

Universidad Nacional de Ingeniería
Facultad de Ingeniería de Petróleo



**Evaluación de un Proyecto de
Recuperación Secundaria por
Inyección de Agua**

Carrizo Este — Block A
Miembro Helico — Formación Talara

**Tesis para optar el Título Profesional de
Ingeniero de Petróleo**

Victor Antenor Salirrosas Cueva

PROMOCION 1974

LIMA - PERU - 1988

EVALUACION DE UN PROYECTO DE RECUPERACION SECUNDARIA

POR INYECCION DE AGUA

CARRIZO ESTE - BLOCK "A"

MIEMBRO HELICO - FORMACION TALARA

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

DISCUSION

A. UBICACION E HISTORIA

B. DESCRIPCION GEOLOGICA

C. DATOS DE RESERVORIO Y CALCULOS VOLUMETRICOS

C.1 Porosidad y Permeabilidad

C.2 Saturación de Agua Inicial

C.3 Propiedades de los Fluidos

C.4 Historia de Producción

C.5 Cálculos Volumétricos

D. FACTIBILIDAD DE REALIZAR INYECCION DE AGUA

D.1 Factores Positivos para la Inyección de Agua

D.2 Factores Negativos para la Inyección de Agua

D.3 Reservas Secundarias

D.4 Diseño de Inyección

D.5 Pronóstico de Inyección-Producción

E. PERFORACION Y COMPLETACION DE POZOS

E.1 Perforación

E.2 Cementación

E.3 Completación Pozos Inyectores

F. FACILIDADES DE INYECCION Y PRODUCCION

F.1 Facilidades de Inyección

F.2 Facilidades de Producción

G. PLAN DE OPERACION

G.1 Disponibilidad de Agua de Inyección

G.2 Instalaciones de Subsuelo de Equipos de Inyección

G.3 Instalación de Facilidades de Inyección

G.4 Tratamiento Estabilizador de Arcillas

G.5 Levantamiento Artificial

G.6 Banco de Datos y Centro de Cómputo

G.7 Estudio de Núcleos, Registros

G.8 Conversión

G.9 Reactivación

G.10 Facilidades de Producción

G.11 Control de Calidad de Agua de Inyección

G.12 Operaciones de Inyección y Producción

H. CONTROL Y REGISTROS DE INYECCION-EVALUACION DEL PROYECTO

I. AGUA DE INYECCION

I. 1 Fuente de Agua para Inyección

I. 2 Tratamiento de Agua de Occidental

I. 3 Análisis de Agua de Inyección

I. 4 Compatibilidad de Aguas

I. 5 Filtración

I. 6 Grado de Filtración

I. 7 Corrosión

I. 8 Taponamiento

I. 9 Vida del Equipo

I.10 Especificaciones del Agua de Inyección

I.11 Equipo de Laboratorio

J. EVALUACION ECONOMICA

REFERENCIAS

TABLAS

FIGURAS

INTRODUCCION

En el noroeste del Perú existe un área petrolífera de aproximadamente 725,000 acres, ubicada en la costa del Departamento de Piura. Dentro de dicha área se tienen 149 yacimientos petrolíferos con más de 11,200 pozos y 18 reservorios productivos, los cuales han acumulado más de un billón de barriles de petróleo y en la actualidad, la mayoría de estos yacimientos están en la fase final de su producción primaria.

Los reservorios del noroeste han tenido como mecanismo de producción natural, el mecanismo de gas en solución, el cual constituye el mecanismo de producción primaria o natural más ineficiente de los reservorios de petróleo, motivo por el cual, en la actualidad se tienen muchos reservorios con recuperaciones menores del 15% del petróleo original en sitio, existiendo un gran cantidad de petróleo sin energía dentro de los reservorios; parte de este petróleo únicamente puede ser recuperado por métodos de recuperación secundaria y/o terciaria.

Debido principalmente a la profunda crisis del mercado internacional petrolero, el cual ha generado inestabilidad de precios del petróleo y a la demora en la aprobación de la nueva Legislación Petrolera, actualmente no se tienen compañías nacionales y/o extranjeras interesadas en realizar inversiones, ya sea en proyectos de exploración, desarrollo primario o de recuperación secundaria.

Teniendo en cuenta que cada día es más difícil mantener la producción, tan sólo con el desarrollo primario y/o retrabajos de los campos en actual explotación y los continuos fracasos en la exploración para el descubrimiento de nuevos campos petrolíferos. Ante la necesidad de aliviar el déficit de producción de hidrocarburos del país con respecto a la demanda interna, previsto para el final de la presente década o principios de la siguiente, se hace prioritario la implementación y desarrollo de proyectos de recuperación secundaria en aquellos reservorios en los cuales se tiene la certeza que existe petróleo, el cual puede ser desplazado en forma artificial.

CONCLUSIONES

1. El Miembro Hélico, en el Bloque "A" del Yacimiento Carrizo Este, con una extensión de 321 acres, presenta buenas características para la inyección de agua, por encontrarse a una profundidad adecuada, extensión areal continua, sin presencia de fallas intermedias y está limitado por grandes fallas que no permiten la comunicación con zonas vecinas al bloque.

2. El petróleo original insitu calculado volumétricamente, es de 15,830 MBls. En las condiciones actuales se ha estimado una recuperación final de 1,402 M Bls., lo cual representa el 8.86% del petróleo original insitu.

A Setiembre de 1986 la producción acumulada del Miembro Hélico es de 1050 MBls. de petróleo y 1,182 MMPC de gas. Las reservas primarias remanentes son de 352 MBls.

3. El mecanismo de producción que controla el comportamiento del yacimiento es de impulsión por gas disuelto. La producción de agua es insignificante y no hay impulsión de agua natural.

4. El bajo factor de recuperación obtenido es consecuencia del desarrollo estratificado de las arenas, del tipo de mecanismo de impulsión y de la baja permeabilidad (7.5 md).

5. Se ha estimado la presión original en 2,134 psi (1960). A la fecha la presión registrada para el área de estudio en el Miembro Hélico es de 494 psi.
6. La recuperación adicional de petróleo por efecto de la inyección de agua será de 1,332 M Bls., con lo cual el factor de recuperación total se incrementaría de 8.86 a 17.27% del petróleo original insitu.
7. Las reservas secundarias se recuperarán a través de 14 pozos productores, mediante la inyección de agua tratada a través de 9 pozos inyectores, de los cuales 7 serán nuevos y 2 pozos convertidos de productores a inyectores.
8. Se ha determinado el tiempo de llenado en 3.9 años, después de iniciada la inyección. En esa fecha se alcanzaría el régimen de producción más alto (608 BPD).
9. El volumen de agua requerido es de 4,000 BPD (a 3000 psig). Se estima que el volumen total de inyección será de 12,000 M Bls. de agua.

El resultado de los análisis y pruebas del agua de mar tratada, disponible en el área vecina, indica lo siguiente:

El agua de inyección del área vecina y el agua del pozo 6673 de la misma área, son compatibles para cualquier proporción de mezclas, es decir no se ocasionaría problemas por la formación de yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), anhidrita (CaSO_4) y barita (BaSO_4).

Es posible que el agua de inyección tenga tendencia a formar incrustaciones (scale) de carbonato de calcio (CaCO_3) en la superficie.

El agua de inyección tiene partículas entre 1.0 y 5 micrones de diámetro que pueden taponar los poros de la formación.

La calidad del agua de inyección presenta rangos de variación en el contenido de sólidos suspendidos, oxígeno, rate de corrosión, bacterias sulfato reductoras, sulfuro de hidrógeno, fierro.

El agua de inyección produce hinchamiento de arcillas y migración de finos.

10. La inversión requerida se estima en 3,931.11 MUS\$, de los cuales, el 67.5% corresponde a perforación de 7 pozos inyectoras.
11. Considerado como precio de provisión de agua de inyección tratada 0.20 US\$/Bl. Los resultados son los siguientes:

	<u>VAN AL 20%, M US\$</u>	<u>TIR, %</u>
Nivel Empresa	1,600.29	28.93
Nivel País	4,506.14	39.97

Puede apreciarse que el proyecto es rentable, tanto a nivel corporativo como a nivel país. Se han efectuado corridas de sensibilidad a diferentes parámetros, sin embargo, a modo de información, la sensibilidad a las reservas y a la producción (con un precio de agua de 0.20 US\$/Bl.), indica que es posible cumplir con los requerimientos económicos mínimos, aún en los casos en que:

Las reservas disminuyan hasta un 29%.

Las inversiones puedan incrementarse hasta un 53%.

RECOMENDACIONES

1. Implementar el proyecto de inyección de agua en el Bloque "A" del Yacimiento Carrizo Este. Para ello será necesario contemplar, entre otros:

Perforar las 7 ubicaciones propuestas para ser usadas como pozos inyectores.

