

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO

INYECCION DE POLIMEROS

PARA MEJORAR

LA RECUPERACION DE PETROLEO

TESIS para optar el titulo de :

INGENIERO DE PETROLEO

JORGE EDUARDO MALPARTIDA Y LURQUIN

LIMA - PERU

1990

INYECCION DE POLIMEROS PARA MEJORAR LA RECUPERACION DE PETROLEO

Sumario

I. Introducción

- 1.1 Ubicación
- 1.2 Objetivos
- 1.3 Agradecimientos

I I. Aspectos técnicos de los reservorios para la aplicación de Recuperación Mejorada.

1. Propiedades básicas de la roca reservorio

- 1.1 Roca matriz y estructura del poro.
- 1.2 Volúmen poroso inaccesible
- 1.3 Mojabilidad.
- 1.4 Distribución de fluídos en los poros.
- 1.5 Capilaridad.
- 1.6 Permeabilidad.
- 1.7 Analisis de núcleos.

2 Propiedades básicas de los fluídos del reservorio.

- 2.1 Movilidad
- 2.2 Relación de movilidades
- 2.3 Variación de la relación de movilidades.
- 2.4 Factor de resistencia.
- 2.5 Factor de resistencia residual.
- 2.6 Permeabilidades relativas.

3. Heterogeneidad del reservorio.

- 3.1 Tipos de heterogeneidades.
- 3.2 Estratificación.
- 3.3 Fracturas
- 3.4 Entrampamiento.

4. Parámetros adicionales.

- 4.1 Aceite
- 4.2 Agua de formación.
- 4.3 Geología.
- 4.4 Temperatura.

111. Recuperación Mejorada y selección de un método.

1. Recuperación Primaria

2. Recuperación Secundaria

- 2.1 Mantenimiento de presión.
- 2.2 Inyección de agua.
 - 2.2.1 Historia de inyección
 - a). Pozos inyectores.
 - b). Pozos productores.
 - c). Modelos de inyección.
 - d). Agua de inyección.
 - Características.
 - Tratamientos.
 - 2.2.2 Problemas de producción de agua
 - 2.2.2.1 Identificación del problema
 - a). Registros de producción.
 - b). Perfiles de inyección
 - c). Soluciones mecánicas.
 - d). Trazadores.

3. Recuperación mejorada

- 3.1 Inyección de hidrocarburos enriquecidos.
- 3.2 Inyección de CO₂
- 3.3 Aumento de polímeros a proyectos de inyección de agua
- 3.4 Inundación con polímeros
- 3.5 Inundación con productos alcalinos.

IV Química estructural de los polímeros

1. Monómero

2. Polímeros.

3. Tipos de polímeros usados en operaciones de recuperación mejorada

- 3.1 Poliacrilamidas.
- 3.2 Polisacarosas.
- 3.3 Hidroxietilcelulosa.
- 3.4 Carboximetilcelulosa.
- 3.5 Oxido de polietileno.

4. Cuadro estadístico de limitaciones técnicas.

5. Selección de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada.

- 5.1 Peso molecular.
- 5.2 Concentración.
- 5.3 Tamaño.

6. Solución macromolecular.

- 6.1 Soluta.
- 6.2 Solvente.
- 6.3 No solventes
- 6.4 Aditivos y cargas.
 - 6.4.1 Inhibidores.
 - 6.4.2 Bactericidas.
 - 6.4.3 Agentes de gelificación.

7. Polimerización insitu.

7.1 Dicromato de sodio.

7.2 Bisulfito de sodio.

8. Reología y Fisicoquímica

8.1 Reología.

8.1.1 Flujo laminar

8.1.2 Flujo turbulento.

8.1.3 Fluidos Newtonianos

8.1.4 Fluidos no - Newtonianos

8.1.5 Ley de Potencia.

8.2 Propiedades reológicas

8.2.1 Viscosidad.

8.2.2 Viscoelasticidad

8.3 Propiedades Fisicoquímicas.

8.3.1 Hidrolisis.

8.3.2 Degradación.

8.3.4 Tensión superficial.

8.3.4 Concepto de la adsorción.

8.3.4.1 Adsorción sobre sólidos en medios porosos.

8.3.5 Retención.

9. Mecanismo

V. Diseño y aplicación específica

1. Consideraciones generales

2. Diseño del tratamiento

2.1 Tratamiento a un pozo inyector

2.2 Tratamiento a un pozo productor

3. Operación de campo

3.1 Equipo necesario

V I . Resultados técnicos

- 1. Análisis**
- 2. Interpretación**
- 3. Generalización**

V II . Economía del proyecto

- 1. Costos del Equipo**
- 2. Costos del polímero y de los aditivos**
- 3. Análisis de Costos**
- 4. Evaluación económica del proyecto.**

V III . Conclusiones y recomendaciones

I X . Bibliografía.

SUMARIO

El area donde se desarrolla el presente estudio se encuentra ubicado en la costa norte del Perú, en el Distrito de El Alto, en la Provincia de Talara, perteneciente al Departamento de Piura.

Los campos petrolíferos de esta zona se encuentran en explotación por el consorcio Oxy - Bidas dentro del proyecto denominado Recuperación Secundaria.

El Area de trabajo tiene una extensión aproximada de 350 Km², donde se perforó más de 1000 pozos nuevos entre productores e inyectores. Estructuralmente es considerada como una zona de gran complejidad estructural, con bloques fallados normalmente, también se presentan bloques repetidos principalmente en la formación Echinocyamus.

La formación Echinocyamus litológicamente presenta una secuencia interestratificada, de conglomerados, areniscas y lutitas de 1000 a 1600 pies de espesor. En esta formación se esta inyectando agua tratada de mar desde Julio 1980, en uno de los proyectos más grandes del mundo.

La complejidad estructural hace que la inyección no responda a los modelos establecidos, ocurriendo tempranas rupturas de los frentes de inundación como consecuencia de pobres eficiencias de barrido. Del mismo modo se ha detectado estratos que no han sido inundados.

Los perfiles de inyección muestran estos problemas en la mayoría de pozos, aún cuando se ha tratado de solucionarlos desde el punto de vista de Operaciones, es decir dándole soluciones mecánicas, como cambiar de pozo inyector simple a dual, o de dual a múltiple, usando empaques lográndose de esta manera inyecciones selectivas.

El mejoramiento de estos perfiles de inyección puede ser enfocado desde otra óptica, esto es el mejor manejo de los fluidos en movimiento dentro del reservorio.

La inyección de **soluciones polímeras** a los canales generados por el fluido desplazante nos brinda esta alternativa, estas soluciones reducen la movilidad del frente de inundación, permitiendo al fluido de inyección, buscar otras zonas aun no inundadas y un mejor barrido. El presente trabajo contempla la inyección de poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas a pozos inyectores, como también a pozos productores, para lograr el objetivo señalado en el párrafo anterior.

CAPITULO I

INTRODUCCION

1. Ubicacion y Extension del Area en Estudio

El area materia de Estudio se encuentra ubicado en la costa norte del Perú, adyacente al antiguo campo petrolero de la Brea y Pariñas, dentro de los Distritos de El Alto y Los Organos, en la provincia de Talara, perteneciente al Departamento de Piura (Lamina N^o 1).

2. Objetivos del Estudio

El presente trabajo tiene como finalidad lo siguiente :

- Cumplir con uno de los requisitos estipulados por la Facultad de Ingeniería de Petróleo , para obtener el título profesional de Ingeniero de Petróleo
- Encontrar medidas correctivas a problemas de producción de agua, en proyectos de Recuperación Secundaria, aplicando una de las técnicas de Recuperación Mejorada, esto es, **inyección de soluciones polímeras** a la formación.
- Brindar a la Industria del Petróleo una alternativa de mejorar proyectos de inyección de agua.
- Presentar todos los conceptos, que normalmente no manejan los ingenieros de campo en un solo volumen, de manera que pueda comprenderse en términos sencillos los procesos principales que interactúan durante la inyección de soluciones polímeras.

3. Agradecimientos

Agradezco profundamente a todos los Ingenieros de Occidental Peruana Inc. que de una u otra forma colaboraron con sus sugerencias, críticas y correcciones en la elaboración de la presente tesis.

Al Ingeniero Luis Del Castillo Rodriguez, por su colaboración como asesor nominado por la Facultad de Petróleo.

Asi mismo a todas aquellas personas que han colaborado directa o indirectamente a la culminación del presente trabajo, en actitud que compromete mi eterno agradecimiento y reconocimiento.

CAPITULO I I

ASPECTOS TECNICOS DE LOS RESERVORIOS PARA LA APLICACION DE RECUPERACION MEJORADA:

1. PROPIEDADES BASICAS DE LA ROCA DEL RESERVORIO

1.1 Roca matriz y estructura del poro

Al estudiar bajo el microscopio un núcleo de una roca reservorio, se observa que la roca está compuesta de un esqueleto mineral y de espacios intercomunicados, el entendimiento de estos 2 parámetros nos permitira encontrar la mejor forma de producir petróleo.

El esqueleto mineral es generalmente de origen sedimentario que provienen ya sea de la desintegración de las rocas ígneas, metamórficas u otras rocas sedimentarias, mientras que el espacio libre que rodea a este esqueleto mineral es conocido como el volúmen poroso. En la roca reservorio este volúmen se encuentra lleno de fluídos que puede ser agua, petróleo o gas, pudiendo este último encontrarse disuelto en el petróleo o en la fase libre.

El concepto de porosidad es importante detallarlo y está dado por la relación entre del volúmen poroso al volúmen bruto. Este parámetro se calcula a partir de pruebas de núcleos o indirectamente a través de registros eléctricos.

La real importancia de calcular el volúmen poroso en operaciones de recuperación mejorada usando polímeros, está dada, no solo debido a la existencia de un fluído inyectante a los espacios porosos como en la recuperación secundaria, sino principalmente a que estos fluídos tienen una estructura molecular grande que en realidad no pueden ubicarse en algunos poros, siendo necesario un entendimiento del volúmen poroso inaccesible.

1.2 Volumen poroso inaccesible:

La porosidad no es una constante a lo largo del reservorio, hay poros que tienen aberturas muy grandes que se pueden interconectar hasta formar canales, como también hay aberturas muy pequeñas, estas aberturas pequeñas permiten el paso del agua, también de las salmueras, pero restringen el paso de las moléculas polímeras que tienen una estructura más grande. Las pruebas de trazadores en núcleos nos confirman ésta apreciación, el tiempo de tránsito de una salmuera en un medio poroso puede ser calculado a partir de la relación:

$$t_w = \frac{L}{V_w} = \frac{A \phi_{ul}}{q}$$

donde: V_w = Velocidad de la salmuera

ϕ_w = Porosidad efectiva a la salmuera

T_w = Tiempo

El frente de concentración de la salmuera, llega al final del medio poroso en el tiempo requerido para inyectar exactamente un volumen poroso de salmuera, si este experimento es realizado con polímeros; eliminando el efecto de la adsorción con un prelavado con polímeros a una concentración tan grande como la usada para determinar el frente de concentración, en este caso encontraremos que, el tiempo obtenido para el polímero es menor que para la salmuera, por lo tanto, habrá espacios porales a los cuales no ha llegado solución polimérica, aun cuando el caudal de inyección ha sido la misma, la geometría del poro no ha cambiado, la velocidad del polímero resulta mayor debido a que la porosidad efectiva del polímero es menor que la porosidad efectiva de la salmuera, es decir existe un volumen poroso inaccesible a la solución polimérica.

Investigaciones recientes han determinado que la porosidad efectiva al polímero es aproximadamente 22 % que la porosidad efectiva de las salmueras.

1.3 Mojabilidad:

Es el grado de preferencia que muestra la superficie de una roca a los diferentes fluidos, también se define como la tendencia de extenderse o adherirse sobre la superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles.

Un modelo fue desarrollado por Joung-Dupre en un sistema agua-aceite-sólido para medir este parámetro considerando las energías libres de superficie :

$$\sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta_c$$

donde: σ_{os} es la energía interfacial entre el aceite y el sólido (dinas/cm)

σ_{ws} es la energía interfacial entre el agua y el sólido

σ_{ow} es la energía interfacial entre el aceite y el agua

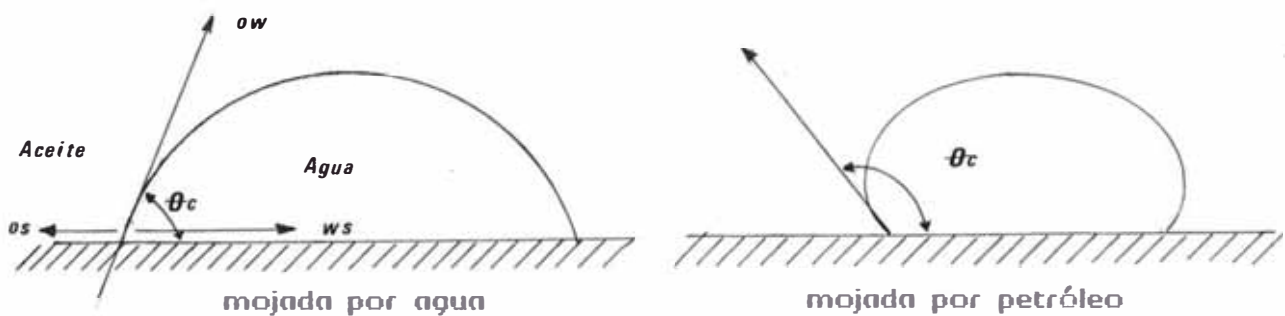
θ_c ángulo de contacto de la interface agua-aceite-sólido medido a través del agua (grados)

El ángulo de contacto y la tensión interfacial es posible medir en el laboratorio.

si: $\theta < 90^\circ$ mojabilidad preferente al agua

$\theta > 90^\circ$ mojabilidad preferente al aceite

$\theta = 90^\circ$ igual preferencia



La mojabilidad afectará la distribución de fluidos en los poros.

1.4 Distribución de fluidos en los poros

Simulaciones en los laboratorios con fluidos agua-petróleo muestran que cada fluido el que moja y el que no moja, se mueven dentro de su propia red de poros pero con cierta cantidad de fluido mojante.

En un proyecto de inyección de agua en la que la roca es mojada al agua, una película de moléculas de agua se formará cubriendo el grano de la roca (fig. A), el resto del espacio poroso estara lleno de petróleo, a medida que la inyección avanza, la saturación del agua se incrementará desplazando el petróleo por un mecanismo conocido como **imbibición**. En una zona donde fluyen tanto agua como aceite, una parte del aceite se presenta en forma de canales continuos, mientras que otra parte quedará atrapada y aislada en forma de glóbulos debido a la invasión del agua.

En una roca mojada al petróleo, el fluido que no moja (en este caso el agua) avanza, éste formará primero canales tortuosos en los poros mayores hasta que son ganados los poros pequeños que se unen para formar un canal continuo (fig. B). La saturación residual estará representada por el volumen poroso inaccesible, es decir, las moléculas de petróleo atrapados en los canales mas pequeños y en forma de una película en los canales mayores. En este caso la saturación de la fase que moja (aceite) disminuye mientras que, la fase no mojante (agua) aumenta, esto es el mecanismo llamado **Drenaje**.

Tanto la mojabilidad, como el sentido de la saturación, influyen en la distribución de los fluidos en un medio poroso.

Las arenas del **Proyecto Talara** son mojadas al agua.

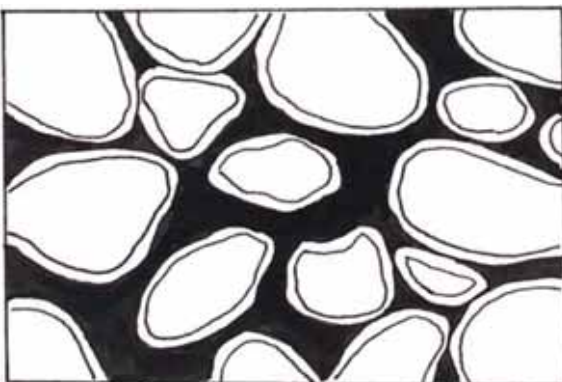


Fig. A Roca mojada al agua



Fig. B Roca mojada al petroleo.

1.5 Capilaridad

La presión capilar en los medios porosos es definida como, la diferencia de presión que existe entre la interfase que separa a dos fluidos, uno de los cuales moja preferentemente la roca.

Para la evaluación de la presión capilar agua-aceite es preferible definir como la presión de la fase aceite menos la presión de la fase agua.

Es importante tener en cuenta los fenómenos capilares, debido a que, durante la preparación e inyección de polímeros usaremos algunos surfactantes que actúan alterando las propiedades de las superficies de los líquidos, lográndose cambios en los líquidos hasta obtener propiedades que no poseen, incluso se puede cambiar la mojabilidad como resultado de un cambio en la tensión superficial.