Gestionar la provisión garantizada por parte de la compañía operadora del área vecina, los volúmenes de agua requeridos.

Adquirir e instalar el equipo, materiales e instrumentos necesarios para los sistemas de inyección y producción.

Intensificar los programas de entrenamiento de personal, necesario para la implementación, operación y control del proyecto.

Asignar la disponibilidad de recursos de personal requeridos, incluyendo facilidades (vehículos). Definir las funciones y responsabilidades.

Implementación de un Banco de Datos complementado con programas computarizados para cálculo de evaluación de performance.

Culminación de estudios adicionales (entre otros: estabilización de arcillas, migración de finos).

2. En relación a los pozos inyectoros se recomienda lo siguiente:

Efectuar el tratamiento de estabilización de arcillas y migración de finos antes de inyectar agua.

Efectuar la inyección de agua en forma selectiva mediante la instalación de empaques que separen las zonas.

Inyectar a todos los pozos, simultáneamente a un rate y presión que gradualmente deberán ser aumentados conforme al comportamiento del mecanismo de inyección.

Efectuar las operaciones de inyección de agua en forma continua, sin paradas.

Medir diariamente los volúmenes de agua inyectada y presiones de cada zona en cada pozo inyector.

3. En relación a los pozos productores se recomienda lo siguiente:

Operar con un mínimo de nivel de fluido sobre la bomba de subsuelo. Verificar regularmente con pruebas de nivel de fluido

y dinamométricas, la operación del equipo y efectuar los ajustes necesarios en las condiciones de operación.

Oportunamente efectuar la reubicación de unidades de bombeo para mantener en operación pozos con altos cortes de agua.

Medir diariamente el petróleo, gas y agua producidos de los pozos productores.

4. En relación a la calidad de agua de inyección, tratamiento en el sistema de producción e identificación de agua se recomienda lo siguiente:

Filtrar el agua de inyección del área vecina a un nivel de filtración de 2 micrones.

Inyectar biocida, inhibidor de incrustamiento e inhibidor de corrosión.

Adquirir el equipo portátil especificado de análisis, y monitorear la calidad de agua y corrosión en las operaciones de inyección-producción, efectuando el programa indicado de actividades de control físico-químico.

Mejorar las especificaciones de calidad de agua de inyección, rate de corrosión, cuenta de bacteria sulfato reductora, incrustamiento (concentración residual de inhibidor), contenido de fierro, ácido sulfhídrico.

Tratamiento químico de control de corrosión/incrustamiento en pozos productores, batería.

5. En relación con el desarrollo y evaluación permanente del proyecto, se recomienda lo siguiente.

Obtener 420' de núcleos del Miembro Hélico en el pozo inyector I-4, con sus respectivos registros eléctricos de correlación. Efectuar análisis convencionales, especiales y estudios sedimentológicos, estratigráficos y petrográficos.

Estudiar el diseño de un tratamiento de estabilización de arcillas y migración de finos. Coordinar acciones con compañías de servicios especializadas que efectúan el tratamiento mencionado.

Implementar a la brevedad un Banco de Datos.

Realizar periódicamente toma de presión de fondo, caída de presión (fall off test).

Realizar periódicamente análisis de presión por los métodos de Hall y Horner.

DISCUSION

A. UBICACION E HISTORIA

El Bloque "A" del Yacimiento Carrizo Este, se encuentra ubicado a 25 Kms. al noreste de la ciudad de Talara, Figura N° 1, dentro de las cuadrículas 13-0, P y 14-0, P. Hacia la parte suroeste del Bloque "A" y a 2 Kms., se encuentra el Yacimiento Carrizo operado por el Consorcio Oxy-Bridas, Figura N° 2.

El bloque fue descubierto en Setiembre de 1960 con la perforación del pozo 1664 ubicado en el extremo sur, el mismo que tuvo una producción inicial de 120 barriles de petróleo por 2 barriles de agua con una razón gas/petróleo de 1478.

A Setiembre 1986 se han perforado 16 pozos, todos ellos productores. La producción acumulada de los 16 pozos, a Setiembre de 1986, es de 1193 MBls. de petróleo, de los cuales 1,050 MBls. corresponden al Miembro Hélico con una producción promedio acumulada de 65.6 MBls. de petróleo por pozo.

A Setiembre de 1986 el bloque tiene 15 pozos activos y produce de todas las formaciones completadas, un total de 340 BPD y una razón gas/petróleo de 3,457 PC/Bl., de los cuales 294 BPD corresponden al miembro Hélico.

Como se dijo anteriormente, la perforación del bloque se inició en 1960 con un pozo, recién en 1978 se perforó el segundo pozo y finalmente en 1980 se inicia prácticamente el desarrollo del bloque, perforándose 14 pozos adicionales, a un espaciamiento que varía entre los 14 y 23 acres.

Todos los pozos perforados en el Bloque "A" fueron fracturados al inicio de su vida productiva, utilizando petróleo como fluido fracturante a excepción de un pozo, en el cual se utilizó agua tratada.

B. DESCRIPCION GEOLOGICA

El Miembro Hélico consta de 6 cuerpos arenosos perfectamente determinados e interestratificados con lutitas, según se puede apreciar en las secciones estructural-estratigráficas (Figuras N° 3 a N° 9).

El reservorio se encuentra a una profundidad promedio de -3,600 pies, con rumbo N 35° E y buzamiento hacia el Sureste. La Figura N° presenta el mapa de Contornos Estructurales en el Marcador Mbo. Hélico, asimismo las Figuras N° 11 a N° 16 presentan diferentes secciones estructurales a través del Bloque "A".

Los límites estructurales del Bloque "A" del miembro Hélico del Yacimiento Carrizo Este, están constituidos por fallas normales y son los siguientes: Al norte la falla "P" de rumbo E-O y buzamiento al norte y la falla "K" de rumbo NE-SO y buzamiento al noroeste; al sur por la intersección de las fallas "NE" y "El Cardo"; al este la falla "El Cardo" de rumbo NE-SO y buzamiento al noroeste y al oeste la falla "NE" de rumbo NO-SE y buzamiento al noroeste.

El miembro Hélico de la formación Talara fue depositado en varios ciclos por sedimentos en flujo gravitacional en aguas relativamente profundas en forma de abanico y canales submarinos.

En el Bloque "A", el miembro Hélico se presenta con un espesor casi uniforme en toda el área, teniéndose un espesor bruto promedio de todos los pozos perforados de 787 pies. La mayor sección encontrada (924 pies) del Miembro Hélico se localiza en el pozo 6673.

El miembro Hélico es una secuencia de conglomerados y areniscas lenticulares de cuarzo, color gris verdoso, con gránulos de glauconita, separados por intercalaciones de lutita gris y marrón claro, suaves, blandas, masivas, en parte calcáreas.

El área superficial total del bloque es de 321 acres. Los mapas confeccionados de arena neta con petróleo muestran lo siguiente:

La arena petrolífera perteneciente a la secuencia "A" (Figura N° 17), se extiende casi por toda el área, teniendo su máximo desarrollo en la parte oeste del Bloque "A", disminuyendo gradualmente hacia el noreste hasta desaparecer, no encontrándose arenas petrolíferas pertenecientes a esta secuencia en el pozo 6073 situado en el extremo noreste.

La arena neta petrolífera de la secuencia "B" (Figura N° 18) se extiende por todo el Bloque "A", teniendo su máximo desarrollo en la parte sur disminuyendo gradualmente hacia el norte.

La arena de la secuencia "C" (Figura N° 19) se extiende en forma casi uniforme por todo el Bloque "A", disminuyendo su espesor en la parte noreste del bloque.

La arena de la secuencia "D" (Figura N° 20) se extiende por todo el Bloque "A" teniendo su máximo desarrollo en la parte este, disminuyendo gradualmente en la parte oeste.

La arena de la secuencia "E" (Figura N° 21) se extiende por casi toda el área del Bloque "A", teniendo su máximo desarrollo en la parte noreste, disminuyendo gradualmente hacia el oeste, hasta desaparecer, no encontrándose arenas petrolíferas pertenecientes a esta secuencia en el pozo 6673, el cual está situado en el extremo oeste.

La arena neta de la secuencia "F" (Figura N° 22) es la de menor extensión y espesor, se encuentra presente en la parte central del Bloque "A" desapareciendo totalmente hacia los extremos del bloque, a excepción del extremo norte, en donde se encuentra limitada por efecto de la falla límite.

C. DATOS DEL RESERVORIO Y CALCULOS VOLUMETRICOS

C.1 Porosidad y Permeabilidad

En el Bloque "A" no se cuenta con núcleos, motivo por el cual se han usado núcleos del miembro Hélico, tomados en los pozos 9201, 9403, 9402 y 1768 del Yacimiento Carrizo, vecino al bloque, para estimar los parámetros de la roca reservorio. Se han obtenido valores de porosidad de 14.5% y permeabilidad de 7.5 md, que corresponden al promedio aritmético de los diferentes valores encontrados en los pozos anteriormente mencionados.

C.2 Saturación de Agua Inicial

Como se mencionó anteriormente, en este bloque no se cuenta con núcleos, ni con juegos de registros eléctricos que nos permitan hacer una evaluación de la saturación de fluidos. Para la evaluación de la saturación de agua inicial se usaron los resultados del análisis especial de núcleos del pozo 9202 perteneciente al yacimiento vecino Carrizo. Este pozo cuenta con 5 curvas de presión capilar aire-mercurio para la formación Talara, miembro Hélico y 4 curvas de presión capilar aire-mercurio para la formación Ostrea.

En base a estas curvas de presión capilar se han corregido las presiones capilares del sistema aire-mercurio al sistema

petróleo-agua y usando la función de correlación J_{sw} (Figuras N° 23 y 24); se han construido dos curvas de distribución de saturaciones de agua sobre el contacto agua-petróleo para Hélico y Ostrea (Figuras N° 25 y 26). Considerando un espesor bruto promedio de la formación Ostrea de 300', usando la curva de distribución de saturaciones (Figura N° 26) para la formación Ostrea y asumiendo que el contacto agua-petróleo en esta formación está en la base de la formación Ostrea, a 300' del tope, se tiene que la saturación de agua en el tope de Ostrea es de 55%.

Tomando este valor de 55% como el de la saturación en la base del miembro Hélico y usando la curva de distribución de saturaciones (Figura N° 25) para el miembro Hélico, se tiene la distribución de la saturación de agua promedio siguiente:

<u>Espesor Bruto pies</u>	<u>Saturación %</u>	<u>Saturac. Prom.</u>
900	37.8	37.9
800	38.0	38.3
700	38.5	39.0
600	39.5	40.1
500	40.7	41.5
400	42.2	43.2

Espesor Bruto <u>pies</u>	Saturación %	Saturac. Prom. %
300	44.2	45.6
200	47.0	48.8
100	50.5	52.8
0	55	
	Promedio:	43.0

C.3 Propiedades de los Fluidos

En este bloque tampoco se cuenta con análisis PVT de los fluidos contenidos, motivo por el cual se han tomado los análisis PVT del pozo 1778, perteneciente también al miembro Hélico del área vecina. En la Figura N° 27 se puede apreciar la variación de los valores del Factor de Volumen de Formación y del Gas en Solución con respecto a la presión.

C.4 Historia de Producción

Para la confección de historia de producción se tuvo que hacer un análisis detallado de los listados del historial de producción y de los archivos de los pozos, encontrándose una serie de errores e incongruencias en los listados computarizados, motivo por el cual se recurrió a los archivos originales de producción de los pozos.

En base a la reconstrucción de la historia se corrigió la producción (Figura N° 28) y se repartió proporcionalmente entre las diferentes arenas que fueron abiertas a producción. La repartición de la producción se efectuó en base a la calidad de las arenas productoras y a las tendencias de las curvas de declinación.

La Tabla N° 1 presenta un resumen de la producción a Setiembre de 1986, así como el acumulado de producción total y el acumulado de producción de 1'049,761 Bls. correspondiente al miembro Hélico, la cual ha sido obtenida luego del reparto proporcional efectuado.

C.5 Cálculos Volumétricos

En el bloque materia del estudio no se ha observado la presencia de contactos de gas-petróleo o agua-petróleo. En base al comportamiento productivo de los pozos, así como los datos de las presiones de fondo, se ha llegado a determinar que el mecanismo de producción del reservorio es el gas en solución.

La presión inicial del reservorio (2,314 psi), fue medida en el pozo descubridor en Setiembre de 1960. Se asume que el reservorio se encontraba saturado al inicio de su vida productiva. A la fecha la presión ha declinado en 1,820 psi.

El cálculo del petróleo original en sitio se realiza mediante la siguiente expresión:

$$N = 7758 O (1-S_w) V_R/Boi$$

Donde:

N = Petróleo original en el sitio, STB.

O = Porosidad, fracción.

S_w = Saturación de agua inicial, fracción.

V_R = Volumen de roca, Acre-Pie.

Boi = Factor de volumen de formación inicial, BLS/STB.

El cálculo volumétrico indica que el volumen original de petróleo en sitio en el Bloque "A" es del orden de 15,830 MBls.

Las Tablas N° 2 y N° 3 muestran los datos del reservorio y cálculos volumétricos utilizados en el presente análisis. La recuperación de las reservas primarias, a la fecha es del orden de 6.6% de las reservas originales en sitio, siendo la saturación actual de petróleo de 43.5% y la saturación de gas libre igual a 13.5%.

En base a las curvas de producción, asumiendo un límite económico de 3 BPD por pozo y que los pozos actualmente en producción en el campo van a ser producidos al límite económico, se

tiene un remanente a recuperar en reservas primarias de 352 MBls. de petróleo, con lo cual el factor de recuperación final se incrementa hasta el 8.86% del petróleo original en sitio.

D. FACTIBILIDAD DE REALIZAR INYECCION DE AGUA

Para determinar la factibilidad de realizar operaciones de inyección de agua, se ha tenido en cuenta las consideraciones siguientes:

D.1 Factores Positivos para la Inyección de Agua

Bajo factor de recuperación por depletación primaria (FR 6. %).

Los valores de la saturación actual de petróleo ($S_o=43.5\%$) y gas libre ($S_g = 13.5\%$), son satisfactorios para la inyección.

Los valores de viscosidad ($\mu = 1.8$ cps) y gravedad de crudo (API = 39.6), son satisfactorios para la inyección de agua.

El bloque está limitado por grandes fallas las cuales impiden la comunicación con zonas vecinas al bloque.

Adecuada profundidad de las arenas productivas (4,200 pies).

No existencia de fallas dentro del bloque y buena correlación de arenas, según las secciones estratigráficas efectuadas.

No hay presencia de contactos gas-petróleo ni agua-petróleo.

Disponibilidad en las cercanías (2 Kms.), de excedentes de agua de mar tratada y presurizada.

D.2 Factores Negativos para la Inyección de Agua

Presencia de minerales inestables que durante el proceso de inyección migrarán y actuarán como obturadores.

Presencia de minerales hinchables como la rectorita e illita.

Las arenas tienen un contenido de finos que representan del 15% al 35% del total de roca.

Lo indicado anteriormente, ha sido obtenido a partir de análisis granulométricos y difracción de Rayos X, realizados en núcleos del miembro Hélico, pertenecientes a dos pozos del Yacimiento Carrizo, vecino al bloque a ser inundado.

Bajos valores de porosidad (14.5%) y permeabilidad (7.5 md).

Baja relación arena neta/arena total (0.16).

La existencia de 6 cuerpos arenosos, algunos de los cuales no se extienden en forma homogénea por todo el yacimiento.

El resultado de la evaluación de los factores positivos y negativos, indica que es factible realizar operaciones de inyección en el miembro Hélico. Los factores que aparecen como negativos pueden ser minimizados si previo a la inyección, se realizan trabajos de estabilización de arcillas. Además, si se hace un control efectivo de las operaciones de inyección (calidad del agua, presiones y volúmenes de inyección adecuados), y producción (eficiente levantamiento de los fluidos).

D.3 Determinación de la Saturación de Petróleo al Inicio de la Inyección

La mejor manera de obtener la saturación de petróleo al inicio de la inyección es mediante el uso de la ecuación de balance de materia, para lo cual asumimos una saturación de agua uniforme a través de todo el reservorio, la ecuación de balance de materia para calcular la saturación del petróleo en cualquier momento de la vida del reservorio, está dada por la siguiente expresión:

$$\underline{Sop = (N - Npp) Bop (1 - Sw)}$$

NBoi

Donde:

N_{pp} = Acumulado de producción, STB

N = Petróleo original en sitio, STB

S_w = Saturación de agua interticial y fracción

B_{oi} = Factor de volumen de formación inicial, Bls./STB

B_{op} = Factor de volumen de formación actual, Bls./STB

El petróleo original en sitio (N) puede ser obtenido por balance de materia o por el método volumétrico.

D.4 Diseño de Inyección

La Figura N° 29 muestra la distribución de los pozos productores e inyectores, así como el área efectiva de inyección del bloque.

La ubicación de los pozos inyectores se seleccionó tratando de obtener la mayor área de drenaje posible y en algunos casos las fallas se utilizaron con el fin de proporcionar un confinamiento hacia los pozos productores. El espaciamiento promedio actual es de 14 acres/pozo. Al efectuar el esquema de inyección, el espaciamiento promedio se reduciría a 7 acres/pozo.

Se requerirá inyectar 3,375 BPD de agua tratada a través de 9 pozos. El esquema considera que serán necesarios 14 pozos productores.