1.6 Permeabilidad

La permeabilidad es la propiedad de conductividad de los fluidos que tiene la roca reservorio. Es decir la habilidad de la roca de permitir pasar a los fluidos a través de sus poros intrconectados.

Los reservorios de Talara tienen una permeabilidad que varía entre 0.2 a 6 md. con un promedio de 1 md.

1.7 Análisis de núcleos

Para llevar a cabo un proyecto de recuperación mejorada usando polímeros, muestras de núcleos deben ser evaluadas para tener la seguridad de que el pozo seleccionado es un buen candidato para la inyección de polímeros.

El proceso de selección tomará en cuenta lo siguiente

- Tipo de polímero.
- La variación de la concentración del polímero con el tiempo.
- Tiempo total de inyección.

Un análisis completo debe ser realizado en el laboratorio para obtener parámetros del reservorio y la efectividad del polímero, esto es

- 1.- Medida de la porosidad y permeabilidad con nitrógeno.
- 2.- Saturar la muestra testigo con agua connata.
- 3.- Inundar la muestra testigo con petróleo del reservorio hasta obtener una saturación residual de agua.
- 4.- Medir la movilidad del petróleo.
- 5.- Inundar la muestra testigo con agua connata hasta obtener una saturación residual de petróleo.
- 6.- Medir la movilidad del agua.
- 7.- Inundar la muestra testigo con una solución de polímero.
- 8.- Inundar la muestra testigo con petróleo hasta obtener una saturación residual de agua.
- 9.- Inundar la muestra testigo con agua connata hasta obtener una saturación residual de petróleo.
- 10.- Medir la movilidad del agua.
- 11.- Inundar la muestra testigo con petróleo del reservorio hasta obtener una saturación residual de agua.
- 12.- Medir la movilidad del petróleo.

Con estos datos podemos obtener la información necesaria para ver si es factible un proyecto de esta naturaleza.

El objetivo principal es el incremento de la producción de petróleo y su justificación económica.

Para ello con los datos obtenidos podemos calcular las recuperaciones a través de los diversos procedimientos de cálculo (Stiles, Dykstra-Parson, Buckley-Leveret etc.), estos cálculos son repetidos usando polimeros que modifiquen las condiciones de flujo.

La diferencia en recuperación de petróleo representa la recuperación incremental de petróleo debido al proyecto de inyección de polímeros.

2. PROPIEDADES BASICAS DE LOS FLUIDOS DEL RESERVORIO

2.1. Movilidad

En la ecuación desarrollada por Darcy, existe un factor de proporcionalidad que relaciona la velocidad de un fluido con el gradiente de presión. Este factor de proporcionalidad denominado **movilidad del fluido**, es la permeabilidad efectiva de la roca a ese fluido dividida por la viscosidad del mismo, por lo tanto:

$$\text{La movilidad del agua será } m_w = K_w/u_w$$

$$\text{La movilidad del petróleo } m_o = K_o/u_o$$

Estos valores dependen de la saturación de los fluidos.

2.2 Relación de movilidad

Es la razón de la movilidad del fluido desplazante (agua) a la movilidad del fluido desplazado (petróleo y/o gas).

Matemáticamente se expresa así

$$M_{w,o} = m_w/m_o = k_w u_o/k_o u_w$$

donde: $M_{w,o}$ es la razón de movilidades agua/petroleo

m_w es la movilidad del agua

m_o es la movilidad del petroleo

K es la permeabilidad (md.)

u es la viscosidad (cp.)

La razón de movilidad es la característica más importante en un proceso de inyección, ya que ésta, influenciará sobre las eficiencias de desplazamiento horizontal, vertical y volumétrica. El barrido horizontal y vertical de un yacimiento resultado de una inyección se mejora con valores bajos de la relación de movilidad y se reduce con valores altos.

No olvidemos que nuestro fundamental objetivo es mejorar los proyectos de inyección de agua inyectando polímeros, esto se logrará mejorando las eficiencias de barrido, para ello la relación de movilidades debe ser reducida.

Una inspección a la ecuación de la razón de movilidades, nos induce a un análisis de las permeabilidades relativas, estas no son constantes, ellas dependen de la saturación relativa del fluido en el reservorio y de este modo cambiará a medida que el aceite es desplazado del reservorio, si la permeabilidad al agua k_w se incrementa a medida que la saturación de aceite disminuye, la razón de movilidad se incrementará a medida que sea producido el aceite.

$M_{w,o} < 1$	El desplazamiento de aceite en agua será eficiente.
$M_{w,o} > 1$	El agua será más móvil por lo tanto dejará dejando aceite en el reservorio.

2.3. Variación de la relación de movilidad:

La razón de movilidad puede ser disminuida, por lo tanto la eficiencia de barrido mejorada con los siguientes enfoques :

a) Incrementando la movilidad del petróleo.- Este enfoque a primera vista parece el más deseable, puesto que la resistencia al flujo en el sistema sería reducido obteniéndose caudales más altos, sin embargo desde el punto de vista práctico es muy difícil de lograrlo.

b) Disminuyendo la movilidad del agua de inyección.- Este enfoque es técnicamente factible y está sustentado en investigaciones con polímeros solubles en agua, en las cuales se ha descubierto el hecho de que la adición de polímeros a pequeñas concentraciones, no solo incrementan la viscosidad del agua, sino reducen dramáticamente la movilidad de la solución cuando fluye en un medio poroso, mucho más que el atribuible al incremento de viscosidad solamente, luego podemos concluir que estas soluciones de polímeros disueltos deben reducir la permeabilidad de la roca.

2.4 Factor de resistencia

Para controlar la movilidad es necesario calcular **el factor de resistencia**, este factor es determinado en muestras que han sido extensamente barridas con agua para producir una saturación residual de petróleo.

Se define como la razón de la movilidad del agua a la movilidad de la solución polímera.

$$FR = m_w/m_p = Q_w P_p / Q_p P_w$$

donde : Q es el caudal

P es la caída de presión.

La movilidad del polímero se determina a caudales bajos

2.5 Factor de resistencia residual

Después que un polímero ha sido inyectado, dependiendo del tipo usado, alguna cantidad de resistencia extra queda todavía y afecta al flujo de agua después que finalizó el flujo de polímero. Para verificar la existencia de esta resistencia residual, por lo menos 20 volúmenes porales más de agua, deben ser pasados a través de las muestras a la misma presión que la inyección del polímero.

El caudal de agua es medido y luego comparado con el caudal original.

El factor de resistencia residual es la razón entre dichos caudales y sus presiones

$$FRR = Q_{w1} P_{w2} / Q_{w2} P_{w1}$$

donde : Q_{w1} Primer caudal de agua.

Q_{w2} Caudal de agua después de 20 volúmenes porales

P_{w1} Presión del flujo de agua

P_{w2} Presión de flujo residual

La resistencia residual se refiere, al incremento de la resistencia al flujo de agua después de la inyección del polímero, comparada con la resistencia antes de la inyección del polímero.

Esta resistencia residual es frecuentemente proporcional a la adsorción y no está influenciada por el tamaño de la mezcla polímera o por la concentración.

La resistencia residual controla la movilidad del agua inyectada después de la inyección del polímero, así si toda la mezcla polímera inyectada a una capa es adsorbida, la resistencia residual es válida solo para esa capa que contiene química adsorbida.

2.6 Permeabilidad relativa

Pequeñas cantidades de poliacrilamida pueden producir sustancial reducción de la permeabilidad relativa al agua en la roca reservorio. Esta reducción será mayor si el agua es dulce, esta permeabilidad reducida persiste, cuando el flujo de agua es reemplazado por el flujo de polímeros. En la permeabilidad al petróleo el efecto es insignificante.

La ecuación de Darcy es empleada para describir el flujo de fluidos newtonianos en un medio poroso. Para soluciones de polímeros y otros fluidos no-newtonianos, esta ecuación debe ser modificada, debido a que la viscosidad (μ), no es una constante, mas bien es función del flujo (Q), no obstante para un juego de condiciones de flujo dado, puede calcularse una viscosidad aparente, usando el modelo de la ley de potencia y aplicarla a la ley de Darcy.

La disminución de la permeabilidad relativa al agua en una inyección de polímeros, se debe a que varios mecanismos actúan conjuntamente, estos son :

- La retención del polímero.
- Adsorción.
- Volumen poroso inaccesible.
- Entrampamiento.
- Tamaño del polímero.

Cada uno de estos mecanismos son tratados en detalle en el presente trabajo.

3. HETEROGENEIDADES DEL RESERVORIO

3.1. Tipos de heterogeneidades

La heterogeneidad de un reservorio depende del medio sedimentario donde se ha formado, de los eventos posteriores ocurridos y de la naturaleza de las partículas que constituyen su sedimento. Estas son consideradas fundamentalmente de tres tipos :

- Variaciones areales de permeabilidad.
- Variaciones verticales de permeabilidad.
- Fracturas.

La necesidad de un entendimiento de estas variaciones durante las operaciones de inyección de agua, llevo a desarrollar una técnica, a partir de la correlación de muestras de núcleos con los registros eléctricos, esta información fue extrapolada a los pozos no coreados y se usó con mas énfasis durante el desarrollo del concepto de yacimientos en capas, en la variación vertical de la permeabilidad.

Las variaciones de permeabilidad en un plano horizontal causa que el fluido avance por las zonas más permeables, es decir el camino de menor resistencia al flujo dejando algunas partes del reservorio atrapado.

Las variaciones de permeabilidad en un plano vertical , causa que el fluido inyectado avance en frentes irregulares, es decir algunos estratos necesitaran ser inundados completamente para que otro comience a aceptar fluido

Debido a que las zonas de alta permeabilidad y las fracturas ofrecen menor resistencia al flujo, la mayor parte de este fluido inyectado seguira este recorrido, ocasionando que el crudo remanente en las zonas de baja permeabilidad, no sea barrido.

3.2 Estratificación

La formación Echinocyamus, escogida para desarrollar este trabajo, está conformada por sedimentos de diferentes ambientes deposicionales así :

El miembro Cabo Blanco se caracteriza por presentar areniscas limpias de grano medio a grano grueso, conformadas por cuarzo, trazas de cuarcita, chert y pirita.

El miembro Verde compuesto de lutitas color verdoso, limolitas y areniscas arcillosas de grano fino, en el centro de la secuencia se presenta una arenisca cuarzosa, su espesor es de 20 a 30 pies.

El miembro Somatito se formó a consecuencia de un depósito en un ambiente Deltaico, son areniscas cuarzosas de grano fino a medio , el color varia entre blanco a verdoso. Ha sido dividido en unidades de acuerdo a los ciclo sedimentarios reconocidos. Estos son A1, A2, B1, B2, C1, C2, y D .

El miembro Constanca formadas por depósitos de Lutitas y limolitas de color gris. Presenta escasas intercalaciones de areniscas arcillosas de color gris claro de grano fino a muy fino, no muestra variaciones acentuadas en su litología.

El miembro Ballena consiste principalmente en areniscas cuarzosas de color gris claro a medio, presenta matriz arcillosa, con interestratificaciones delgadas de lutitas y limolitas de color gris claro.

3.3 Fracturas

Tenemos dos tipos de fracturas las naturales y las inducidas, las primeras son las que resultan de los esfuerzos propios de las formaciones y generalmente se orientan en la dirección de las fallas mayores, mientras que las fracturas inducidas previenen del fracturamiento hidráulico a los que se sometió el reservorio durante la completación del los pozos. Este tratamiento consiste en inyectar fluidos a la formación y propagar la fractura usando fluido como cuña, a la vez es inyectado arena Ottawa como agente sosten para tener un canal de alta permeabilidad.

El fracturamiento en etapas múltiples emplea bolas selladoras de nylon para diversificar la entrada de fluido, además se emplearon fluidos de fracturamiento de alta viscosidad. El mayor problema de este método es que, ciertos niveles han sido superfracturados, mientras que otros, han recibido menor estimulación o simplemente no la han recibido.

3.4 Entrampamiento

El entrampamiento de petróleo es esencialmente estructural, también existe la posibilidad de entrampes estratigráficos en horizontes de rápida variación lateral, estas características tiene el miembro Helico. Algunas fallas se comportan como barreras al paso de los fluidos y delimitan bloques aislados, mientras que otras, no impiden la comunicación, esta característica no está en relación al salto de la falla, sino más bien, en relación al tipo de elemento sellante que contiene como la milonita, arcillas o cementos.

Las fallas con saltos menores de 50 pies, no son consideradas barreras de permeabilidad, sin embargo pueden ser vías de canalización del agua inyectada.

El entrampamiento en Operaciones de Recuperación Mejorada, debe ser visualizado a nivel de los poros, consideremos un espacio poroso que tengan pequeñas aberturas en un extremo y relativamente grandes en otro. Si inyectamos el polímero por las aberturas grandes éste podrá ingresar, pero no puede salir, es decir el polímero se ha quedado atrapado. Las poliácridamidas tienen una característica que mejora este mecanismo, mientras la molécula está fluyendo se estira, se adecúa a los modelos de flujo y puede entrar fácilmente a las aberturas de los pequeños poros. Una vez en los poros donde el flujo se restringe la molécula se enrosca, en consecuencia, aumenta el diámetro efectivo, reduciendo las oportunidades de salir del medio poroso.

El entrampamiento debe distinguirse del taponamiento, debido a que, el polímero entrampado tiene todavía la suficiente libertad de permitir el flujo de aceite u otros fluidos no acuosos, así como restringir el flujo de agua.

4. PARAMETROS ADICIONALES

4.1 Aceite

Las características propias del aceite puede influenciar los procesos de recuperación mejorada en varias formas. La viscosidad es un parametro fundamental, diversas investigaciones muestran que, inundaciones químicas son aplicables a petróleos que tengan gravedades API superior a 20° y viscosidades menores de 100 cp. Asimismo coinciden en que, el flujo de polímeros puede ser aplicado a viscosidades mayores de 50 cp.

El aceite producido en los campos de Talara es de 34° API y las viscosidades varía entre 1 y 3 cp. a las condiciones del reservorio.

4.2 Agua de formación

El agua de formación obtenida de los pozos para ser analizada en los laboratorios, estas varían en un rango, dependiendo básicamente del campo al que pertenece y de la profundidad.

El análisis típico muestra los siguientes resultados:

PH	7.3
T (° F)	180
Sólidos disueltos (mg/lit.)	variable
Sólidos en suspensión (mg/lit.)	variable
Oxígeno disuelto (ppb)	0
Cloruros (mg/lit.)	8000 – 12000
Sulfatos (mg/lit.)	100 – 1500
H ₂ S	0
Bacterias SRB	0

4.3 Geología

El subsuelo de Talara es uno de los más estudiados por la geología del Perú, su columna estratigráfica comprende rocas del Paleozoico, Mesozoico y Cenozoico, siendo este último de especial interés para nuestro estudio, debido a que, en estas rocas se está inyectando agua desde 1980, en las formaciones Echinocyamus, Lutitas Talara (Helico mbr.), Parinas y Ostrea.

La geología estructural de la zona es muy complicada, forman parte de un sistema de bloques levantados y hundidos, además localmente existen repeticiones formacionales por fallamiento inverso de bajo ángulo hasta en tres niveles.

4.4 Temperatura

La temperatura de fondo ha sido medida en todos los pozos, obteniéndose un promedio de 140 °F

Los polímeros se degradan a temperaturas mayores de 200 °F, por lo que esto no es problema en este proyecto.

CAPITULO III

RECUPERACION MEJORADA Y SELECCION DE UN METODO

1. RECUPERACION PRIMARIA

Los campos operados por Occidental-Bridas en la zona de Talara, fueron explotados por diversas operadoras desde 1930. Los primeros pozos fueron completados con lanas preperforadas y puestas a producción, sin haber recibido ninguna estimulación. A partir de 1950 se completaron con tubera de fierro cementada y luego punzonada en los horizontes productivos y en 1960 el fracturamiento hidraulico era una tecnica usual.

Los reservorios de Talara producen por expansión del gas disuelto en el petróleo, esto es la razón del por qué, declinan rápidamente. Inicialmente los pozos fueron fluyentes para luego producir con la ayuda de bombas de subsuelo impulsadas por unidades de bombeo.

La producción primaria estimada para este campo es alrededor del 24 % del petróleo insitu inicial.

2. RECUPERACION SECUNDARIA

2.1 Mantenimiento de presión

Una tradicional manera de incrementar la recuperación de aceite, es inyectar gas o agua al reservorio, con el propósito de evitar la caída de la presión durante la vida productiva de los pozos, a esta técnica se le conoce como Mantenimiento de presión.