D.5 Reservas Secundarias

Teniendo en consideración las correlaciones obtenidas en base al estudio de los proyectos previos de recuperación secundaria, realizados en el noroeste por la Cía. Questa (Figura N° 30), en la cual se presenta los diversos parámetros que están relacionados a la eficiencia volumétrica de los campos del noroeste, se ha determinado la eficiencia que se podría tener del desplazamiento del petróleo con agua.

La Tabla N° 4 muestra los datos de inyección de agua, así como las recuperaciones a obtenerse por inyección de agua.

Se estima una recuperación por efecto de la inyección de agua de 1,332 M Barriles de petróleo. Con esto, la recuperación total a obtenerse se incrementaría hasta alcanzar un factor de recuperación total de 17.27% del petróleo original en sitio.

D.6 Pronóstico de Inyección reducción

La técnica de predicción de la recuperación de reservas, está basada en el método usado en el "Estudio de Factibilidad de Recuperación Secundaria Area La Brea y Pariñas", realizado por la compañía contratista Questa Corporation.

Se ha asumido que la inyección de agua de mar tratada se iniciará en Julio de 1987, a un régimen igual a la mitad del

régimen de diseño. Esto permitirá un llenado uniforme y una lenta resaturación alrededor del pozo inyector y evitará problemas prematuros al perfil de inyección.

Luego de dos meses de inyección, el régimen es incrementado lentamente en un período de cuatro meses, hasta el régimen de inyección de diseño, permitiendo que el reservorio en la vecindad sea gradualmente resaturado. Después de los primeros seis meses de inyección, el régimen de inyección es mantenido constante hasta el final del período de producción máxima.

Los valores de los volúmenes acumulados del agua de inyección se usan para determinar el tiempo en que se produce la respuesta, el régimen de producción máximo de agua y petróleo, y la duración de este período de producción máxima. Al final del período de la producción máxima, el régimen de inyección es reducido en un período de un año al régimen calculado de inyección después del llenado. Esto es basado en la reducción de la inyectividad debido al hinchamiento de las arcillas y/o a la migración de finos dentro de la formación. Una vez que los cortes de agua calculados alcanzan el 95% (WOR = 19.0), el coeficiente de inyección es declinado de tal manera que se mantenga el corte de agua en 95% hasta el final de la vida del proyecto. Esto es, cerrando pozos inyectores que permitan compensar la producción de agua en los pozos productores.

La Figura N° 31 presenta en forma gráfica los pronósticos de inyección y producción. La Tabla N° 5 presenta las cifras de los pronósticos, en forma tabulada.

E. PERFORACION Y COMPLETACION DE POZOS

A fin de llevarse a cabo el esquema de inyección de agua, se requerirá la perforación y completación de 7 pozos inyectores, la conversión de 2 pozos existentes a inyectores y la reactivación de un pozo a producción. La Tabla N° 6 muestra un resumen de la perforación y retrabajos requeridos para el inicio de la inyección de agua en el Bloque "A" de Carrizo Este.

E.1 Perforación

El procedimiento típico para la perforación de un pozo de 4,800 pies en este yacimiento es el siguiente:

Preparar caminos de acceso y plataforma para la ubicación del equipo de perforación y materiales.

Mover y levantar el equipo de perforación en la ubicación. Asegurarse que todo el equipo y materiales estén en el sitio.

Hacer una perforación de 12 1/4 pulgadas hasta \pm 300 pies. Correr \pm 300 pies de forros de 8 5/8 pulgadas, J-55, 24 libras/pie y cementar. Los forros se colocarán a tensión en o cerca al fondo.

Cortar y soldar la brida de adaptación y colocar el impide reventones. Probar el equipo impide reventones.

Con broca de 7 7/8 pulgadas, perforar el collar flotante y la zapata de cemento.

De acuerdo al programa de lodo, brocas, hacer la perforación del hueco de 7 7/8 pulgadas. Tomar la desviación cada 500 pies y en cada viaje de la broca. Analizar detenidamente el ángulo de desviación del pozo y si este excede el límite de 5°, se tendrá que modificar la sarta de fondo para obtener las correcciones requeridas.

Seguir perforando hasta que se llegue a la profundidad programada, circular y acondicionar el lodo, hacer viajes cortos por las zonas de pérdidas de fluidos. Sacar el equipo del pozo y correr los perfiles eléctricos como se ha programado.

Preparar y bajar los forros de producción (5 1/2 pulgadas), J-55, 17.0 libras/pie y cementar hasta superficie. Los forros serán colocados en tensión en o cerca del fondo del pozo.

E.2 Cementación

Las mezclas de cemento tienen como función primordial en los pozos inyectoros, aislar las zonas productivas de las zonas que no son de interés y soportar la tubería de revestimiento. La tubería de revestimiento y las mezclas de cemento en los puntos de inyección está sometidas a un ambiente de agua salada y corrosiva con algún contenido de ácido sulfhídrico que podría generarse, ya sea en las líneas troncales de inyección de agua, tubería de revestimiento o inyección.

Las mezclas de cemento convencional (Cemento Pacasmayo/bentonita nacional), debido básicamente a su composición química son altamente susceptibles al ataque de sulfatos y ácido sulfhídrico presentes en los sistemas de inyección, razón por la cual para la prevención del envejecimiento del cemento fraguado y evitar los posibles problemas de colapso de la tubería de revestimiento o derrumbre de la formación en la vecindad del pozo, es recomendable cementar todo el pozo con una mezcla de cemento/pozmix en una relación volumétrica de 50%/50%.

La resistencia de las mezclas de cemento/pozmix, una vez fraguadas, de acuerdo a las pruebas de laboratorio desarrolladas presentan permeabilidades menores a 0.1 md, evitándose de esta forma cualquier comunicación vertical por contraste de permea-

bilidades. Además, estas mezclas presentan propiedades de expansión, las cuales son altamente positivas para el mejoramiento de la adherencia del cemento, tanto a la tubería de revestimiento como a la formación.

E.3 Completación Pozos Inyectores

Los procedimientos de completación que a continuación se indican están basados en experiencias de áreas vecinas, así como en estudios realizados para proyectos similares de inyección de agua.

- (1) Cementar hasta superficie con una mezcla de cemento/pozmix en una relación volumétrica de 50%/50%.
- (2) Esperar fraguado de cemento 48 horas mínimo.
- (3) Mover e instalar en su ubicación una unidad de servicio de pozos, colocar impide reventones. Probar los forros a 400 psi.
- (4) Correr registros de cemento desde el fondo del pozo hasta 100' arriba del tope a perforarse, con y sin presión para detectar microanillos.

- (5) Después de esta etapa no es necesario el equipo de completación y debe ser reemplazado por una unidad de servicio de pozos.
- (6) Bajar tubería de trabajar de 2 7/8". Circular y colocar agua tratada con 2% de Cl K y surfactante a 100' sobre el tope del intervalo a perforarse.
- (7) Levantar tubería hasta el tope del intervalo a perforarse y swabear a seco. Sacar tubería.
- (8) Perforar los forros de 5 1/2" con jets cargados para efectuar perforación de 0.40 pulgadas, en forma selectiva de acuerdo con un programa. Se requiere instalar lubricador por seguridad.
- (9) Efectuar los trabajos de tratamiento de estabilización de arcillas y control de migración de finos y fracturamiento con agua gelificada, ambos en forma selectiva.
- (10) Limpiar tubería por circulación.
- (11) Bajar tubería 2 3/8 EUE, 4.7 /ft y empaque de 5 1/2" y sentarlo a 100' arriba de la perforación tope. Colocar

fluido en el espacio anular (agua tratada con inhibidor de corrosión, incrustamiento y bactericida). Figura CE-38.

(12) Pozo listo para iniciar la inyección de agua.

F. FACILIDADES DE INYECCION Y PRODUCCION

En el diseño de facilidades de inyección y producción se seleccionan equipos e instalaciones de acuerdo con la norma "Standard NACE RP-04-75 Selection of Metallic Materials to be Used in All Phases of Water Handling for Injection into Oil Bearing Formations".

Se incluye 1/16" de espesor para tolerancia de corrosión, recubrimientos, protección catódica, mediante la instalación de ánodos de sacrificio.

F.1 Facilidades de Inyección

El diseño conceptual establece la utilización de 4000 BPD de agua de inyección a 3000 psi, previamente tratada, tomándola del múltiple de inyección IM-603-1H y conectar con una línea de 4" de diámetro (alta presión), y 6,500 pies de longitud, que transportará el agua al área del Proyecto Piloto Carrizo Este, donde llega un múltiple IM-PC. Inmediatamente antes, el agua será filtrada a través de filtros tipo cartucho y luego pasará al múltiple mencionado, para ser distribuida, regulada la presión y medido el volumen de agua, que será transportada por líneas de 2" de diámetro al pozo inyector a una presión de 2500 psi.