Un programa bien diseñado y ejecutado de mantenimiento de presión, puede sustancialmente incrementar la recuperación de petróleo en comparación con un reservorio en producción primaria

2.2 Inyección de agua

Grandes proyectos de inyección de agua se desarrollaron en los últimos 30 años, y hoy es un proceso probado de recuperación de aceite.

En el Perú, el primer experimento se inició en el año de 1933, inyectándose agua dulce en el reservorio de Negritos. Este proyecto no fue mayormente controlado y se paralizó en 1934, sin haberse notado ningún incremento en la producción.

Entre los años 1937-1945, se iniciaron proyectos pilotos de inyección de agua dulce en los campos de Tablazo (Reservorio Pariñas), Verdun Alto (Reservorio Pariñas) y Ancha (Reservorio Verdun) con pobres resultados.

En el año 1947, se inició un proyecto de inyección de agua en el Reservorio Pueblo Bloque Sur, donde se llevó un control estricto del agua, usándose por primera vez el agua del mar, este proyecto fue continuado hasta el año 1951. La experiencia adquirida en este piloto llevó a la decisión de continuar y ampliar sensiblemente los proyectos de inyección de agua. En la década de 1950 se iniciaron proyectos y pilotos en los reservorios de La Brea y Pariñas, habiéndose logrado éxito en reservorios superficiales. Los proyectos de Ancha y Jabonilla Nuevo, fueron bien conducidos y alcanzaron singular éxito.

2.2.1 Historia de inyección de agua del proyecto Talara

En el año 1978, se firmó el Contrato de Operaciones con el Consorcio Occidental-Bridas, para iniciar uno de los proyectos de inyección de agua más grandes del mundo, en los campos de Carrizo, Central, Cruz I, Cruz II, Folche, Organos Norte, Organos Sur, Patria, Somatito y Zapotal, esto estipulaba la inyección de agua a las formaciones Echinocyamus, Lutitas Talara (Helico Mbr.), Ostrea y la formación Pariñas.

La inyección de agua se inició en el mes de Julio de 1980, luego de realizar una exitosa evaluación en pozos pilotos. Las tasas de inyección fueron moderadas con el objeto de formar un banco y evitar una temprana canalización, teniendo en cuenta que, los reservorios de Talara han sido fracturados durante su completación.

Debido a la heterogeneidad de los reservorios, mucho cuidado se ha tomado con el objeto de no forzar a las formaciones, también se ha tratado de evitar cambios bruscos en la presión de inyección y de esta manera, permitir mostrar a los pozos tal cual es su perfil

a) Pozos inyectores

Durante la completación de estos pozos se ponía especial cuidado en el fracturamiento hidráulico, el diseño consideraba una fractura vertical mas que horizontal. Inicialmente estos pozos fueron puestos a producción hasta tener el modelo completo, luego fueron convertidos a inyectores con inyectividades máximas de 2 B/WPD/ ft. de arena neta, estos valores fueron obtenidos de la performance de los pozos pilotos.

El volumen diario de agua inyectada al pozo y sus presiones de inyección son los parámetros mas importantes que deben ser evaluadas en la toma de decisiones operativas.

Se tiene 4 tipos de pozos inyectores :

1. Inyector simple.- Inyecta a una sola zona.
2. Inyector simple con empaque.- Aisla zonas superiores que no son objetivo.
3. Inyector dual.- Inyecta 2 zonas a la vez, una por la tubería y la otra por el espacio anular
4. Inyector múltiple.- Inyecta mas de 2 zonas o aisla una e inyecta otras dos. Se diseñaron con reguladores de flujo y tambien usando tubería de 1" con 2 espacios anulares.

b) Pozos productores

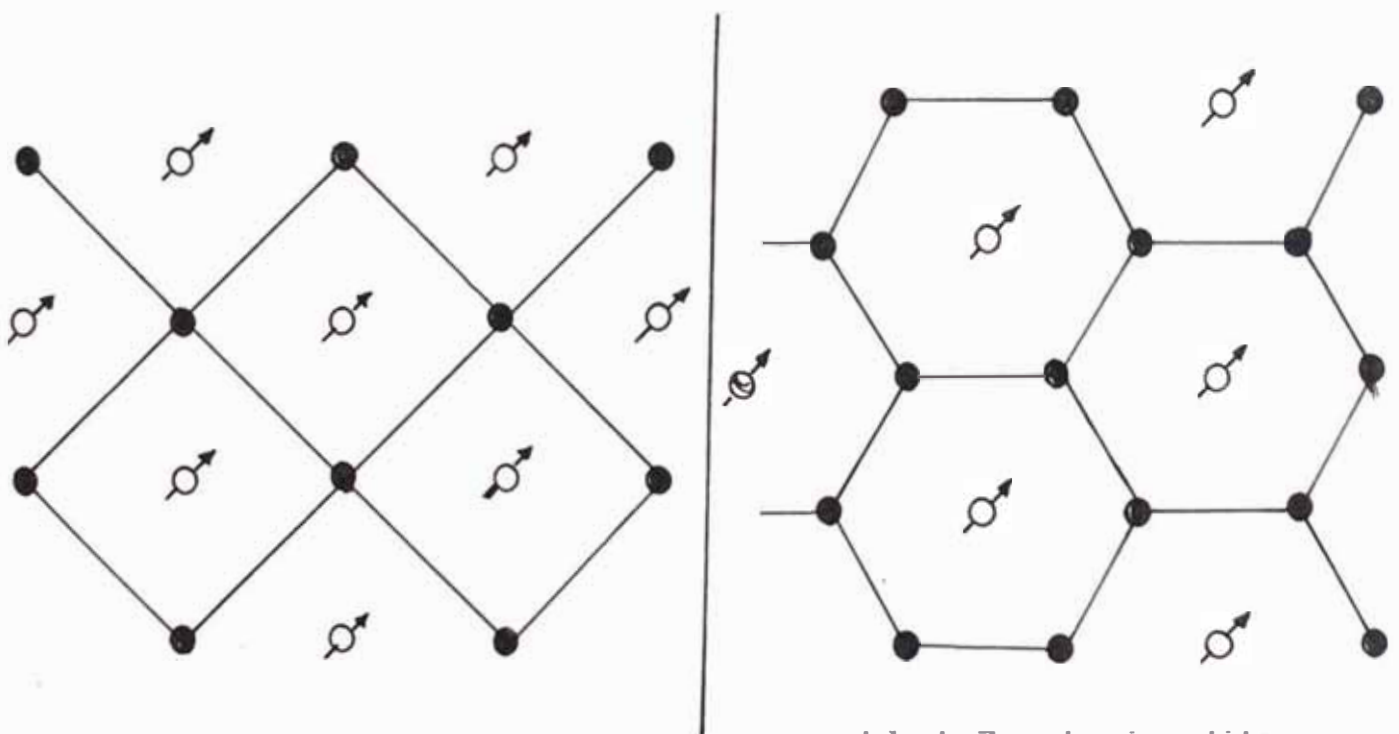
Los pozos productores tienen un estricto control tanto de los flúidos proiducidos como de las eficiencias de bombeo, con el objeto de tomar decisiones correctivas con información proveniente de

- 1.- Pruebas de producción tomadas a cada pozo.
- 2.- Mediciones de gas producido.
- 3.- Porcentajes de fluidos producidos con el objeto de detectar irrupciones de agua de inyección. Es conocido como corte de agua.
- 4.- Análisis de laboratorio del agua producido, esta prueba está basada en el contenido de cloruros y sulfatos.
- 5.- Pruebas dinamométricas tomadas para evaluar las eficiencias de las bombas.
- 6.- Pruebas de nivel de fluido.

c) Modelos de inyección

Las celdas de inyección fueron diseñadas usando un modelo de **5 puntos directo**, a excepción del campo Central donde se diseñó el de **7 puntos invertido**, adecuándose a los pozos existentes en cada caso.

Normalmente los modelos consideraban pozos inyectores nuevos.



modelo de 5 puntos directo

modelo de 7 puntos invertido

d) Agua de inyección

Son captadas por bombas sumergidas en el mar, estas aguas que son corrosivas necesitan de un riguroso tratamiento. La mezcla del agua del reservorio con agua de inyección, puede dar lugar a la formación de diversos precipitados dependiendo de su composición. Estos pueden ser

- Precipitados de bario y sulfato.
- Precipitados de calcio y sulfato.
- Precipitados de calcio y carbonato.
- Precipitados de hierro y sulfuros.
- Precipitados de hierro y oxígeno.

Los precipitados de hierro y oxígeno son los más peligrosos, ya que ellos, resisten a los solventes y a los ácidos comunes. El uso de polifosfatos evita la formación de precipitados de sulfatos en el reservorio.

*** Tratamientos**

El agua captada por las bombas sumergidas en el mar, es inicialmente tratada con 0.12% de hipoclorito de sodio, con el objeto de proteger el crecimiento de bacterias, luego es filtrada usando antracita para remover los sólidos suspendidos, normalmente se obtiene el agua con partículas menores a 4 micrones y los sólidos en un rango de 0.2 a 0.4 mg/lt. (pruebas de núcleos mostraron que 0.7 mg/lt. puede taponear arenas de 1 md. de permeabilidad). El oxígeno es eliminado en torres de vacío que reducen a 75 - 50 ppb y es reducido a cero con la adición de secuestrantes de oxígeno. El tratamiento contra las bacterias es realizado usando bioxidas a una concentración de 150 ppm por 2 horas cada semana. Para prevenir la formación de precipitados se sigue un tratamiento con polifosfatos orgánicos a 6 ppm en inyección continua.

* Características

El análisis típico de las aguas de inyección muestran los siguientes resultados

PH	8.15
T (°C)	23.5
Sólidos disueltos (mg/l)	0.1
Sólidos en suspensión (mg/l)	0.25
Oxígeno disuelto (ppb)	✓
Cloruros (mg/l)	19,975
Sulfatos (mg/l)	2,125
H ₂ S	0
Bacterias SRB (cell/ml)	0

2.2.2. Problemas de producción de agua

La alta producción de agua trae consigo una serie de problemas, siendo los principales

- **La reducción de la producción de petróleo y / o gas.**- Como consecuencia del incremento de la columna hidráulica, la que crea una contrapresión a la formación productiva impidiendo que el petróleo llegue al pozo productor.
- **El incremento de los costos de operación.**- Los costos se incrementan debido a que aumenta la frecuencia de servicios a los pozos. Es necesario equipo de mas capacidad, para levantar mayor cantidad de fluido. Asimismo aumentan los costos de tratamiento del crudo, esto incluye tanques de mayor capacidad, separadores y bombas, como también su mantenimiento, productos químicos y la energía requerida.

2.2.2.1.) Identificación del problema

a.) Registros de producción

Estos registros son tomados a los pozos inyectores, con la finalidad de conocer los índices de inyectividad de cada uno de ellos, más propiamente deberían llamarse registros de inyección. Se corrieron normalmente 2 tipos de registros :

* *Registro de trazadores radioactivos (RTL)*– Esta técnica consiste en inyectar material radioactivo al pozo, el cual es detectado por los sensores de la herramienta. La técnica tradicional consistía en, eyectar fluido radioactivo cuando la herramienta se encontraba estacionado en la profundidad a investigar, y medir el tiempo de arrastre del fluido radioactivo entre los detectores.

Una nueva técnica que mejora la calidad de la información, se logro al hacer que la herramienta se desplace sucesivamente a lo largo del intervalo deseado, ésto nos permite estimar el volúmen de inyeccion en intervalos muy pequeños. Generalmente estas corridas se toman en arenas que admiten gran cantidad de flúidos.

* *Registros de Temperatura (DTL)*– Es una técnica que detecta las anomalías de temperatura encontradas en los pozos. Es necesario la gradiente de temperatura base para hacer la interpretación correcta. Teóricamente cualquier flujo de agua dentro pozo causará un enfriamiento de la zona, la cual es captada por los termómetros de la herramienta.

b) Perfiles de inyección

Los perfiles de inyección son obtenidos de la interpretación de los registros tomados al pozo. Muestra gráficamente los volúmenes de agua que recibe cada uno de los estratos de acuerdo a los índices de inyectividad (B'wPD/ft.)

El control de estos perfiles es muy importante, con ellos podemos identificar los niveles canalizadores de agua y también los que por el contrario no admiten. En el proyecto se diseñaron inyectividades de 2 B/WFD/ft

Lo que se busca con el control del perfil de inyección, es asegurar el llenado homogéneo de todos los reservorios. Pobres perfiles de inyección llevan a rupturas tempranas de los frentes de inyección.

c) Soluciones mecánicas

Para evitar las canalizaciones tempranas de los frentes de inyección, las inyectividades deben ser controladas y en el peor de los casos la inyección debe ser suprimida. Se emplea una serie de técnicas de solución de acuerdo a la naturaleza del problema.

- *Inyección dual*.- Es usado para inyectar 2 zonas por separado, una por los tubos y la otra por el espacio anular, esta solución mecánica no nos permite recoger información de inyectividades con registros radioactivos en las zonas superiores, por lo que en adelante se toman solo registros de temperatura.

- *Inyección múltiple con reguladores de flujo*.- Diseñado para usarse en pozos con perfil muy variable, en las que un regulador de flujo es colocado en el nivel a inyectar, las formaciones son aisladas con 2 empaques colocados en secuencia.

- *Inyección con macarroni*.- Diseñado para inyectar en más de 2 zonas como en la inyección con reguladores, pero en este caso usa 2 espacios anulares concéntricos, uno casing - tubing y el otro tubing- macarroni usando una tubería pre-perforada, asimismo inyecta en las zonas inferiores por el interior del macarroni.

Aislamiento de zonas canalizadoras- Usando dos empaques se aíslan las zonas de alta inyectividad, para permitir la inundación de otras zonas.

d) **Trazadores**

La generalización de problemas de control de inyectividad llevo a buscar un nuevo metodo de solución, Su estudio parte del concépto de tiempo de tránsito del fluído desde el pozo inyector hasta el pozo productor.

Nitrato de amonio fue escogido para estas pruebas, las cuales eran agregadas al agua de inyección a altas concentraciones, genelalmente a 5000 ppm, para continuar con un monitoreo de los pozos productores a través de análisis continuos establecidos por un programa.

Estos trazadores nos permiten conocer el grado de canalización existente entre los pozos del modelo. En aquellos pozos donde los tiempos de tránsito del fluido trazador son relativamente cortos, podemos aplicar la inyección de polímeros ó algún otro método de recuperación mejorada.

3.- RECUPERACION MEJORADA

3.1 Inyección de Hidrocarburos Enriquecidos

El objetivo de una inundación de fluidos miscibles, es reducir la tensión interfacial entre el petróleo y el fluido de desplazamiento, una de las formas es inyectar hidrocarburos enriquecidos, seguido de una inyección de agua.

El gas generalmente no es muy eficiente para desplazar petróleo, la excepción ocurre cuando, el gas que entra al reservorio es hecho miscible con el frente desplazado del banco de petróleo.

Este tipo de miscibilidad ocurre de tres maneras

- 1.- Gas a alta presión.- Aplicable a reservorios de petróleo de baja viscosidad y capaz de soportar altas presiones (mayores de 3000 psi) A medida que el gas seco inyectado se evapora, más hidrocarburos volátiles del petróleo crudo saldrán, hasta formar un banco pequeño de estos hidrocarburos entre el reservorio de petróleo y el gas seco, creando un autosostenido frente miscible.
- 2.- Gas Enriquecido.- Un banco miscible similar puede ser obtenido inyectando gas que contenga una parte sustancial de hidrocarburos volátiles (principalmente propanos y butanos). El reservorio de petróleo es enriquecido por la extracción de componentes de LPG (gas licuado) del frente de inundación del gas. Estos formaran un banco mutuamente solubles de hidrocarburos intermedios entre el petróleo del reservorio y el gas inyectado.
- 3.- Finalmente hidrocarburos de peso molecular intermedio (LPG) pueden ser inyectados al reservorio antes de que comience la inyección de gas.

Por lo tanto :

La inyección de hidrocarburos enriquecidos viene a ser un proceso que usa los hidrocarburos livianos e intermedios como también gas seco, propano, butano y LPG que se mezclan con el crudo formando un banco de petróleo, el cual debe ser llevado a los pozos productores

Los proyectos que han terminado este tipo de recuperación reportan saturaciones residuales del orden de 1/2 a 2/3 de la saturación inicial.

3.2 Inyección de Dioxido de Carbono (CO₂)

La inyección de CO₂ es la alternativa más prometedora de los métodos de Recuperación Mejorada, pues este método trata de llegar al 100 % de recuperación.