En el pozo inyector, el agua será inyectada por dos zonas a través de tubos y forros aislados por un empaque. En la Figura N° 32 se muestra el diagrama de flujo de proceso.

A continuación se tienen las especificaciones de equipos del sistema de inyección:

(i) Línea de Suministro - API STD 5LX

Diámetro Externo, pulgadas	4
Espesor, pulgadas	0.219
Peso, lb/ft.	10.1
Presión de Prueba Grado X 52 psi	3,000
Diámetro Interno, pulgadas	4.062
Tons por Milla	24.0
Longitud, pies	6,500
Pies por Ton.	220
Bbls. por Milla	84.63
Presión Interna al 85% del esfuerzo mínimo de deformación permanente, psi	4,300
Líneas de Inyección API STD 5LX Longitud, pies	13,000

(ii) Equipo de Filtración

Por razones de flexibilidad de combinar diversos rangos de caudales, grado de filtración requerido y monto de inversión, será necesario utilizar dos equipos de filtración, de las especificaciones siguientes:

Marca	Fulflo, Nowata Machine Works o equivalente.
Tipo	Cartucho
Material	Polipropileno
Capacidad	4500 BAPD. Alternativa 500 BAPD
Grado de Filtración	2 micrones
Máximo contenido de sólidos a la entrada del filtro	1.5 mg/l
Máximo contenido de sólidos a la salida del filtro	0.3 mg/l
Viscosidad cinemática del agua de inyección	0.65 cst a 104° F
Gravedad Específica	1.02
Máxima presión de trabajo	3000 psi

El equipo de filtración estaría instalado en la línea de 4" de diámetro y próximo al múltiple IM-PC con un múltiple de válvulas que permita mantener siempre en operación un equipo de filtración y puntos de muestreo de agua (válvulas de 1/2" de diámetro), antes y después del mismo para monitoreo de calidad de agua.

(iii) Múltiple de Inyección

Múltiple de inyección de Clase 1500 de 9 salidas, cada una con válvulas de control de flujo, medidor de tubería y válvulas de bloqueo.

F.2 Facilidades de Producción

El diseño conceptual se establece para tratar y medir 3000 BPD de fluidos (800 BPD petróleo y 2200 BPD agua), proveniente de 14 pozos productores.

Se prevé la instalación de un tratador térmico y un separador de prueba con sus respectivos medidores de petróleo, agua y gas en la Bat. 603 y se utilizarían las demás facilidades existentes, tales como tanques y bomba de la batería. En la Figura N° 33 se muestra el diagrama de flujo de proceso.

Se considera necesario tener operativas estas facilidades después de 9 meses de iniciada la inyección.

A continuación se tienen las especificaciones del equipo de producción necesario para el proyecto:

(i) Tratador de Emulsión

Diámetro 8" x largo 20', 3 fases, 15 psig, W.P., capacidad 3200 BFPD, gas 4.4 MMSCFD.

Caja de Fuego: 1.8 MMBTU/Hr.

Tiempo de retención: 30 minutos.

Cantidad: 1.

(ii) Separador de Prueba

Diámetro 20" x altura 9', 3 fases vertical 15 psi W.P., capacidad 430 BFPD, gas 700,000 SCFD.

Tiempo de retención: 5 minutos.

Cantidad: 1.

(iii) Medidores de Flujo

Total - Agua - 100 CV (10 Bls./Descarga).

Total - Agua - 20 CV (2 Bls./Descarga).

Prueba - Agua - 1/2 CV (0.25 Bls./Descarga).

Prueba - Petróleo - 2 1/2 CV (0.25 Bls./Descarga).

Cantidad: 4.

G. PLAN DE OPERACION

El éxito de un proyecto de inyección de agua se basa en gran parte en un planeamiento efectivo que oportunamente integre las acciones que a continuación se indican en la secuencia que a nuestra opinión es la más conveniente y que se muestran en el Cronograma de Actividades de Implementación (Figura N° 34).

G.1 Disponibilidad de Agua de Inyección

Para la realización del proyecto es necesario disponer de un suministro de 4000 BPD de agua de inyección, tratada de acuerdo con especificaciones de calidad, (Acápite I.10) y a la presión de 3000 psi.

Cabe mencionar que en las facilidades de producción que estarán ubicadas en la Bat. 603, no se han incluido tanques y bomba en la batería, considerando que la operación dispone de estos equipos.

G.2 Instalación de Subsuelo de Equ'no de Inyección

Uno de los puntos importantes de un proyecto de inyección es la habilidad de inyectar agua a r'egimenes adecuados en los miembros arenosos adecuados. Los reservorios del Noroeste est'an caracterizados por tener largas secciones, algunas veces con varios miembros arenosos. Esto hace que se presenten problemas en tener perfiles de inyección uniformes.

Mediante empaques es posible aislar zonas, a la vez que da lugar a colocar fluidos en el espacio anular tratados previamente con bactericidas, inhibidores de corrosión e incrustamiento que eviten o disminuyan los problemas de ataque de empaques que se originan cuando se tiene agua estancada.

Por razones operativas, el control múltiple de perfiles de zonas ha estado limitado a tres zonas y en base a las experiencias obtenidas se considera limitarlos a dos zonas. Para inyección dual será necesario empaque mecánico de doble agarre.

El equipo adicional incluye un niple de asiento y una campana que sirva de guía de reentrada facilitando el retiro de cable y herramienta de perfilaje.

G.3 Instalación de Facilidades de Inyección

Comprende el tendido de la línea de 4" de diámetro, filtros de tipo cartucho, múltiple de inyección, líneas de inyección y prueba, entre los meses de Abril a Junio de 1987.

Se debe tener el agua de inyección tratada de alta presión disponible para efectuar la limpieza de todo el sistema de inyección hasta la cabeza del pozo inyector, verificando la hermeticidad hidráulica de todo el sistema y la calidad del

agua, mediante pruebas con el filtro de membrana (millipore test) y demás pruebas necesarias, tales como: contenido de oxígeno, fierro, mediciones de corriente al comienzo de la línea de 4" de diámetro, antes y después de los filtros y en el extremo de la línea de inyección de cada pozo.

G.4 Tratamiento Estabilizador de Arcillas

De acuerdo con las conclusiones del análisis por microscopio electrónico y naturaleza de arcillas en núcleos del pozo 1768-Carrizo, antes y después de ser inundado con agua de inyección de Oxy se desprende la existencia de finos que representan del 15 al 35% del total de la roca y de minerales inestables rectorita, kaolinita-smectita, illita, dentro de los minerales de arcilla con cristaloestructuras hinchables. Se menciona la presencia de clinocloro y chamosita con finos obturadores de los microcanales interporales. Los minerales mencionados se encuentran en todas las muestras de las profundidades 4330' a 4142'.

En muestras de núcleos inundados con agua de mar tratada disponible, se observan pozos que han sido parcialmente obstruidos por finos.

Por consiguiente, de toda la información técnica obtenida se ha concluido, en la necesidad de un tratamiento químico previo al comienzo de la inyección de agua, con el fin de reducir el daño a la formación por hinchamiento de arcillas y migración de finos.

G.5 Levantamiento Artificial

Considerando que las unidades de bombeo/motores de gas actualmente instalados en los pozos productores están sobredimensionados, se prevé reubicar unidades de bombeo 160D a 9 pozos en forma gradual a los 12 meses de iniciada la inyección de agua.

Asímismo, se prevé la instalación de 2 unidades de bombeo mecánico 160D a dos pozos actualmente fluyentes.

G.6 Banco de Datos y Centro de Cómputo

Debido al manejo de gran cantidad de información y utilidad para otros proyectos de recuperación secundaria en estudio, es muy importante la agilización de la implementación del Banco de Datos, ya comenzada, de toda la data obtenida de análisis de fluidos, núcleos, presiones (BHP's, DST), temperaturas, de producción actualmente en revisión (inyección y producción de otros proyectos del pasado).

Asímismo, será necesario tener disponible un Centro de Cómputo de toda la información del pozo y de los equipos e instalaciones de subsuelo y superficie. Además, paquetes de cómputo que puedan originar mapas areales y contornos graficados con datos de producción, inyección, datos geológicos para definir tendencias e identificar comportamiento, a través de modelos de simulación de reservorios.

G.7 Estudio de Núcleos, Registros

Esta actividad se inicia con la toma de registros y núcleos del Hélico en el primer pozo inyector a perforarse.

Los análisis convencionales, permitirán refinar los estimados de reservas recuperables, realizar análisis especiales, así como estudios mineralógicos del contenido y tipo de arcillas. Se prevé que ejemplares de estos núcleos serán entregados a compañías que presten servicios de estabilización de arcillas para diseñar un tratamiento específico al problema.