Existen pocos fluidos que son completamente miscibles con el petróleo crudo y con el agua a costos razonables. Estos son : el Alcohol, Gases Enriquecidos y el Dioxido de Carbono (CO₂)

EL CO₂ es inyectando a la formación con el objeto de disolver el crudo, expandirse, reducir la viscosidad y vaporizarlo dentro de la fase CO₂. Obteniendo una alta eficiencia de desplazamiento del petróleo contactado. Bancos de agua alternados con CO₂ son usados para desplazar el petróleo a los pozos productores. Cuando el CO₂ llega al pozo productor, este es recuperado, limpiado y reinyectado.

El mecanismo es el siguiente:

Cuando el CO₂ es inyectado y la mezcla ocurre, la viscosidad del petróleo se reduce.

El CO₂ incrementa su volumen y la permeabilidad relativa al petróleo, expandiéndose de manera que la presión del reservorio aumenta y el crudo fluye más rápidamente a los pozos productores

Tres variaciones son empleadas en este método.

- 1.- Inyección de CO₂ en babaza seguida de agua o agua carbonatada.
- 2.- Inyección de agua carbonatada directamente
- 3.- Inyección de CO₂ a altas presiones de manera de obtener una mezcla con petróleo y la formación del petróleo miscible directamente en la formación.

Es aplicable a reservorios con: bajas Viscosidades y un API de 32° - 42° , profundidades de 4300 a 9000 pies y permeabilidades de 2 a 4 md.

La inundación con CO₂ reduce la saturación residual de petróleo, no incrementa la eficiencia de barrido.

El CO₂ es obtenido como recurso natural a altas presiones y por lo general esta asociado, al gas natural a profundidades mayores de 15,000 pies.

3.3 Aumento de polimeros a operaciones de recuperación secundaria

Este es otro método de recuperación mejorada, basado en la adición de una química polimera de alto peso molecular al agua de inyección. Esta basado en la reducción de la movilidad del frente de inyección, de manera que se reduzca la tendencia de dejar atrás el petróleo crudo en las zonas de baja permeabilidad.

Este tema será desarrollado al detalle en la presente tesis.

3.4 Inundación con polímeros.

La tecnología de inundación con polímeros es muy similar en operación a la inyección de agua, pero es mucho más complicada, el desplazamiento de petróleo está basado en las fuerzas químicas y las físicas.

En una inundación de polímeros la solución polimérica llamada solución micellar, por que una gran concentración de surfactante, produce que sus moléculas se junten en racimos llamados micelles, la única propiedad de la microemulsión es que, ésta es miscible con el petróleo, desplazándolo disuelto en la solución micellar.

El segundo mecanismo de desplazamiento, común en inundaciones moderadas (surfactantes diluidos) es la reducción de la tensión superficial entre el petróleo y el agua en presencia del surfactante. A medida que la tensión interfacial es reducida, las fuerzas capilares actúan atrapando al aceite.

Cuando la tensión interfacial es reducida a valores muy bajos, las fuerzas de capilaridad no son lo suficientemente fuertes para retener petróleo, en consecuencia fluye libremente por los poros. Este proceso se desarrolla en 4 etapas.

- a.- Acondicionamiento.- En esta etapa el reservorio debe ser acondicionado inyectándose una solución para ajustar la salinidad y de este modo hacerlo compatible con el surfactante a usarse.
- b.- Formación de la microemulsión.- En esta etapa debe ser formada la solución micellar que incluye surfactantes, cosurfactantes, hidrocarburos, electrolitos que combinados acompañan al petróleo en la formación de la microemulsión.
- c.- Solución de control de movilidad.- Una solución uniforme de polímero disuelto en agua de baja salinidad es usado para empujar las microemulsiones.
- d.- Inundación de Agua. Es usado para desplazar todo el sistema.

3.5 Inundación de productos alcalinos

Este proceso usa el hidróxido de sodio (NaOH), o el silicato de Sodio (NaSi), para reducir la tensión interfacial entre el fluido inyectado y el aceite en el reservorio. Estas químicas son agregadas al agua de inyección para formar surfactantes dentro del reservorio mediante la neutralización de los ácidos del presentes en el petróleo.

Los surfactantes son productos con los cuales podemos reducir la tensión de la interfase aceite agua y formar una emulsión con el petróleo.

El mecanismo usa los conceptos

- **Arrastre** que reduce la tensión superficial, donde las gotas de petróleo son suspendidas o arrastradas por el empuje de agua alcalina mediante la formación de una emulsión.
- **Entrampamiento** que mejora la eficiencia de barrido
- **Mojabilidad inversa** que mejora la relación de movilidades, los compuestos polares presentes en el petróleo crudo, al ser absorbidas por superficies minerales hidrofílicas, hacen que estas sean menos hidrofílicas o hidrofóbicas. Los cambios en las mojabilidades son producidos por la adsorción de moléculas jabonosas en la superficie sólida.

Cada uno de estos mecanismos requiere diferentes condiciones iniciales con respecto al aceite del reservorio, la roca y el agua de inyección y forman emulsiones de surfactantes insitu por la reacción entre los ácidos del reservorio y las químicas alcalinas inyectadas

El surfactante que es creado en la interfase agua-petróleo reduce la tensión interfacial y forma una emulsión en el reservorio. Las emulsiones reducen la movilidad del agua inyectada y mejoran las eficiencias de barrido.

CAPITULO I V

QUIMICA ESTRUCTURAL DE LOS POLIMEROS

1- MONOMEROS

Son unidades básicas formadas mayormente por carbono, hidrógeno y oxígeno, las cuales se unen para formar la estructura del polímero.

2.- POLIMEROS

Un polímero es una larga cadena de moléculas formadas por repetidos bloques de monómeros. Estos han sido largamente usados dentro de la industria del petróleo en lodos de perforación, flúidos de fracturamiento y como agentes de control de agua, asimismo están siendo usados en la fabricación de pinturas y pulidores.

Los polímeros son solubles en agua, mas no, en petróleo ni en los solventes más comunes, asimismo no son tóxicos ni corrosivos.

Existen por lo menos cinco tipos reconocibles de procesos de recuperacion mejorada de petróleo que usan polímeros, con muchas variaciones en cada tipo de proceso, cada variación usa una o mas de las propiedades del polímero, tales como :

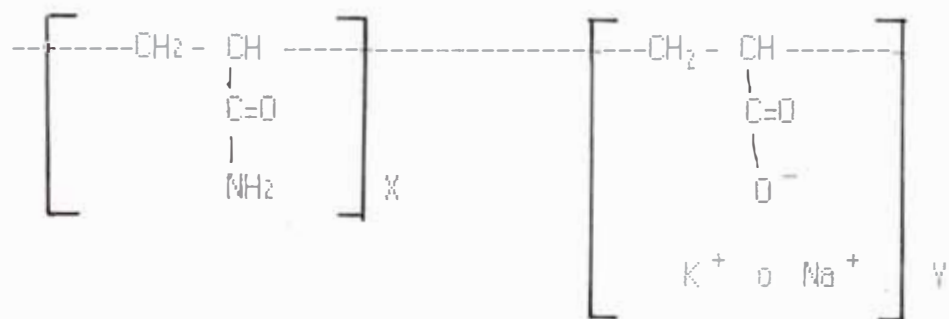
- Incrementar la viscosidad del agua, cuando está presente en ella a bajas concentraciones, esto depende de : el polímero a usarse , la composición del agua y las condiciones de flujo.
- Reducir la permeabilidad al agua en la roca reservorio cuando usamos pequeñas cantidades de polímeros, este efecto se produce solo en los canales microscopicos. En la permeabilidad al petróleo el efecto es insignificante.
- La capacidad del polimero de transformarse en una masa gelatinosa, al recibir pequeñas cantidades de iones metálicos disueltos.
- Las poliacrilamidas resisten cambios rápidos de velocidad y dirección del flujo.
- Los polímeros solubles en agua no son solubles en petróleo ni en la mayoría de los solventes comunes.

3.- TIPOS DE POLIMEROS USADOS EN OPERACIONES DE RECUPERACION MEJORADA

3.1 Poliacrilamidas

Las poliacrilamidas se producen sintéticamente mediante la combinación de carbono, hidrógeno y oxígeno, en unidades básicas llamadas monómeros, las cuales tienen que polimerizarse para formar una gran cadena molecular.

Esencialmente su estructura es:



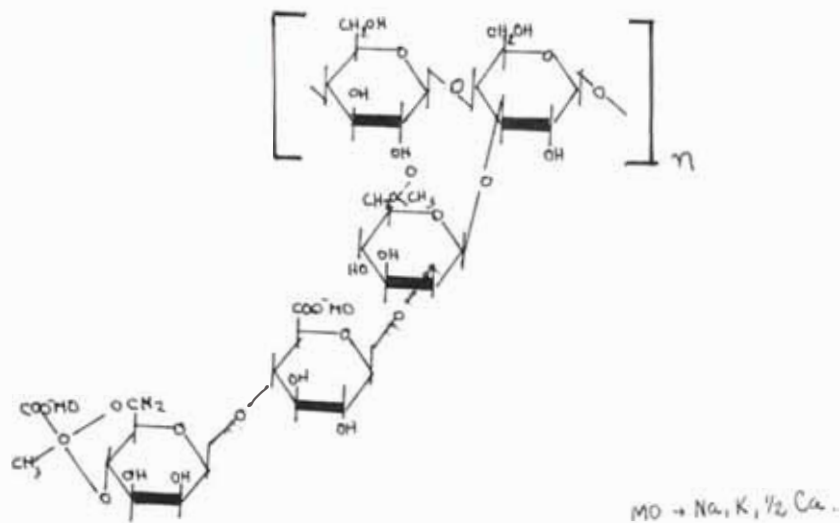
Las poliacrilamidas son proporcionados en forma de polvo seco o concentradas en una emulsión de agua y petróleo. En el mercado se dispone de poliacrilamidas de diferentes pesos moleculares. Las poliacrilamidas no-iónicas por lo general tienen bajo grado de hidrólisis y son compatibles con una gran variedad de salmueras. Sin embargo, las aniónicas que tengan un alto grado de hidrólisis solo serán compatibles con agua fresca, o salmueras de agua suave.

Actúan como agentes de control de movilidad incrementando la viscosidad del agua y reduciendo la permeabilidad de la roca reservorio al agua K_w , también si pequeñas cantidades de poliacrilamidas en forma de soluciones gelatinosas son agregadas al agua de inyección, cambiará el patrón de barrido.

3.2 Polisacarosos

Las polisacarosos usadas para mejorar un proceso de recuperacion de petróleo es la llamada " Xanthan gum", que es una goma producida por la fermentación de un microbio llamado Xanthomonas Campestris en carbohidratos, crece en la superficie de la célula del microbio, estos microorganismos son recuperados para tratarlos pasteurizandolos en alcohol isopropílico, seguido de un labado y secado. Es de naturaleza aniónica, pero muestra una buena compatibilidad con las soluciones electrolíticas.

Las polisacarosos tienen un peso molecular promedio de 5 millones y su estructura molecular es la siguiente :



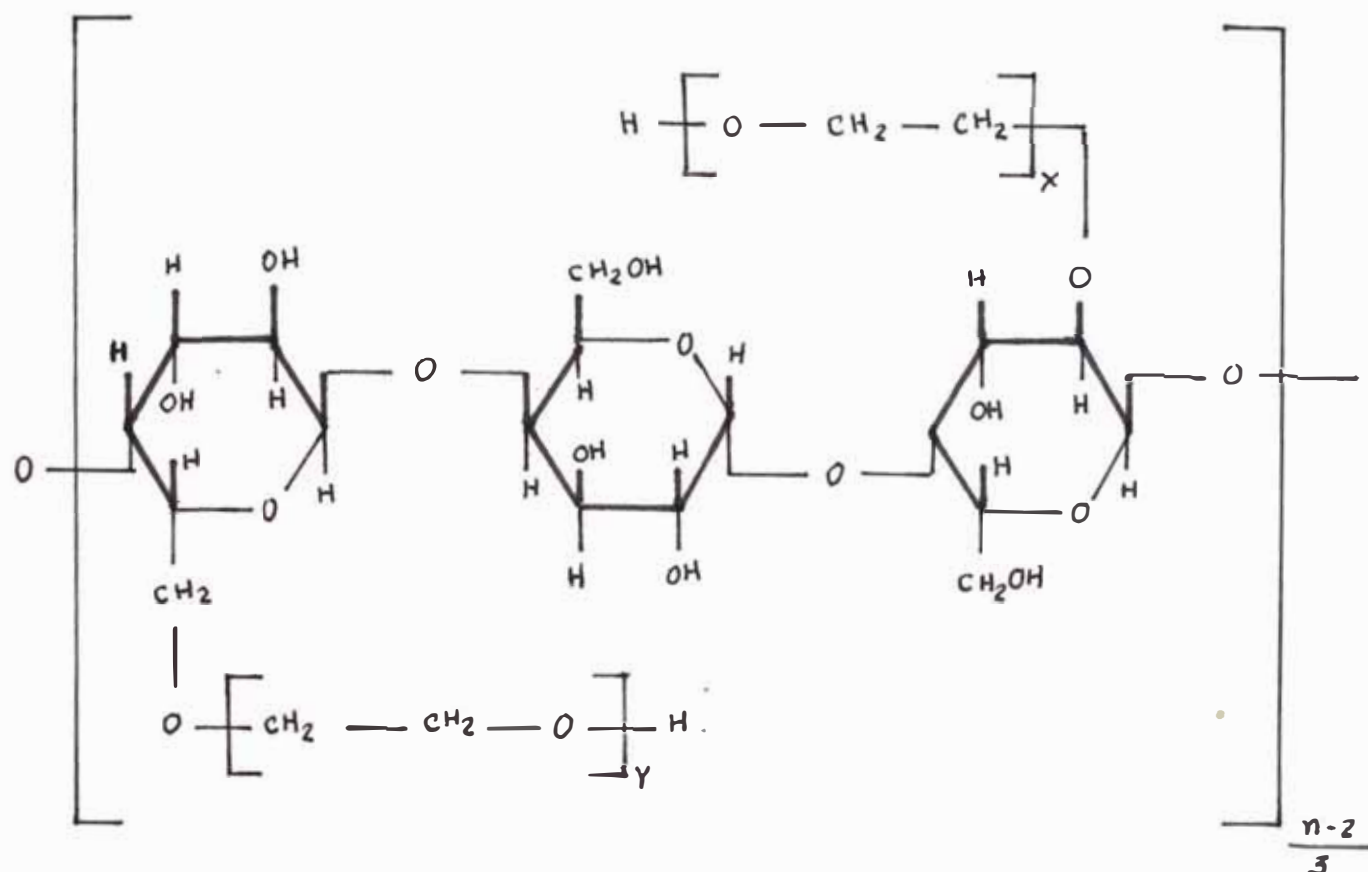
Esta estructura molecular da el grado de rigidez a la cadena de polímeros, como también induce una excelente resistencia a la fractura mecánica, sin embargo, es altamente susceptible al ataque bacterial por lo que se hace necesario el uso de bioxidas y secuestrantes de oxígeno, la mayor parte de las bacterias aeróbicas que atacan a esta goma son pseudomonades, que a la vez de degradar al polímero, éstas producen células que tienen un diámetro de un micron por cuatro de largo. Estas células son mas grandes que el polímero y puede da nar las formaciones de los pozos inyectores.

Las polisacarosos actuan como agentes de control de movilidad incrementando la viscosidad del agua, no es afectado por la salinidad del agua ni por los esfuerzos cortantes durante la inyección, pero tienen la desventaja de que son más caros que las poli-acrilamidas .

3.3 Hidroxietilcelulosa

Es una larga cadena polímera no-iónica que es estable en aguas saladas y es soluble en ácidos, esta última propiedad asegura un mínimo daño en la formación.

Su estructura es :



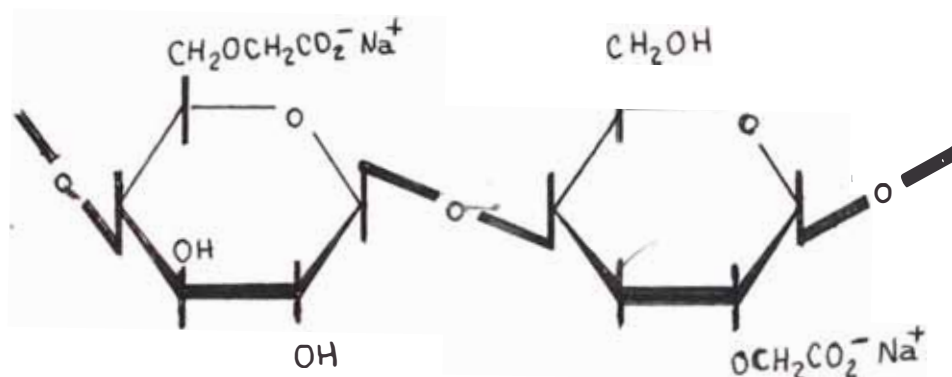
Actúa como agente de control de movilidad incrementando la viscosidad del agua, estos polímeros no son afectados por la salinidad ni por los altos esfuerzos cortantes.