G.8 Conversión

Para completar el arreglo de los pozos inyectores se ha previsto convertir los pozos 6451 y 6572 en inyectores, a fines de Junio de 1987.

Se deben incluir pruebas de presión antes de comenzar la inyección de agua.

G. 9 Reactivación

Está prevista la reactivación al comienzo de Julio de 1987, del pozo 1664, moliendo un tapón a 1650', limpiando por circulación hasta 4700'.

Se deben incluir pruebas de presión de fondo antes de bajar el equipo de bombeo.

G.10 Facilidades de Producción

La instalación de las facilidades de producción así como la reubicación de las líneas de flujo deben estar concluidas después de 1.5 años de iniciada la inyección. Esta reubicación se debe llevar a cabo, ya que actualmente los pozos productores están siendo fiscalizados en tres baterías. No se han incluido tanques y bomba de transferencia en la batería, considerando que la operación dispone de estos equipos.

Respecto a las facilidades de tratamiento de agua producida después de pasar a la celda flotadora, pasará a las pozas de asentamiento, de donde eventualmente se podría recuperar algo de petróleo. Luego de haberse asentado el agua producida se-

r  suficientemente limpia para ser descargada en las quebradas.

G.11 Control de Calidad de Agua de Inyecci3n

Con el fin de familiarizarse con la operaci3n de equipo portátil (kit) de análisis de agua, es necesario que al más breve plazo se adquieran estos equipos y se comience a adquirir experiencia para monitorear la calidad de agua de inyecci3n, revisar las especificaciones de calidad del agua de inyecci3n, interpretar la variabilidad de los resultados, asimismo, paralelamente efectuar medidas de corrosi3n y demás actividades indicadas en la Tabla N  7.

Se deben efectuar análisis completos de iones y cationes del agua producida, en cada uno de los pozos productores, previo a la inyecci3n. Toda la informaci3n de resultados de los análisis debe ser mecanizada en el Banco de Datos.

G.12 Operaciones de Inyecci3n y Producci3n

Una vez que todos los pozos inyectoros han sido perforados (7) y convertidos (2) y después de haberse corrido suficientes pruebas que incluyan presiones de fondo, se efectúa el tratamiento químico para estabilizaci3n de arcillas y control de finos y estando el equipo de inyecci3n instalado y proba-

do, se puede iniciar la inyección. Todos los pozos de inyección deben ser inyectados a la vez para asegurar un patrón de llenado uniforme.

El rate de flujo y la presión de inyección se debe medir diariamente. Se debe empezar la inyección con la mitad del rate de flujo diseñado (1,690 BPD) y con una presión menor de 2300 psig, durante un período de 60 días. Después de 60 días el rate de inyección deberá aumentarse durante un período de cuatro meses, hasta alcanzar el rate de diseño (3,375 BPD) y una presión máxima de inyección de 2300 psig.

Completado el llenado, la presión de inyección puede incrementarse a 2500 psig. Luego de este punto, el rate de inyección puede bajar debido a las condiciones de llenado e interferencia entre los inyectores.

Asímismo, diariamente se deben medir el petróleo, gas y agua producidos. Efectuar pruebas de producción de fluidos durante 24 horas a los pozos, por lo menos dos veces al mes.

H. CONTROL Y REGISTROS DE INYECCION - EVALUACION DEL PROYECTO

Se deben obtener perfiles de inyección dos veces en el primer año, el primero después de 60 días de la inyección y el segundo durante los últimos 6 meses del primer año.

Después será necesario correr los perfiles de inyección una vez al año. En ocasiones especiales podrán ser necesario correr perfiles no planeados de acuerdo al comportamiento. Las mediciones de la inyección pueden ser de Rastreador Radioactivo (RTL) o perfiles de temperatura diferencial (DTL).

Basado en estos perfiles, puede ser necesario sentar empaques o cambiarlo de profundidad, reguladores de flujo de fondo (esta instalación trae serios problemas operativos cuando se hace servicio al pozo inyector). Los pozos con perfiles pobres de inyección o altas presiones de inyección pueden requerir de trabajo de reparación, tales como ball out químico, tratamiento de control de permeabilidad, swab, limpieza química.

El análisis de presión es una herramienta muy conveniente para monitorear la capacidad de los pozos inyectores y detectar variaciones en la inyectividad, mediante los gráficos Hall y Horner, éste último da una idea rápida de las características de la formación, sin haber bajado una bomba al pozo; lo único que

requiere para efectuar la práctica mencionada, lecturas exactas de presión en la cabeza del pozo inyector, tiempo de inyección y rate de inyección.

Programas de presión de fondo deben usarse para pruebas de inyectividad para determinar las características de la formación, mientras se inyecta agua en la formación antes y después de un tratamiento de fracturamiento, por ejemplo.

Después que la presión ha subido suficientemente en la superficie, pruebas de caída de presión (fall off test) puede ser obtenida por una bomba Amerada. Estas pruebas darán las características en lo profundo de la matriz de la formación y lejos del área tratada del pozo. Pruebas de inyectividad y caída de presión deben efectuarse en forma periódica. Los inyectores que muestran disminución en la capacidad de inyección, como resultado en los gráficos de Hall o Horner deberán someterse a pruebas de inyectividad o caída de presión, previo a iniciar cualquier trabajo de remedio en el pozo.

Las operaciones de producción deben tener como objetivo fundamental, mantener los pozos productores bombeando con niveles de fluido los más bajos posibles. Los pozos deben ser probados durante 24 horas dos veces al mes. Las medidas de petróleo, agua y gas producidos deben ser diarias y muy precisas. Pruebas de nivel de fluidos y dinamómetros deben ser tomados regularmente y deberán hacer

los ajustes de velocidad de bombeo, carrera, tamaño de bomba durante diversas etapas de la vida del proyecto. Bajo condiciones ideales, la primera respuesta será cuando se incremente la producción de gas.

El flujo de producción seguirá creciendo hasta obtener las condiciones de llenado. Pueden aparecer altos cortes de agua debido al paso de arenas de alta permeabilidad. Pozos con altos cortes de agua deberán seguir produciendo si están produciendo a niveles económicos. En los pozos productores que no se obtenga petróleo después de altos cortes de agua o 100% de agua, se deberá estudiar detenidamente los pozos inyectoros que influyen y determinan los miembros arenosos que causan el problema. Puede ser necesario modificar la instalación de los pozos inyectoros. Se deben analizar las muestras de agua producida para confirmar la presencia de agua de inyección. Si el agua no es de mar, la formación o miembro arenoso pudiera no tener características para formar el banco de petróleo. Los pozos productores con alto corte de agua, requerirán tratamiento químico para reducir problemas de incrustamiento y/o corrosión.

I. AGUA DE INYECCION

I.1 Fuente de Agua para Inyección

En los estudios de factibilidad para inyección de agua, uno de los primeros hechos básicos que deben ser analizados, son las posibles fuentes de agua. Es necesario conocer: disponibilidad asegurada en el volumen requerido para toda la vida del proyecto, calidad-tratamiento, costo estimado de disponibilidad y tratamiento.

El estudio ha considerado la utilización de agua de mar tratada, próxima al área del proyecto y que es actualmente utilizada en las operaciones del área vecina.

Para establecer las especificaciones de calidad del agua de inyección, es necesario estudiar el tratamiento previo impartido al agua de inyección en las operaciones de la Planta de Tratamiento de Agua en Quebrada Verde, por la interrelación que existe con los conceptos de calidad aplicados al Proyecto Piloto de Inyección de Agua en Carrizo Este-Mbo. Hélico.

A continuación se presentan aspectos de filtración, incrustamiento y corrosión, los cuales están íntimamente relacionados con el tratamiento del agua de inyección.

I.2 Tratamiento de Agua

En la Planta de Tratamiento de Agua de Quebrada Verde, después de inyectar cloro, al agua de mar se adiciona eventualmente coagulante, a continuación es filtrada y recibe la inyección de inhibidor de incrustamiento (scale) y antiespumante. El agua pasa a las torres de deareación donde mediante vacío y despojamiento de gas (gas stripping), el oxígeno es parcialmente eliminado. Con la inyección de un secuestrante químico se completa la eliminación de oxígeno.

El agua recibe la inyección de inhibidor de corrosión y bactericida (actualmente no se inyecta inhibidor de corrosión, porque una evaluación demostró que no era imprescindible), y pasa a un tanque de donde es tomada por bombas que la transfieren al sistema de distribución de baja presión del campo. Para llegar a la estación de Carrizo el agua recorre 22 Kms. a través de tubería de 24" y 18" de diámetro.

En la estación de inyección de Carrizo está instalado un tanque de proceso (surge tank), 4 bombas de inyección de 631 GPM a 3000 psi cada bomba. En esta estación se inyecta inhibidor de incrustamiento diariamente y biocida en forma intermitente.