La hidroxietilcelulosa es preparada reaccionando la celulosa con óxido de etileno en presencia de alcohol isopropílico. Es usado frecuentemente como fluido de completación, lodos de perforación y también es sugerido como agente de control de movilidad en operaciones de recuperación mejorada.

3.4 Carboximetilcelulosa

Es un polímero aniónico producido por la modificación de la celulosa reaccionando el ácido monocloroacético o el monocloroacetato de sodio con celulosa tratada en hidróxido de sodio. Las características de la solución dependen del grado de sustitución del grupo carboximetil.

Su estructura básica es la siguiente:



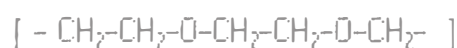
La carboximetilcelulosa es dispersable en agua, es incoloro e inodoro y principalmente no tóxico, su uso es preferido en aguas dulces.

En todos de perforación es usado como agentes de control de perdidas de filtrado, debido a las limitaciones de la carboximetilcelulosa en aguas saladas, se ha desarrollado un polímero aniónico de gran peso molecular que puede ser diluido en soluciones saladas.

3.5 Oxido de polietileno

Actúa incrementando la viscosidad del agua y reduciendo la permeabilidad al agua de la roca reservorio.

Su estructura básica es la siguiente



4.- CUADRO ESTADISTICO DE LIMITACIONES TECNICAS

Los polímeros solubles en agua usados como agentes de control de movilidad son muy comunes en las operaciones de recuperación mejorada, pero solo 2 de ellas las poliácridamidas y las polisacarosas tienen aplicaciones prácticas, estos polímeros tienen pesos moleculares que varían de un millón a quince millones.

Ambos productos tienen sus limitaciones y estas son :

	Poliacrilamida	polisacarosas
Económica	costo moderado	alto costo
Degradación por corte	severo	ligero
Degradación por oxígeno	ligero	ligero
Pérdida de viscosidad en sales	severo	ligero
Degradación térmica	$> 250^{\circ} F$	$> 160^{\circ} F$
Degradación del ion metal	si	si
Hidrólisis	si	si
Degradación microbiana	moderado	severo
Requiere filtración	no	si
Limitación de permeabilidad	$> 10 - 20$ md.	> 5 md.

Otras consideraciones que deben ser tomadas en cuenta

- Reacciones con iones divalentes
- Retención de los polímeros.
- Adsorción.
- Posibles emulsiones.
- Problemas de productividad.
- Tempranas rupturas del frente de polímeros.
- Control de calidad de los productos a usarse.
- Problemas de manipuleo.

Los expertos sugieren que en las **poliacrilamidas** las más serias deficiencias son :

- La degradación por corte.
- Pérdidas de viscosidad en las salmueras.
- La posible reacción con los iones divalentes.

mientras que una ventaja comparativa es que no necesita filtración

En las **polisacarosas** las más serias deficiencias son :

- Alto costo
- Posible taponamiento en la vecindad del pozo.
- Degradación microbial.
- Necesidad de filtración.

5 . SELECCION DE LA POLIACRILAMIDA PARCIALMENTE HIDROLIZADA

La selección de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada, se basa principalmente en tres parámetros : El peso molecular, El tamaño y la concentración, también es necesario considerar el grado de hidrólisis y las compañías que la fabrican.

Las pruebas deben ser conducidas para determinar las propiedades de flujo en los núcleos a condiciones de reservorio y simulando una inyección de agua.

Los polímeros deben entrecruzarse para formar soluciones gelatinosas estables.

5.1 Peso molecular

La característica más importante de una molécula polímera es, la capacidad de asumir una gran variedad de configuraciones tridimensionales. Una simple representación de una molécula polímera desde el punto de vista estructural, es considerar a la molécula como un collar de perlas, que constantemente esta cambiando su configuración de acuerdo a al energía libre de la molécula, en este sentido, los pesos moleculares siempre deben ser los promedios y los fabricantes los ofertan en esa forma.

En nuestro caso se seleccionaron :

Polimero	Peso molecular	Grado de hidrolisis
A (DRP-1215)	5 millones	0 %
B (DRP-750)	15 millones	1 %

Estos 2 productos tienen idénticas características a excepción de sus pesos moleculares

5.2 Tamaño

Para la determinación del tamaño de un polímero existen 2 enfoques, uno matemático y el otro experimental.

La relación matemática emplea dos parámetros:

r distancia de preincipio a fin de la molécula. y

s distancia de los elementos de la cadena a su centro de gravedad.

Flory en 1953 desarrollo la siguiente ecuación para un polímero lineal :

$$\sqrt{r^{-2}} = 6 \sqrt{s^{-2}}$$

y para los polimeros no-iónicos :

$$\sqrt{r^{-2}} = 8 (W\eta)^{1/3}$$

donde adicionalmente : W es el peso molecular y η es la viscosidad.

Usando esta ecuacion para polimeros no-ionicos, se ha calculado valores de $r= 0.28$ micrones para un polímero de 3 millones de peso molecular y una salinidad de 3 ‰.

En experimentos de laboratorio, se ha logrado medir los diámetros de las poliacrilamidas a través de filtros obteniendose valores de 0.45 a 0.8 micrones, estos valores podrian ser un poco altos debido al efecto de concentración en el filtro. Para nuestro caso podemos asumir diámetros menores a 0.5 micrones.

5.3 Concentración

La concentración del polímero tendrá que ser determinada luego de un riguroso análisis de los siguientes parametros :

- Tiempo de transito del trazador .
- Producción de agua de los pozos.
- Perfiles de inyección.
- Identificación de la zona causante del problema.

Es recomendable iniciar el proceso a una baja concentración, para luego ir incrementandola gradualmente por etapas, hasta llegar a una concentración que puede ser la base para futuros tratamientos.

En nuestro caso se ha llegado a concentraciones de 3000 ppm sin problemas.

6. SOLUCION MACROMOLECULAR

Las poliacrilamidas se unen mediante reacciones de polimerizacion, para formar una macromolécula de gran peso molecular, que generalmente son lineales, con una pequeña sección transversal y una gran longitud, ademas poseen propiedades de flexibilidad, por lo que adquieren diversas formas, desde esferas cuando estan completamente dobladas, hasta barras cuando estan completamente extendidas, sin embargo su configuración más probable es la de un espiral.

6.1 Solutos

Los polímeros usados en este proyecto son compuestos deshidratados secos y granulados, los cuales deben ser disueltos durante la preparación de la mezcla polimérica, esencialmente esta contendrá :

	Estado	Funcion
Polímero seleccionado	sólido	polimerizar
Tiosulfato de sodio o hiposulfito	sólido	agente reductor
Dicromato	sólido	entrecuzador
Formaldehido	liquido	inh. de corrosión
Bisulfito	liquido	secuestrante de oxigeno

Tanto el hiposulfito como el dicromato, deben ser molidos en la cabeza del pozo para ayudar a obtener una mezcla homogénea.

6.2 Solvente

La molécula polímera puede ser visualizada como un agregado fibroso. En un buen solvente la molécula polímera se extiende completamente, llegando a un máximo su contacto con el solvente. Esto da al polímero una apariencia flexible y gelatinosa, con la molécula extendida polímero-polímero se logra el deseado entrecruzamiento, es decir se enrreda, todo esto tiende a incrementar la viscosidad aparente del polímero. En solventes pobres se minimiza su contacto.

En nuestro proyecto el solvente es agua de inyección, el cual es considerada de muy buena a excelente para las formaciones a la que se están inyectando, y es garantizado con pruebas diarias de la calidad del agua tales como : PH, Sólidos en suspensión, Hierro, H₂S, Oxígeno disuelto, bacterias SRB, Cloruros, Sulfatos, turbidez y pruebas de corrosión

Los polímeros seleccionados han sido evaluados en su etapa experimental, con estas aguas y se encontró que no forman ningún tipo de precipitados.

6.3 No solventes

Algunos productos químicos que no reaccionan con los polímeros pueden ser agregados a las soluciones poliméricas, con el objeto de darle características especiales, un ejemplo de esto es, la adición de mica fina para prevenir el avance rápido de las mezclas poliméricas que se inyectan a las formaciones con severas fracturas.

6.4 Aditivos y cargas

La recuperación mejorada usando polímeros requiere una variedad de productos químicos tales como : inhibidores de corrosión, bactericidas y agentes de gelificación. Su selección depende de la evaluación de los siguientes parámetros

- Disponibilidad de la química.
- Costos.
- Compatibilidad del producto con las características del reservorio.
- Concentraciones adecuadas.

6.4.1 Inhibidores de corrosión

El agua de inyección tiene un tratamiento contra la corrosión, pero la necesidad de preparar la mezcla macromolecular en superficie, hace que ésta entre en contacto con grandes recipientes metálicos que están sujetos a reacciones de oxidación.

Para proteger el equipo de superficie es necesario tratarlo con polifosfato que contiene formaldehído, a fin de obtener una película protectora sobre las paredes metálicas del equipo.

El oxígeno disuelto en soluciones polímeras es inevitable, unas cuantas partes por millón es suficiente para tener una significativa corrosión, las mangueras de succión son las causantes de este problema, al usarlas agregando partículas sólidas a la mezcla, por lo tanto, se necesita remover el oxígeno usando un secuestrante que generalmente reaccionará con el oxígeno para formar sulfatos:



El uso de estos secuestrantes de oxígeno previenen además, la precipitación del hierro en agua saladas, reduce el taponamiento de los pozos inyectores y también impide el crecimiento de bacterias.

6.4.2 Bactericidas

Bioxidas son usados para prevenir el crecimiento de bacterias, los daños más severos son los causados por la bacteria *Desulfovibrio* que se desarrolla en depósitos impermeables en condiciones anaeróbicas, ellos reducen los sulfatos presentes para formar sulfuro de hidrógeno



En nuestro proyecto las bacterias son controladas, a través del agua de inyección, normalmente reciben un tratamiento por semana de dos horas de duración a una concentración de 150 ppm para todo el sistema, y un retratamiento en las estaciones de bombeo.

6.4.3 Agentes de gelificación

Bajo condiciones normales, la adición de ciertas cantidades de iones metálicos disueltos en soluciones polímeras, pueden causar la formación de soluciones gelatinosas, su consistencia varía en un amplio rango.

Estas soluciones gelatinosas son estables y no penetran a los microporos de la roca, asimismo estas reacciones pueden ser invertidas, demoradas o controladas según sea el diseño del tratamiento.

7. POLIMERIZACION INSITU

La polimerización insitu nos brinda la alternativa de obtener soluciones gelatinosas en el reservorio, de esta manera se evita la degradación por corte que se tendría si el fluido ya viscoso tiene que atravesar las perforaciones.

7.1 Dicromato de Sodio

El entrecruzamiento de los polímeros con el objeto de formar una solución gelatinosa estable, es logrado con el uso de un activador químico, en nuestro caso será el ion Cromo +3, la rigidez lo proporciona la cantidad de ion a ser usado.

El ion Cr^{+3} es obtenido reduciendo el cromo del Dicromato de Sodio ($Na_2Cr_2O_7$), de la valencia +6 a +3, esto se logra usando un agente reductor que puede ser

a.- **Tiosulfato de Sodio**.- Este agente reductor reacciona lentamente, puede ser agregado directamente a la mezcla polimérica en superficie y su concentración puede ser cambiada de manera que la reacción ocurra dentro de un rango variado de minutos a días.

b.- **Bisulfito de Sodio**.- Es un agente reductor rápido, Debe ser inyectado en la cabeza del pozo, de manera que la reacción ocurra en el reservorio.

c.- El petróleo del reservorio.- En este caso el Dicromato de Sodio debe ser inyectado sin polimero ni agente reductor, el petróleo que se encuentra en el reservorio lentamente reduce el Cr +6 a Cr +3.

8. REOLOGIA Y FISICOQUIMICA

8.1 REOLOGIA

8.1.1 Flujo laminar

Este flujo se presenta a bajas velocidades y es función de la viscosidad del fluido

El flujo laminar en tuberías puede ser visualizado por infinitos cilindros delgados unos a continuación de otros en movimiento. La velocidad de estos aumenta de cero en las paredes a un máximo en el eje. La diferencia de velocidad entre un cilindro y otro dividido entre la distancia entre ellos nos define el gradiente de velocidad (γ)

$$\tau = -\mu \frac{dv}{dr}$$

La fuerza axial (en el eje de la tubería) dividido entre el área del cilindro nos define el esfuerzo cortante (τ). La relación entre el esfuerzo cortante y la gradiente de velocidad es conocida como la viscosidad, que es la medida de la resistencia al flujo.

$$u = \tau / \gamma$$

El factor de fricción de Fanning para el flujo laminar está dado por:

$$f = 16 / N_{Re}$$

8.1.2 Flujo turbulento

El fluido en este tipo de flujo, está sujeto a variaciones random de velocidad y dirección. La velocidad en las tuberías varía de cero en las paredes a un máximo en el eje, por lo tanto, el flujo turbulento comenzará cuando ciertas velocidades críticas son sobrepasadas. Para el estudio de este tipo de flujo es necesario recurrir a factores adimensionales, como **el factor de Fanning** que expresa la resistencia al flujo en las paredes de las tuberías y **el número de Reynolds**

$$f = \frac{g \, DP}{2 V^2 L \rho}$$

$$N_{Re} = \frac{D V \rho}{\mu}$$

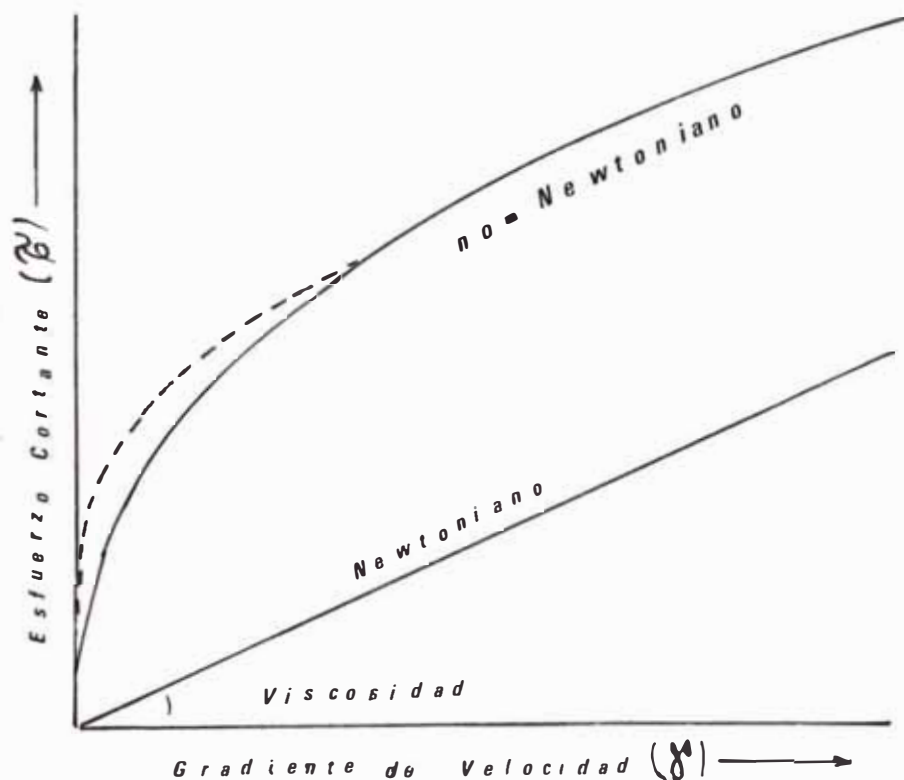
En fluidos newtonianos la transición al flujo turbulento comienza para valores del $N_{Re} = 2100$. Encima de 3000 el flujo es turbulento.

8.1.3 Fluidos newtonianos

Al grafico del esfuerzo cortante (τ) contra la gradiente de velocidad ($\dot{\gamma}$), se le conoce como curva de consistencia, estas curvas, son líneas rectas que pasan por el origen para los fluidos newtonianos, es decir para aquellos que contienen una sola molécula (agua, soluciones saladas, petróleo), por lo tanto la viscosidad de los fluidos newtonianos estará definida por la pendiente de la curva de consistencia.