De la descarga de las bombas, el agua es repartida a 10 múltiples de inyección distribuidos en el área de Carrizo y por líneas 2" de diámetro llegan a los pozos inyectoros.

I.3 Análisis del Agua de Inyección

Recientemente se han efectuado análisis de agua de inyección en el Laboratorio de PETROPERU (Fertilizantes-Talara) y en el Laboratorio de Los Organos (OXY). Los resultados se muestran en la Tabla N° 8.

Los resultados de análisis efectuados en el Laboratorio de Fertilizantes, indican un SI (Stability Index) negativo, es decir; no hay tendencia a precipitar CaCO_3 . Sin embargo, los resultados de análisis efectuados en Laboratorio Los Organos (OXY) indican un SI positivo, es decir; que sí hay tendencia a precipitar CaCO_3 .

Esta discrepancia de resultados podría deberse a la celeridad en la toma de muestras y determinación de pH, o posiblemente a que las muestras fueron tomadas en diferentes tiempos. Las pruebas efectuadas por Oxy en sitio, dieron un pH de 7.95. En el caso de PETROPERU, el pH determinado en el Laboratorio fue de 7.4, evidenciando la diferencia existente entre hacer las pruebas en el campo, y el efecto que tiene el tiempo desde su toma hasta su remisión y análisis en el laboratorio.

Respecto a la solubilidad del sulfato de calcio no existe problema de precipitación de CaSO_4 .

I.4 Compatibilidad de Aguas

Cuando dos aguas de diferente fuente son mezcladas, en algunos casos suelen precipitarse o formarse sólidos, como resultado de reacciones químicas entre los componentes que estaban en equilibrio químico en cada una de las aguas antes de la mezcla.

La cantidad de sólidos formados y los problemas asociados dependen principalmente de:

Concentración de los componentes interactantes.

Proporción de mezcla de las aguas.

Tiempo de mezcla.

Tratamientos aplicados.

En la mezcla agua de inyección y agua intersticial de formación, ocurre una proporción de mezcla muy pobre y la precipitación de sólidos se produce en la zona de interfase de ambos frentes. En caso de existir fracturas, la proporción de mezcla entre las aguas es mayor y la precipitación de compuestos será más completa.

Se efectuaron estudios de compatibilidad de mezclas de agua de inyección de Oxy con agua del pozo 6673 Carrizo. De toda la información obtenido de los estudios se arriba a las conclusiones siguientes:

- (i) Ambas aguas son compatibles para cualquier proporción de mezclas en lo referente a formación de yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), anhidrita (CaSO_4) y barita (BaSO_4).
- (ii) Existe coincidencia de resultados en las pruebas visuales de compatibilidad (turbidez) en las mezclas 100% agua inyección Oxy y 50%/50%, respectivamente, aún usando métodos diferentes.
- (iii) En cuanto a la formación de calcita (CaCO_3), las consecuencias que se derivan son las siguientes:

Como en el equipo de superficie el agua de inyección tiene un rango de temperatura de 88°F - 98°F, existe tendencia a formar incrustaciones de carbonato de calcio (CaCO_3).

Asímismo, como la temperatura de fondo de pozo es de 104°F no existe tendencia a formar incrustaciones (scale) de carbonato de calcio (CaCO_3). Sin embargo, N/L Treating Chemical Division en su informe concluye que existen tendencias a formar incrustaciones de Carbonato de Calcio (CaCO_3), cuando se mezclan 75% del agua del pozo 6673 Carrizo Este, con 25% de agua de mar, pero la muestra de agua de mar que utilizó fue tomada en la Planta de Tratamiento de Oxy en Los Organos, mientras que el Dpto. Técnico PIN tomó las muestras en el múltiple de inyección de Oxy IM-603-1H Carrizo.

Finalmente será necesario estudiar el tratamiento para controlar el incrustamiento (scale) en el equipo de superficie y subsuelo, incluyendo la posibilidad de que Oxy aumente la dosificación de inhibidor de incrustamiento.

I.5 Filtración

La calidad de agua es una función de la cantidad y naturaleza de los sólidos suspendidos. El agua debe tener la cualidad de fluir en la formación y a través de ésta, en volúmenes y presiones aceptables sin causar el taponamiento de la formación.

Entre las características principales que sirven para establecer las especificaciones de calidad de agua de inyección, tienen gran importancia la interrelación de las siguientes:

Agua de Inyección	<u>Roca Reservorio</u>
Partícula suspendida	Tamaño de poro
Cantidad	Distribución
Tamaño	Permeabilidad
	Porosidad

El diseño de Crest Engineering de la Planta de Tratamiento de Quebrada Verde tuvo el criterio de establecer 0.7 mg/l de sólidos suspendidos como máximo permisible para evitar taponear formaciones tan apretadas de baja permeabilidad (3 md), precisamente como existen en Carrizo.

De acuerdo con el diseño del equipo de filtración, el efluente tiene 0.3 mg/l de sólidos suspendidos y 5 micrones, el tamaño más grande de partícula.

En la Tabla N° 9 se tiene la distribución de partículas y sólidos suspendidos del agua de inyección de Oxy, efectuada en Laboratorio U.S.A., utilizando rayo laser y en la Figura N° 35, la curva correspondiente.

Los resultados de inyección de mercurio de los núcleos del pozo 9202 Carrizo, han permitido calcular el tamaño del poro y su distribución en las muestras. En la Figura N° 36 se observa la complejidad de las distribuciones del tamaño de poros (ri entre menos 1 micrón a 2 micrones), lo cual está en línea con las conclusiones del tamaño de poros del estudio granulométrico y con el microscopio electrónico de los núcleos de los pozos 1778 y 1768 Carrizo, que encuentra que el espacio poroso varía de menos de 1 micrón a 10 micrones.

Con ocasión del estudio de compatibilidad de aguas se midieron el contenido de sólidos suspendidos a través de membrana de 0.45 micrón, habiéndose encontrado 0.85 mg/l en el agua de inyección Oxy (Tabla N° 10), lo cual está dentro del máximo permisible.

I.6 Grado de Filtración

De la Figura N° 36 se desprende que cuanto más fino sea el grado de filtración de las partículas suspendidas en el agua de inyección, mejor será para la distribución del tamaño de poros de la formación a fin de evitar su taponamiento.

El grado de filtración industrial más fino en filtros de tipo cartucho es de 2 micrones, lo cual es muy conveniente, desde el punto de vista de distribución de tamaño de poros.

El diseño básico de Facilidades de Inyección incluye equipo de filtración tipo cartucho de 2 micrones.

I.7 Corrosión

La corrosión en los sistemas de inyección tienen dos consecuencias importantes. La vida del equipo estará determinada por el "rate de picadura" que actualmente se experimenta y el riesgo de taponamiento del pozo inyector que será proporcional al rate (total) de corrosión, considerando que finalmente todos los productos de corrosión serán llevados a los pozos inyectores como sólidos suspendidos insolubles, reduciendo de este modo la vida del pozo inyector.

El taponamiento se origina por la combinación resultante de la acción de bacterias, gases disueltos (principalmente ácido sulfhídrico H_2S , O_2 y CO_2).

Las bacterias en general, las sulfato reductoras y fierrobacterias en particular, son los microorganismos que mayores daños ocasionan en las instalaciones y equipos del sistema de inyección.

Las bacterias son extremadamente pequeñas (0.5 micrones de diámetro aprox.), viven en colonias, encapsuladas y multiplicándose con velocidad increíble produciendo como resultado de

metabolismo, ácido sulfhídrico (H_2S), sulfuro de fierro (FeS), reconocible por el olor fétido y la coloración negra del agua, tratándose de bacteria sulfato reductoras, e hidróxido de fierro $Fe(OH)_3$ de color rojo con aspecto de gel que se transforma a óxido de fierro (Fe_2O_3) en el caso de fierro-bacterias.

Las bacterias mencionadas son excelentes materiales corrosivos y taponantes, que con frecuencia se desarrollan en presencia y en ausencia de oxígeno y adquieren después de algún tiempo inmunidad a la acción de bactericidas.

En ocasión de efectuar los estudios de compatibilidad de aguas se efectuaron análisis bacteriológicos del agua de inyección tomada en el manifold IM-603-2H e IM-603-1H.

La cuenta de bacterias arroja un resultado de 10-100 colonias/ml. de bacterias sulfato reductoras en el IM-603-2H efectuado por N/I. Treating Chemical Division y de 0 colonias/ml. de bacterias sulfato reductoras en el IM-603-1H.

Si bien la concentración de 10-100 colonias/ml. está ligeramente superior al límite aceptable (1-10 colonias/ml.) se considera que con el tipo de tratamiento por batch, se tiene

el sistema bajo control, por cuanto la concentración encontrada corresponde a la concentración de bacteria sulfato reductora en el agua de mar.