8.1.4 Fluidos no-newtonianos

Soluciones de polímero contienen cadenas carbonatadas largas, no cumplen con la ley de Newton, por esta razón son clasificados como fluidos no newtonianos. La relación entre el esfuerzo cortante y la gradiente de velocidad para fluidos no newtonianos depende de la composición del fluido y no puede ser caracterizado por la viscosidad, mas bien puede seguir alguno de los modelos complejos de fluidos.



8.1.5 La ley de Potencia

Las soluciones polímeras son generalmente clasificados como fluidos seudoplásticos, bajo la mayoría de las condiciones. Un material seudoplástico es aquel que muestra menor resistencia al flujo según se incrementa el régimen de flujo. Matemáticamente es descrito y conocido como la ley de potencia.

$$\tau = K \dot{\gamma}^n$$

donde K es la medida de la consistencia, se tiene fluidos más viscosos a medida que aumenta el valor de k .

El parámetro n es conocido como el índice de flujo, y debe ser entendida como la caída de la viscosidad efectiva como resultado del incremento del flujo.

La ley de potencia describe 3 modelos de flujo dependiendo del valor de n

- | | | |
|------------------|---------|---|
| 1. Seudoplástico | $n < 1$ | La viscosidad efectiva decrece con el gradiente de velocidad. |
| 2. Newtoniano | $n = 1$ | La viscosidad no cambia con el gradiente |
| 3. Dilatante | $n > 1$ | La viscosidad efectiva se incrementa con el gradiente. |

8.2 Propiedades reológicas

8.2.1 Viscosidad

La viscosidad como sabemos es la resistencia ofrecida por un líquido a fluir libremente y esta propiedad mide el efecto combinado de la cohesión y la adhesión.

Los polímeros pueden sustancialmente incrementar la viscosidad del agua cuando se encuentran disueltas en ellas a bajas concentraciones, depende fundamentalmente de

- a.- El polímero a usarse.
- b.- La composición del agua.
- c.- Las condiciones de flujo en la zona de aplicación.

La mayor viscosidad en agua fresca es impartida por las poliacrilamidas, mientras que en salmueras, la goma Xanthan da soluciones más viscosas, el punto de equilibrio depende de los minerales disueltos en el agua

8.2.2 Viscoelasticidad

Es el fenómeno por el cual las soluciones poliméricas resisten cambios rápidos de velocidad y de dirección del flujo.

La habilidad de un polímero poliacrilamida, de reducir la permeabilidad relativa al agua (K_w) e incrementar la viscosidad al agua (K_v), se correlaciona con sus propiedades viscoelásticas. Es necesario remarcar que la viscoelasticidad como tal, no es la responsable de optimizar la recuperación de petróleo.

8.3 Propiedades Físicoquímicas

8.3.1 Hidrólisis

El polímero es generalmente modificado químicamente, reemplazando alguno de los grupos amida por un grupo carboxilo.



Este proceso llamado hidrólisis, es llevado a cabo tratando una solución de poliacrilamida con una base fuerte de hidróxido de sodio en un proceso lento. El porcentaje de grupos amida que han sido cambiados a grupos carboxilos se denota como el grado de hidrólisis.

Tipicamente la hidrólisis fluctúa entre 0 y 30%, y ambos la poliacrilamida hidrolizada y la no hidrolizada son altamente polares debido a los grupos amida y carboxilos, esto dá al polímero una gran afinidad con el agua, mas no, con el petróleo.

Pruebas de laboratorios con poliacrilamidas determinaron que la viscosidad aparente de una poliacrilamida parcialmente hidrolizada, es mucho mayor que la de una no hidrolizada, también se ha determinado que la viscosidad aparente aumenta con el grado de hidrólisis.

8.3.2 Degradación

Al inyectar una solución polimérica al reservorio es de esperar un deterioro en el peso molecular, debido principalmente a los esfuerzos a que es sometido la solución durante el bombeo en superficie y al atravesar las perforaciones en su camino al medio poroso.

Las propiedades reológicas como la viscosidad y la viscoelasticidad pueden ser irreversiblemente degradadas por la aplicación de esfuerzos mecánicos en superficie, otra fuente de degradación es la presencia de microorganismos aeróbicos, razón por la cual es necesario un adecuado tratamiento de eliminación de estas biotoxinas.

La estabilidad térmica en polímeros acuosos es un parametro importante, se ha observado en el laboratorio degradación por oxidación termal, como resultado de la acción de los iones metálicos que catalizan la descomposición intermedia por oxidación del polímero. Esta degradación ocurre en ausencia del oxígeno

La presencia de electrolitos también cambia las propiedades reológicas, puede suceder que el polímero precipite en la solución, o que cambie su configuración molecular así como reducir la viscosidad y viscoelasticidad de la solución.

La adsorción directa del polímero en los poros puede ser la causa de la degradación de las propiedades reológicas, como también lo puede ser algunos mecanismos complicantes del sistema como el PH y la concentración del electrolito.

Por lo tanto, nuestro primer enfoque será, el encontrar una forma de manipular la preparación adecuada de la solución polimérica en superficie, a fin de ocasionar una mínima degradación, para esto sera necesario eliminar todas las válvulas y restricciones que no sean indispensables, además de contar con un equipo adecuado.

El segundo enfoque sera el proporcionar un estricto control del bombeo de la solución al reservorio para evitar cualquier desbalance durante esta operación.

8.3.3 Tensión superficial

Uno de los principales problemas en la recuperación de petróleo en rocas mojadas al petróleo (oil wet), es vencer las fuerzas de tensión superficial las cuales tienden a juntar el petróleo a la roca.

En rocas reservorio mojadas al agua (water wet), como es el caso de las arenas de Talara en operaciones de recuperación secundaria, las fuerzas de tensión superficial actúan creando burbujas de petróleo que pueden bloquear los poros.

Las fuerzas de tensión superficial es la razón básica del porqué disminuye la permeabilidad al petróleo con respecto a la del agua, así como del incremento de la saturación de agua.

8.3.4 Adsorción

Las fuerzas moleculares de un líquido situado en la superficie de un sólido se encuentran en estado de insaturación, es decir las moléculas o iones no tienen satisfechas todas sus fuerzas de unión con otras partículas, razón por la cual atraen y retienen en su superficie en muy delgadas capas a las sustancias que se ponen en contacto. Este fenómeno de concentración de una sustancia sobre la superficie de un sólido o un líquido se llama *adsorción*.

La diferencia con la absorción es muy clara, ya que en este proceso, las sustancias penetran y se distribuyen por todo el cuerpo, como la esponja absorbe el agua.

8.3.4.1 Adsorción en medios porosos

Si una solución polimérica es desplazada en un reservorio, es de esperar que una cantidad de química sea adsorbida o atrapada en el mismo, ésta cantidad de química es necesario estimarla en pruebas de núcleos, o derivarlas de la historia del campo.

Es expresada en libras por acre pie (lb/ac-ft) y es función del tipo de química inyectada y de las características del reservorio y no está significativamente influenciada por la concentración.

Para tomar las medidas de la adsorción en el laboratorio, los especialistas sugieren desplazar el polímero del núcleo, tal como se mide el agua connata, el fluido desplazado es proporcional a la relación:

$$\text{lb/ac-ft adsorvidas} / \text{lb/ac-ft inyectadas}$$

también se debe tener en cuenta que, el volúmen de fluido decrece a medida que la adsorción ocurre.

Datos experimentales obtenidos en sucesivos estudios sugieren, que las moléculas se adsorben en la superficie de la roca en una sola capa, también indican que la carga iónica de los polímeros sea quizás un factor que limita la densidad de adsorción, lo mismo sucede con el tamaño de la molécula. Otros estudios indican que la molécula polímera ocupa menos espacio cuando esta adsorvida que cuando esta en una solución diluida.

La reducción de algunas propiedades reológicas puede ser explicado por una directa adsorción del polímero en el medio poroso., aunque el mecanismo predominante en la adsorción no esta completamente claro, se necesitan mas estudios de la adsorción en presencia de elementos complicantes como el PH y la concentración electrolitica para ver si estas, contribuyen a la degradación del polímero.

8.3.5 Retención

La razón mas claramente demostrada para explicar la reducción de la permeabilidad relativa al agua en un medio poroso es la retención de polímeros. Numerosos investigadores han demostrado que soluciones polímeras, forzados a desplazarse en medios porosos o reservorios simulados, sufren una reducción significativa de la concentración del polímero

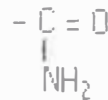
9. Mecanismo

De los estudios realizados con el polímero en la etapa experimental seleccionamos para el tratamiento:

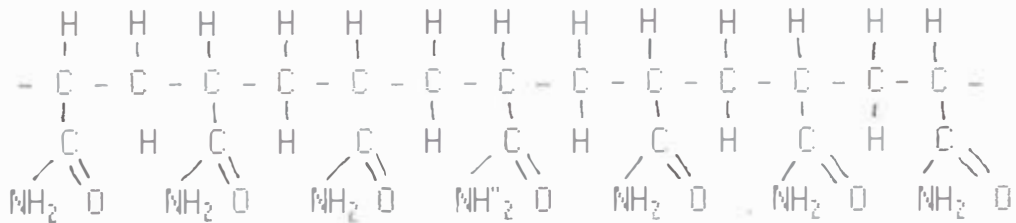
	<i>Peso molecular</i>	<i>% Hidrolisis</i>
Polímero A (DRP 1215)	5 millones	0 %
Polímero B (DRP 750)	15 millones	1 %

Ambos polímeros tienen idénticas características a excepción de su peso molecular.

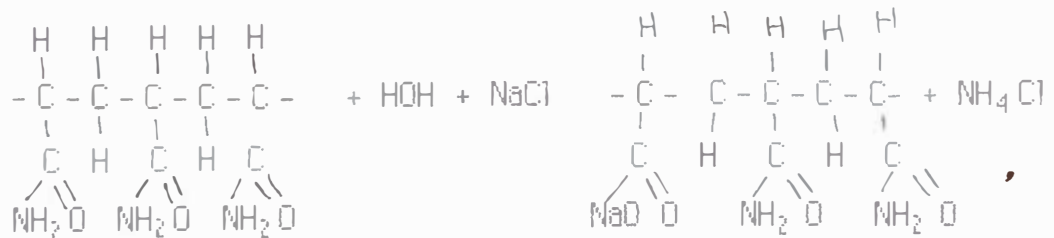
Los fabricantes esencialmente entregan grupos amida



Estos grupos son polimerizados y forman una larga cadena carbonatada

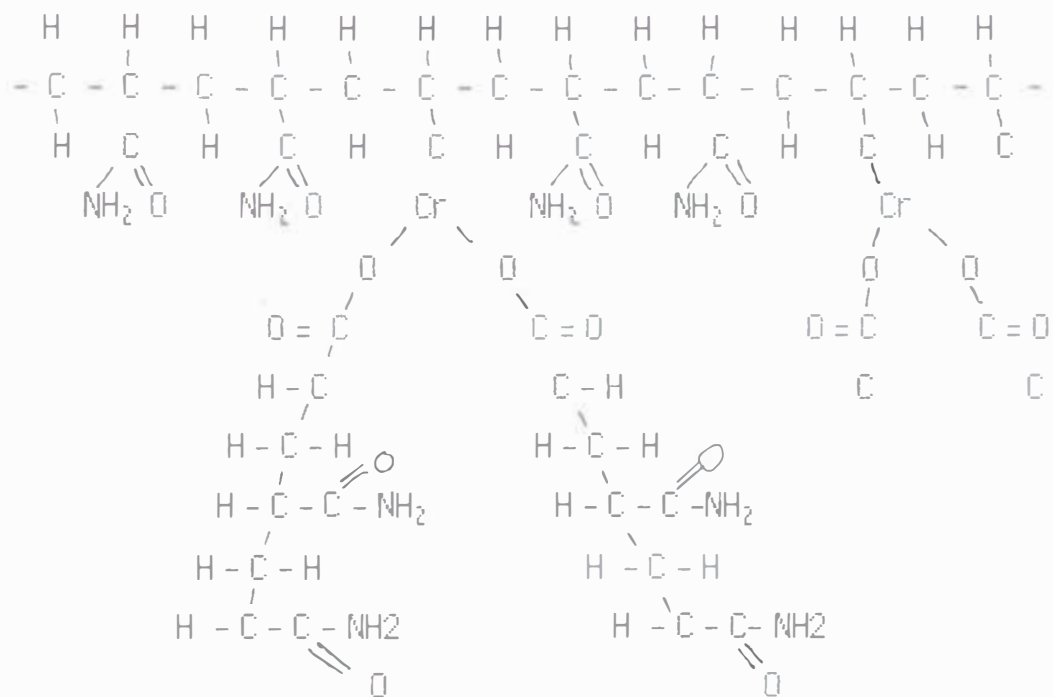


Al disolverlos en agua salada los grupos amida lentamente hidroilizan



Estos polímeros se disuelven fácilmente y no forman precipitados.

Los polímeros poliacrilamidas reaccionan con el ion cromo + 3 para obtener un entrecruzamiento, el ion es obtenido del Dicromato de Sodio $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$ que no reaccionan con el polímero, la reacción ocurre con un agente reductor, en nuestro caso el Tiosulfato de Sodio o Hiposulfito de Sodio, para formar el ion Cr^{+3} , el cual es el causante de la polimerización en todas las direcciones.



Este tipo de reaccion ocurre en todas las direcciones.

CAPITULO V

DISEÑO Y APLICACION ESPECIFICA

I Consideraciones generales

El diseño de los tratamientos se realiza teniendo en cuenta los siguientes objetivos:

- Reducir o eliminar la producción de agua debido a las canalizaciones tempranas de los frentes de inyección, sellando las arenas ladronas.
- Mejorar las eficiencias de barrido.- El agua inyectada despues del tratamiento tendrá un diferente area de barrido en el reservorio
- Reducir la producción de agua.
- Incrementar la producción de petróleo.

2. Diseño del tratamiento

2.1 Caso I

Tratamiento a Pozo Inyector

El pozo Tal Z-5 seleccionado para realizar el tratamiento con polímeros fue completado como pozo inyector en la formacion Echinocyamus y presenta un pobre perfil de inyección

<i>Formación</i>	<i>intervalo perforado</i>	<i>Inyectividad</i>
Echinocyamus	(pies)	(BWPD/Ft)
Somatito D	2253-2265	341
Somatito D	2283-2293	0
Somatito C2/C1	2310 -2360	0
Somatito C1	2375-2379	0
Somatito C1	2394-2397	0
Somatito B2/B1/A2/A1	2415 -2538	0
Verde+ C.Blanco+ Clavel+ Ostrea	2569-2869	0
TOTAL		341
Presión de inyección		1320

- Presencia de un pobre perfil de inyección donde solo un pie de arena neta toma el 100 % del agua inyectada es decir a 341 BWPD/pie de inyectividad
- El 21 % del agua inyectada canalizó al pozo Z - 1 siguiendo el recorrido sugerido por los análisis de tendencias de permeabilidad.
- Tiempo de tránsito de 145 horas.
- Arenas con buen desarrollo aun no inundadas.
- Condiciones favorables para una buena evaluación.

Los lineamientos sugeridos por Burt Sandiford experto en el tema, para la realización de estos trabajos son los siguientes

1. En la primera etapa, inyectar 100 bbls de una solución de Dircromato de Sodio, con el objeto de obtener en la formación el ion Cr +3 necesario para el entrecruzamiento del polímero.
2. En la segunda etapa, desplazar el Dicromato a los canales con 100 bbls. de agua
3. En la tercera etapa inyectar polímero A (bajo peso molecular) a una baja concentración, para luego incrementarla lentamente. Esto dependerá de la naturaleza y magnitud del problema.
4. En la cuarta, inyectar el polímero A (bajo peso molecular), con todos los aditivos y cargas
5. En la quinta etapa, inyectar el polímero B (alto peso molecular), con todos los aditivos.
6. En las etapas sucesivas, continuar de acuerdo a como responda la formación
7. En la última etapa, desplazar todas las químicas que se encuentren en el pozo a la formación.

En conclusión el diseño dependerá de la naturaleza del problema a resolver.

Pozo : Tal z - 5

(Inyector)

Productor : Tal Z - 1

Trazador : Nitrato de Amonio

5000 ppm/20 bbls/338 B/WPD/ 1300 psig

Zona inyectada : Somatito D

21 % del agua inyectada canaliza al productor

Tal Z - 1 (69B/WPD) en 145 horas.

Tratamiento con polímero en el pozo Tal Z-5

Etapa	Volúmen	Polímero		Inh. Corr.	Ag. reductor	Entrecruz.	Secuestrante
	(. Bbls.)	tipo	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm
1	100	-	-	-	-	1500	-
2	100	-	-	-	-	-	-
3	100	A	1500	100	-	-	-
4	100	A	3000	100	3000	750	100
5	100	B	3000	100	3000	750	100
6	100	B	3000	100	3000	1000	100
7	100	B	3000	100	3000	1500	100

Información obtenida del tratamiento

Etapa	Tiempo de inyecc.	Presión		Volúmen	Rota promedio
	(horas)	(psig)	(psig)	(Bbls.)	(B/WPD)
1	5.8	1440	1470	100	415
2	5.8	1470	1470	100	415
3	6.1	1470	1470	100	395
4	6.0	1470	1470	100	400
5	6.5	1470	1470	100	370
6	8.5	1470	1470	100	370
7	13.15	1470	1500	100	210

25 días después de realizado el tratamiento de polímeros se tomó un registro de producción cuyos resultados se muestran, comparandolo con el tomado antes del tratamiento

Formación	Intervalo	Agua Inyectada				% Fluido	
		Antes		Despues		Antes	Despues
		BWPD	BWPD/ft	BWPD	BWPD/ft		
Som. D	2253 - 2265	341	341	0	0	100	0
Som. D	2283 - 2293	0	0	16	2.3	0	5.5
Som. C2/C1	2310 - 2360	0	0	0	0	0	0
Som. C1	2375 - 2379	0	0	32	4	0	11
Som C1	2394 - 2397	0	0	11	0.9	0	3.8
B2/B1/A2/A1	2415 - 2538	0	0	232	2.7	0	79.7
Ver/CB/Dst.	2569 - 2619	0	0	0	0	0	0
TOTAL		341		291		100	100
Presión		1320		1580			

Presión antes del tratamiento : 1470 psig

Rata de flujo antes del tratamiento : 335 BWPD

Pruebas de producción del pozo Tal Z - 1

Antes del tratamiento		Después del tratamiento	
	BOPD x BWPD		BOPD x BWPD
promedia	36 x 44	promedio 1er mes	23 x 50
última prueba	18 x 69	promedio 2do mes	26 x 39
		promedio 3er mes	33 x 16

PERFIL DE INYECCION

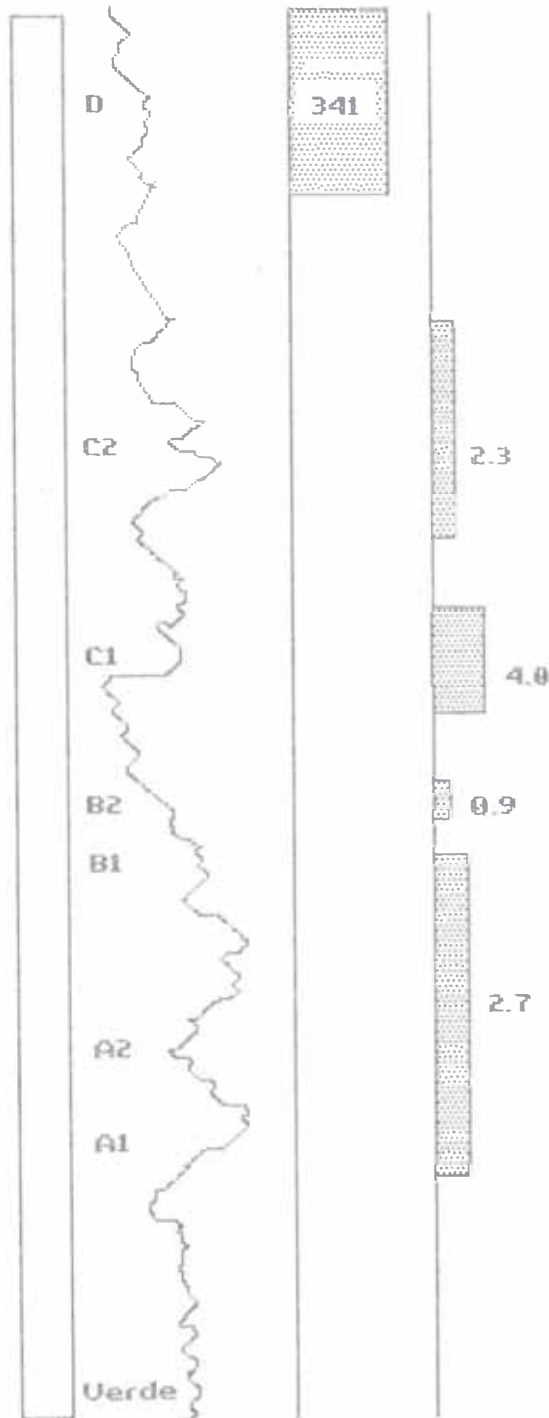
POZO Z - 5

INYECTIVIDAD (BVPD/pie)

Antes Despues

ECHINO fm.

Somatito mbr.

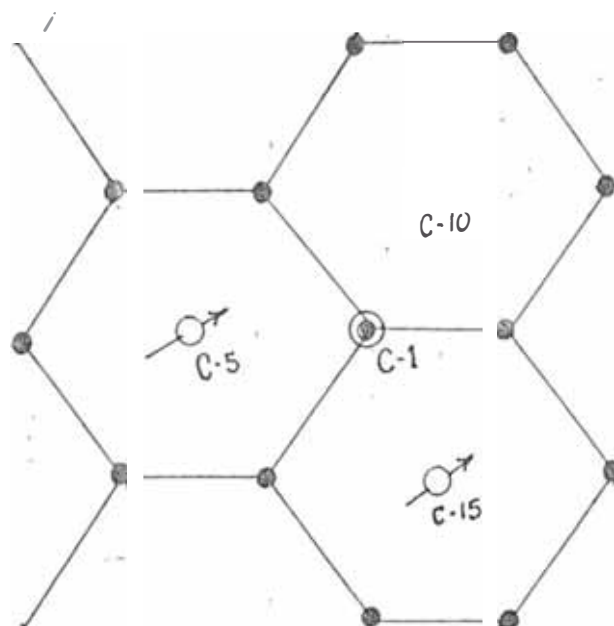


2.2 Caso II

Tratamiento a un pozo productor

Este pozo productor denominado C - 1 fué escogido para determinar la efectividad de la solución polimera en bloquear intervalos productivos con tempranas rupturas de los frentes de inundación, dejando a los otros intervalos en producción. El bloqueo debe realizarse selectivamente con la ayuda de un Equipo de Workover, para instalar un tapón recuperable y un empaque en la zona de interes.

Los pozos inyectores del modelo son el C - 5 , C - 10 y el C - 15, estos pozos muestran un pobre perfil de inyección con inyectividades mayores de 8 BWPD/pie en el miembro Hélico en la Unidad 4 y el tope de la Unidad 6



Arreglo del Pozo C - 1

Pozo C - 1

(Productor)

Inyectores del modelo: C - 5, C - 10, C-15.

Formación a tratar: Helico 1360' - 1894', aislando Verde y Cabo Blanco (2255'-2410') con un tapón, el que fue recuperado 72 horas después de terminado el tratamiento

Tratamiento con polímeros en el pozo C - 1

Etapa	Volúmen (agua) bbls.	Polímero		Inh. Corr.	Ag. reduc.	Entrecruz.	Secuest.
		tipo	ppm	(Formaldehído) ppm	(Hipo sulfito) ppm	(Dicromato) ppm	(Bisulfito) ppm
1	50	-	-	-	-	3000	-
2	25	-	-	-	-	-	-
3	25	A	3000	400	-	-	-
4a	10	B	3000	100	-	2000	-
4b	2	B	3000	100	-	-	-
4c	10	A	3000	100	-	-	2000
4d	2	B	3000	100	-	-	-
5a	10	B	3000	100	-	2000	-
5b	2	B	3000	100	-	-	-
5c	10	A	3000	100	-	-	2000
5d	2	B	3000	100	-	-	-
6a	42	B	3000	100	-	200	-
6b	30	A	3000	100	-	-	2000
7	100	B	3000	100	4300	1000	100
8	40	B	3000	100	6300	1000	200
9	10	-	-	-	-	-	-

Pozo : C - 1

Etapa	Tiempo de trat.	Presión		Volúmen	rata promedio
	(hrs.)	inicial	final	Bbls.	BPD
1	11.00	5	vacio	50	110
2	2.41	vacio	vacio	25	110
3	5.25	vacio	vacio	25	240
4a	0.63	vacio	vacio	10	450
b	0.08	vacio	vacio	2	720
c	1.00	vacio	vacio	10	240
d	0.08	vacio	vacio	2	575
5a	1.00	vacio	vacio	10	240
b	0.08	vacio	vacio	2	575
c	1.27	vacio	vacio	10	190
d	0.20	vacio	vacio	2	240
6a	0.58	vacio	vacio	42	
b	0.16	vacio	vacio	30	2300
7	5	vacio	vacio	100	235
8	6.00	120	120	40	160
9	150	120	120	10	160

Pruebas de producción

Pozo C - 1

Antes del tratamiento

Después del tratamiento

BOPD x B'WPD

BOPD x B'WPD

BOPD x B'WPD

15 x 37

2 x 7

3 x 19

17 x 28

3 x 2

2 x 4

13 x 26

4 x 2

2 x 4

12 x 24

3 x 0

9 x 0

8 x 23

6 x 0

6 x 0

3. Operación de Campo

3.1 Equipo necesario.

Para llevar a cabo un proyecto de inyección de polímeros es necesario el siguiente equipo :

- 2 tanques de 100 Bbls.
- 2 bombas centrífugas.
- 1 bomba triplex para bombear al pozo la mezcla.
- 2 tanques de 10 Bbls
- 1 tanque de premezclado
- 2 bombas de inyección de química.

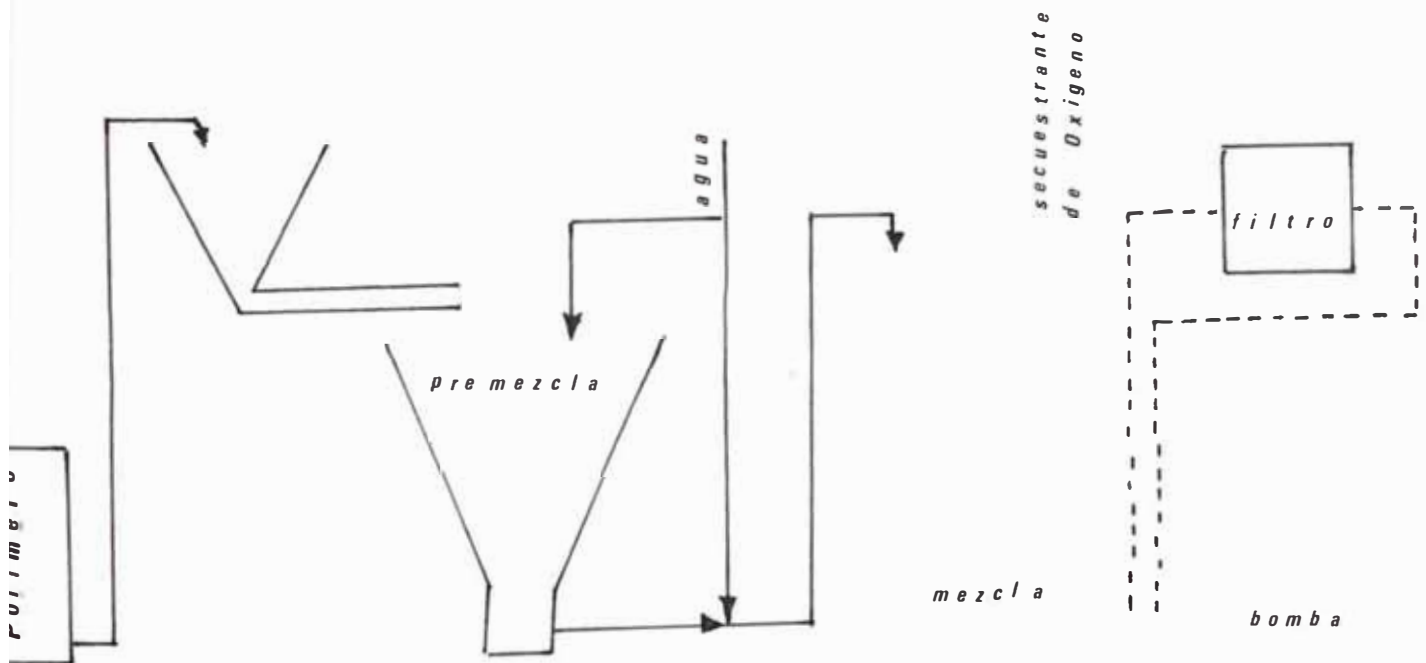
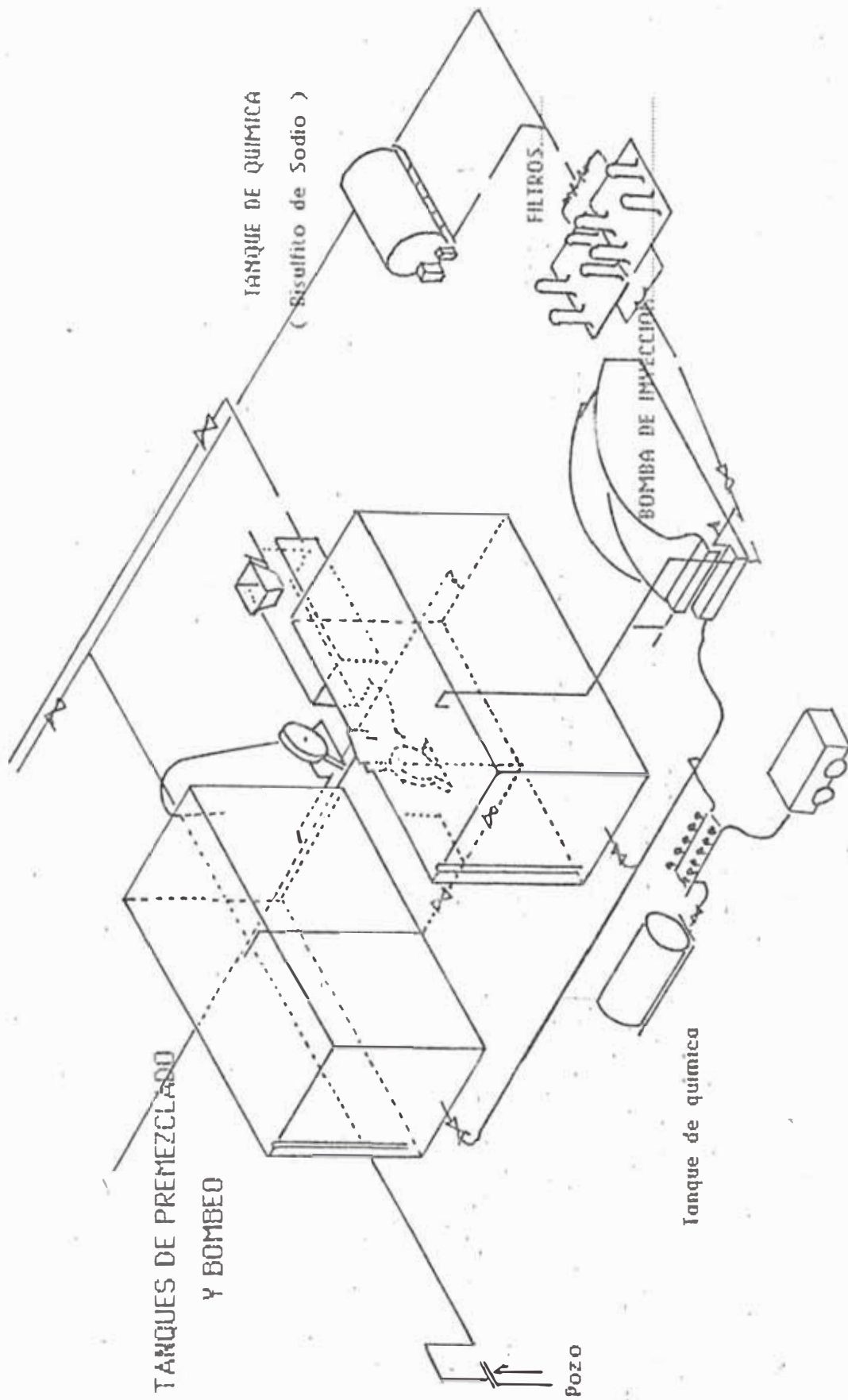


Diagrama básico del sistema

DISEÑO ORIGINAL DEL EQUIPO



CAPITULO V I

RESULTADOS TECNICOS

1. Análisis

Se ha escogido 2 pozos de los 6 que han recibido tratamiento, con el objeto de mostrar en detalle ambos casos, el tratamiento de un pozo productor (C - 1), como también el de un pozo inyector el (Z - 5.)