En igual forma, los resultados del análisis bacteriológico del agua de formación del pozo 6673 Carrizo efectuado por N/L Treating Chemical Division, se observó un alto contenido de bacterias sulfato reductoras, mayor que 100,000 colonias/ml., al cuarto día de cultivo.

Los análisis de laboratorio dieron como resultado 1-10 colonias/ml. de bacterias después de 8 días de cultivo en muestra de agua de formación del mismo pozo.

El contenido de bacterias sulfato reductoras en las aguas de formación de Carrizo es muy variable de pozo a pozo, dentro del rango de 10-1'000,000 colonias/ml. para 25 días de incubación.

Como la concentración de bacterias sulfato reductoras se sospecha que sea alta, y como el agua de inyección tiene alto contenido de ion sulfato, se requiere estudiar un tratamiento en los pozos productores y facilidades de producción de inyección adicional de biocida para mantener bajo control la formación de bacteria sulfato reductora.

Referente a bacterias aeróbicas, los resultados obtenidos en el agua de inyección indican entre 100-1000 colonias/ml., muy inferior al límite tolerable (100,000 colonias/ml.).

Referente a los gases disueltos de carácter corrosivo, el agua de inyección normalmente no contiene oxígeno (O_2), gas carbónico (CO_2) o ácido sulfhídrico (H_2S). Sin embargo, en algunas ocasiones se ha observado hasta 0.05-0.15 ppm de H_2S como resultado de actividad bacteriana.

En el agua de formación del pozo 6673 se ha tenido contenido muy bajo de H_2S (0.1 ppm) y CO_2 (0.8 ppm). El contenido de H_2S es indicación de actividad de bacteria sulfato reductora, confirmado por la presencia de sulfuros solubles en la muestra analizada (2. ppm).

El contenido de gas sulfhídrico (H_2S) origina problemas de corrosión en todo el sistema de producción, debiéndose hacer en los pozos circulación de inhibidores de corrosión e inyección de inhibidores de corrosión en las líneas de flujo, con el propósito de tener protegidas las instalaciones de batería, tanques, separadores, tratador, etc.

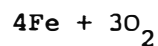
Como el gas sulfhídrico (H_2S) es altamente venenoso, se debe tener una actitud alerta mediante la evaluación de los resultados de análisis que más adelante se detallan. Dependiendo de la evaluación se tomarán las medidas que estén dentro del marco de Higiene Industrial.

En el diseño de facilidades de inyección y producción se seleccionan equipos e instalaciones de acuerdo con la norma "Standard NACE RP-04-75 Selection of Metallic Materials to be Used in All Phases of Water Handling for Injection into Oil Bearing Formations".

Se incluye 1/16" de espesor para tolerancia de corrosión, recubrimientos, protección catódica, mediante la instalación de ánodos de sacrificio.

I.8 Taponamiento

Se asume que todo el oxígeno inicialmente presente en el agua que fluye en el interior de una línea de acero, será consumido de acuerdo con la reacción de corrosión.



La cantidad total del producto de corrosión insoluble F_2O_3 que puede formarse, está en relación directa con la concentración inicial de oxígeno.

Para tener una mejor idea del producto de corrosión, se debe tener en cuenta que el objetivo del equipo de deareación es reducir la concentración de oxígeno a 50 ppb (0.050 ppm). Si el oxígeno se mantuviera a este nivel, los sólidos taponantes se formarían al rate 0.33 mg/l de Fe_2O_3 .

Como el efluente de la filtración que entra al sistema contiene 0.30 mg/l de otros sólidos insolubles, un total de 0.63 mg/l entrarían a los pozos inyectoros.

I.9 Vida del Equipo

De acuerdo con las especificaciones de calidad de agua de inyección de Oxy, el rate de corrosión máximo permisible es de 3.0 MPY (0.003 IPY) y la vida de la línea de 4" de diámetro sería del orden de 21 años.

PetroPerú propone mejorar el rate de corrosión a un máximo permisible de 1.00 MPY (0.001 IPY), lo que extendería la vida de la línea de 4" de diámetro a 63 años (Tabla N° 11).

I.10 Especificaciones del Agua de Inyección

Las especificaciones del agua de inyección son el conjunto de requisitos físico-químicos de calidad y corrosión que permitirá que el agua sea inyectada durante la vida de un proyecto, contribuyendo al éxito del mismo.

En el Artículo "Rating Water Quality and Corrosion Control in Waterfloods" se dan los factores empleados en la calificación del agua de inyección y se muestran en la Tabla N° 13.

Las especificaciones de calidad de agua de inyección de Oxy han sido calificadas. Al respecto creemos que la especificación del rate de corrosión debe ser: Máximo permisible 0.99 MPY y Óptimo 0.09 MPY, y que la especificación Bacteria (SRB) debe ser: Máximo permisible 1-10 colonias/ml y Óptimo 0 colonias/ml. En la Tabla N° 13 se muestran las especificaciones recomendadas.

I.11 Control Físico-Químico

Considerando la íntima relación que existe entre corrosión y calidad del agua, la evaluación de corrosión consiste en medir como afecta a la calidad del agua inyectada y obtener data del efecto en la vida del equipo y proyecto.

MILLIPORE

Stainless Steel Disc Holder XX 440 4700 (Filtro de Membrana
0.45 micrones).

Probeta 2000 ml.

Soporte (porta filtro).

HACH

DR/1 Colorímetro/medidor de pH

Demás equipos para medir corrosión: cupones, rates, corrientes, probetas, deberá ser coordinado con la Unidad de Mantenimiento Talara (División Equipo).

J. EVALUACION ECONOMICA

La Tabla N° 14 muestra la descripción del programa de inversiones anuales para la ejecución del proyecto. La inversión total a realizar es de 3,931.11 MUS\$, de los cuales el 67.5% corresponden a perforación de 7 pozos. Los parámetros económicos utilizados como base para las evaluaciones se muestran en la Tabla N° 15 y corresponden a los parámetros de evaluación económica de proyectos de inversión relacionados a proyectos de recuperación secundaria, usados por PetroPerú S.A.

Como no se dispone del costo del barril de agua tratada a ser usada en el proyecto, se han realizado múltiples corridas económicas con diferentes precios de agua. La Tabla N° 16 muestra los resultados económicos obtenidos, con la suposición de que el precio del agua a usarse, sea de 0.20 US\$ por barril.

En la Tabla N° 16 se puede apreciar que la rentabilidad del proyecto es atractiva, obteniéndose un valor actual neto de 1,600.29 MUS\$.

Adicionalmente se han realizado corridas de sensibilidad a las inversiones y a las reservas de petróleo y en base a los resultados de estas corridas económicas, se ha confeccionado la Figura N° 37, en la cual se puede observar en forma gráfica que la rentabilidad es muy sensible a las reservas y a la inversión.

En el caso de las reservas del proyecto, continuará siendo rentable si estas tuvieran una variación negativa como máximo del 29%, lo cual equivaldría a una disminución de 488 Bls. de reservas.

En cuanto a la sensibilidad a la inversión, el proyecto continúa siendo rentable, aún si ésta fuera mayor hasta en un 53%, lo cual equivaldría a un aumento de las inversiones en 2,083 MUS\$.

REFERENCIAS

"Evaluación Geológica del Reservorio Hélico en el Yacimiento Carrizo Este Bloque A - Talara" - Dpto. de Geología - Enero 1985.

"Estudio Granulométrico-Mineralógico de la Fm. Hélico - Pozos 1768 y 1778 Carrizo" - Dpto. de Geología - Marzo 1985.

"Análisis por Microscopía Electrónica de Barrido y por Difracción de Rayos X, de Siete Muestras de Núcleos Convencionales Formación Hélico, Pozo 1768, Yacimiento Carrizo" - Dpto. de Geología - Abril 1985.

"Informe de Análisis Convencional de Núcleos de Pozos 1768 y 1778 Carrizo" - Dpto. Ingeniería de Reservorios - Abril 1985.

"Estudio de Factibilidad de Recuperación Secundaria - Area La Brea y Pariñas" - Questa Corporation - Febrero 1984.

Informe "Compatibilidad de la Mezcla de Agua de Inyección Oxy con el Agua del Pozo 6673 - Carrizo" - Dpto. Técnico-PIN - Mayo 1985.

Informe "Pruebas de Compatibilidad de Aguas" - N/L Treating Chemical Division - Mayo 1985

Oilfield Water Systems - Patton.

Design Manual - Water Injection Facility Occidental Peruana Inc.
and Bidas.

Summary Report Pilot Waterflood Operations CA-9403 - G. Ray - March
1980.

Measuring Water Quality and Predicting Well Impairment - JPT - July
1972.

Rating Water Quality and Corrosion Control in Waterfloods - The Oil
and Journal Gas - May 1963.