En el caso de los pozos productores puede ser necesario un equipo de Workover, esto es con el objeto de inyectar selectivamente en la zonas de alta producción de agua, dejando las otras, completamente libres del polimero. En estos casos tendremos una mejor evaluación del tratamiento.

2. Interpretación de resultados

Pozo productor C - 1

- El objetivo principal fue el de tapónear la formación Helico, en el cual se habia confirmado previamente, la ruptura del frente de inyección y dejarlo produciendo luego del trabajo, solo de la formación Cabo Blanco de donde se suponía venia la mayor parte de la producción.

- La producción de este pozo C - 1 antes de la ruptura del frente de inyección fué de 30 BOPD x 5 BWFD , A medida que la producción de agua se incrementa, cae drasticamente la del petróleo, hasta llegar a una producción de 15 BOPD x 40 BWFDP cuando se decide realizar el trabajo de polímeros.

- Durante el trabajo el pozo se encontraba con presión negativa, razón por la cual fué muy difícil controlar los flujos. En la 7^{ma} etapa el pozo se cerro para presurizarlo y trabajar con presión en la 8^{va} etapa
- El promedio de producción después de realizado el tratamiento con polímeros fue de 5 BOPD x 2 BWPD . Esto representa una caída del orden del 67 % en petróleo y del 95 % en agua
- Pareciera que la producción viniera de la formación Helico (15 BOPD x 40 BWPD) antes del tratamiento y (5 BOPD x 0 BWPD) ahora de la formación Cabo Blanco.
- Los pozos inyectores C - 5 , C - 10, mostraban que en la Unidad 4 y el tope de la Unidad 6 eran las zonas ladronas causantes de la alta producción de agua en el pozo C - 1.
- Para recuperar la producción es necesario tomar en cuenta lo siguiente :
 - a.- Incrementar la inyección en los pozos C - 5, C - 10, para mejorar la eficiencia de desplazamiento
 - b.- Analizar la posible inclusión de :
 - * Reperforación del pozo productor.
 - * Ruptura del Gel con hipoclorito de sodio 5.5 %.

Pozo Inyector Z - 5

- El Objetivo principal fue taponear el miembro Somatito D, de la formación Echinocyamus, donde 12 pies del miembro tomaba el 100 % del agua inyectada.
- El pozo Z - 5 Inyectaba 335 B/WPD a una presión de 1470 psi.
- Después del Tratamiento los 12 pies del miembro Somatito D no toma nada de agua.
- Luego del tratamiento el agua ingresa en 113 pies de arena neta con una **inyectividad promedio de 2.6 B/WPD/pie.**
- La presión se incremento de 1475 psi con 335 B/WPD a 1600 psi con 290 B/WPD.
- El pozo productor Z - 1 , del modelo producía 36 BQPD x 44 B/WPD antes del tratamiento
- Después del tratamiento, su nuevo promedio es 33 BQPD x 16 B/WPD, esto muestra una significativa caída de 18 B/WPD, mientras que la producción de petróleo se ha mantenido relativamente constante.
- **En conclusión este trabajo puede considerarse 100 % exitoso.**

Otros resultados

- De los restantes cuatro pozos tratados en este proyecto, El pozo Z-10 mostro singular éxito para nuestro objetivo pues fue el primer tratamiento realizado y en el se ajustaron cuidadosamente los dosajes del polímero. Los inyectores Z-15 y Z-20 mostraron incrementos inmediatos de sobre 400 psi en la presión de inyección. Finalmente el tratamiento en el pozo productor C-2 fue detenido debido al rápido incremento de la presión. de inyección. de 350 a 960 psi

3. Generalización

El proyecto de Recuperación Secundaria de Talara, tiene más de 280 pozos **inyectores y 800 pozos productores**.

De los pozos inyectores la mayoría presenta pobres perfiles de inyección, debido principalmente a las heterogeneidades del reservorio, que llevan a pobres barridos y por ende a tempranas rupturas de los frentes de inyección.

Bajo este marco, **la aplicación de soluciones polimeras con el objeto de mejorar los perfiles de inyección** es una alternativa viable.

- En el caso de los tratamientos a pozos productores, será necesario considerar en un inicio a aquellos pozos que no requerán equipo de Workover.

CAPITULO V I I

ECONOMIA DEL PROYECTO

1. Costos del equipo

El Equipo originalmente diseñado, solo cumple las especificaciones de funcionamiento del sistema, usa normalmente bombas y materiales existentes. Ha sido diseñada teniendo en cuenta la necesidad de desarrollar una tecnología aplicada propia. Para luego simplificar el sistema a medida que se realicen los trabajos.

Fundamentalmente los costos del equipo estan basados en costos de Transportes y Mantenimiento y son calculados detalladamente para cada pozo.

El diseño original usa el siguiente equipo

EQUIPO	PESO	COSTO
2 tanques de fracturamiento	12.4 Tn.	200
1 bomba triplex GASSO	1.5 Tn	
1 tanque de química con su bomba	0.6 Tn.	30
1 juego de filtros	0.3 Tn.	
2 tanques de 7 bbls. para química	1.0 Tn	30
2 bombas centrífugas	0.4 Tn.	
1 tanque de mezcla	0.4 Tn	
total	16.6 Tn	330
Costos de mantenimiento, soldada de conexiones y facilidades electricas		550
Costo Total		880

2. Costos del polímero y de los aditivos

Los costos unitarios de las químicas usadas para realizar un trabajo de inyección de polímeros son los siguientes

Material	Costo
- Polímero A	1.60 \$/lb.
- Polímero B	1.60 \$/lb.
- Dicromato	1.35 \$/lb.
- Hyposulfito	0.95 \$/lb.
- Formaldehido	0.45 \$/gal
- Bisulfito	5.06 \$/gal

Cálculo detallado del costo en el pozo inyector Z - 5

Etapas	Volúmen (Bbbs.)	Polímero		Inh. Corr.		Ag. reductor		Entrecruz.		Secuestrante	
		£	(libras)	£	(gals.)	£	(libras)	£	(libras)	£	(gals.)
1	100	-	-	-	-	-	-	70	(52)	-	-
2	100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3	100	83	(52)	0.45	(1)	-	-	-	-	-	-
4	100	168	(105)	0.45	(1)	100	(105)	35	(26)	5.06	(1)
5	100	168	(105)	0.45	(1)	100	(105)	35	(26)	5.06	(1)
6	100	168	(105)	0.45	(1)	100	(105)	47	(35)	5.06	(1)
7	100	168	(105)	0.45	(1)	100	(105)	70	(52)	5.06	(1)
Subtotal		755		2.25		400		257		20.25	

Costo global \$ 1438

El mismo cálculo fue realizado para el pozo productor C - 1 obteniéndose un costo global en productos químicos de \$ 906.

Estos costos dependerán del número de etapas y de las concentraciones de cada uno de los aditivos.

ANALISIS DE COSTOS

COSTO TOTAL \$ 34,655

Promedio

- 1. 2 pozos productores \$ 17,760 6,890
- 2. 4 pozos inyectoras \$ 16,875 4,219
- 3. Detalle por pozo

PRODUCTORES

INYECTORES

=====

Total

Categoría	C - 1	C - 2	Sub total	2 - 5	2 - 10	2 - 15	2 - 20	Sub total	Prod. + Inyect.
Química	906	524	1,430	1,438	958	1,301	484	4,181	5,611
Supervisión	1,856	1,295	3,151	2,320	2,708	2,546	1,316	8,690	12,041
Equipo	4,756	5,067	9,823	-	-	-	-	-	9,823
Tapón	1,833	-	1,833	-	-	-	-	-	1,833
Transporte	250	400	650	200	400	250	480	1,330	1,980
Mantenimiento	519	374	893	642	749	702	381	2,474	3,367
TOTAL	10,120	7,660	17,780	4,600	4,815	4,799	2,661	16,875	34,655

CUADRO PORCENTUAL

COSTOS PROMEDIOS

1.- Pozo productor 📍	8890	68 %
2.- Pozo inyector	4219	32 %
Total	13109	100 %

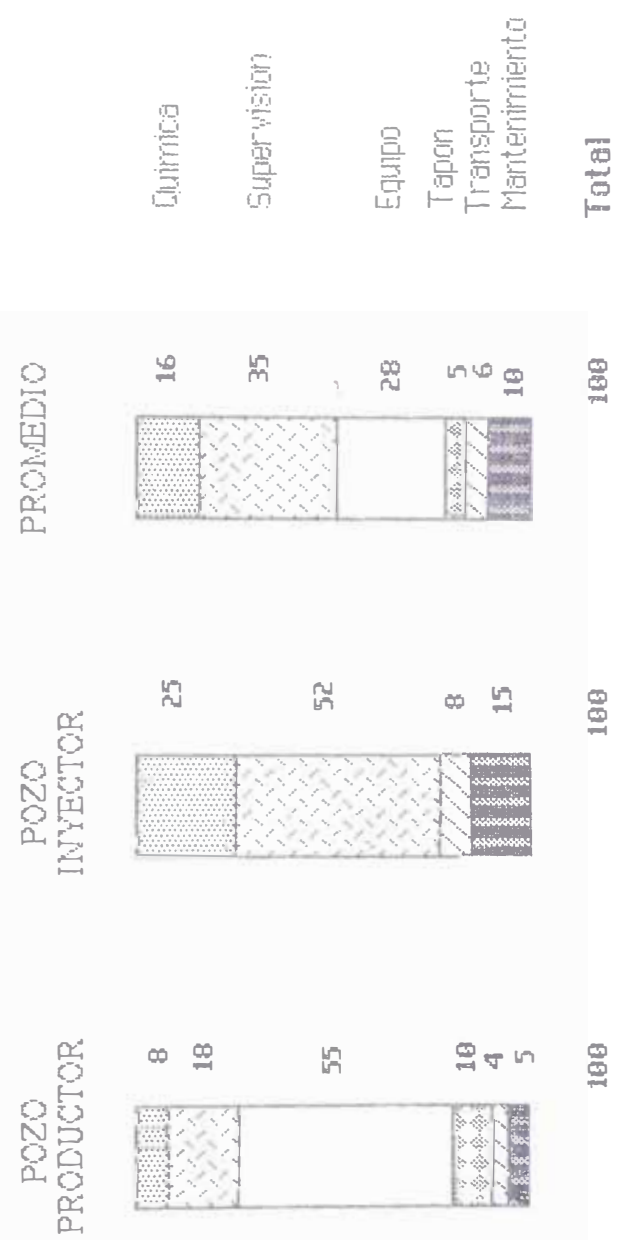
3.- DETALLE POR POZO

	PRODUCTORES	INYECTORES	PROMEDIO
Quimica	8 %	25 %	16 %
Supervision	16 %	52 %	35 %
Equipo de W.O	55 %		28 %
Tapon	10 %		5 %
Transporte	4 %	6 %	6 %
Mantenimiento	5 %	15 %	10 %
TOTAL	100 %	100 %	100 %

COSTO PORCENTUAL POR TIPO DE POZO



COMPARACION DE COSTOS



3.- Análisis de Costos

- El costo total de los 6 tratamientos realizados fué de : \$ 34,665
- El costo del tratamiento de los 2 pozos productores fué de \$ 17,780, de los cuales 11,656 fueron en equipo de workover.
- El tratamiento de los 4 pozos inyectores fué de \$ 16,875.
- El costo promedio por tratamiento
 - Pozo Productor : \$ 8,890
 - Pozo Inyector \$ 4,219
- Se ha estimado que los costos por tratamiento pueden ser reducidos a :
 - \$ 6,700 Para pozos productores que requieran equipo de workover.
 - \$ 1,000 Para pozos productores que no lo requieran.
 - \$ 1,250 Para Inyectores.

Para lograr este objetivo es necesario considerar

- * Reducir los costos de supervisión
- * Rediseñar las facilidades de inyección, eliminando los tanques pesados y bombas
- * Diseñar equipo montado en esquies de manera de reducir los costos de transportes y mantenimiento en 80 %.

COSTOS DE LAS SOLUCIONES MECANICAS

Las soluciones mecánicas a problemas de canalización son logradas cuando se decide realizar un "Workover" en los pozos inyectores, ya sea para sentar empaques y/o tapones.

Los costos que se estiman por cada tipo de trabajo, varían de acuerdo a la profundidad. Estos costos han sido calculados para una profundidad promedio de 4000 pies usando un equipo de Workover por 18 horas en promedio.

- Aislamiento de una zona canalizadora localizada
en el tope del intervalo de inyección con un empaque. **\$ 4500**

- Aislamiento de una zona canalizadora ubicada en el fondo
del intervalo de inyección con un tapón **\$ 5700**

- Aislamiento de una zona canalizadora ubicada en el centro
del intervalo de inyección con 2 empaques instalados en secuencia **6500**

- Conversión de inyector dual a inyector múltiple usando
reguladores de flujo para inyectar selectivamente **\$ 7200**

- Conversión a inyector múltiple usando tubería concéntrica
con 2 espacios anulares **\$ 7600**

CAPITULO VIII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El desarrollo del proyecto de inyección de polímeros para mejorar la producción de petróleo me lleva a emitir las siguientes conclusiones y recomendaciones

- La elevada producción de agua es consecuencia de un desbalance entre el fluido inyectado que debe formar el frente de desplazamiento y el banco de petróleo a ser desplazado. El resultado es siempre la rotura de los frentes de inyección de agua los cuales canalizan hacia los pozos productores.

- Antes de iniciar un tratamiento para controlar la excesiva producción de agua, se debe hacer un análisis detallado de las causas que originaron el problema.

- El control de la movilidad del agua ocurre cuando soluciones polímeras son bombeadas a la formación con el objeto de obtener una resistencia al flujo de agua. Este reducción es resultado de la Adsorción del polímero a la superficie de la roca, reforzado por el entrampamiento mecánico

- El polímero es una alternativa viable para solucionar los problemas de producción de agua, ya sea mejorando los perfiles de inyección en los pozos inyectores o bloqueando zonas canalizadas desde los pozos productores.

- Las poliácridamidas parcialmente hidrolizadas fueron seleccionadas, debido a que estas no necesitan filtración y son más baratas que las polisacarosas.

- En los pozos inyectores el tratamiento debe ser realizado siempre y cuando la zona ladrona se encuentre localizada en el centro del intervalo que se está inyectando. Si está ubicada en el tope de las perforaciones, como en el pozo Z - 5, existe la alternativa de bajar un empaque o si está ubicada en el fondo bajar un tapón para aislarlo.

- En los pozos productores es necesario conocer exactamente, cual de los intervalos está produciendo agua de inyección para tratarlo selectivamente con ayuda de un equipo de "Workover" sentando un tapón recuperable y un empaque, estos pueden ser movidos entre etapa y etapa.

- En algunos casos será posible extender los tratamientos a pozos productores sin usar equipo de "Workover", esto es en pozos que tienen problemas de retorno del fluido producido.

- El balance integral del proyecto nos indica un alto grado de éxito en los pozos inyectores, cada trabajo cumplió las metas mínimas requeridas, mientras que en los pozos productores es posible asegurar el 100 % de éxito en los pozos que utilicen equipos de "Workover".

BIBLIOGRAFIA

– **ATKINS P.W.**

Fisicoquímica texto Fondo Educativo Americano, 1985.

– **CARICO R. D. – BAGSHAU**

Descriptions and Use of Polimers in Drilling, Workover and Completion, SPE Report 7747, 1978.

– **CARROL H. – LINVILLE B.**

EOR : What Those New Reserves Will Cost?. SPE Report Nov- 1986

– **CLARK NORMAN**

Elements of Petroleum Reservoir. SPE book Texas, 1960.

– **CRAFT**

Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos. TECNOS, Madrid 1977.

– **DAWSON R. – LANTZ R.**

Inaccessible Pore Volume in Polimer Flooding. SPE Report 46th Anual Meeting Oct. – 1971.

– **GRAY GEORGE – DARELEY H.**

Composition and Properties of Oil Well Drilling Fluids. Fourth Edition 1981

– **JIMMIE D.**

A New Water- Oil Ratio Improvement Material. SPE Report 7574 Oct. – 1978.

– **JENNINGS R. R.**

Factors Influencing Mobility Control by Polymer Solution. SPE Report
Mar-1971.

– **JENNINGS R. R.**

Polymers Treatments. Dowell publication.

– **KNIGHT B.**

Reservoir Stability of Polymer Solutions. JPT Report. May-1973.

– **LIPTON D. – BURNET D.**

Comparision of Polimers Used in Workover and Completion Fluids. SPE
Report. 5872, April-1976.

– **MACK J. – WARREN J.**

Performance and Operation of Crosslinked Polymer Flood. SPE Report
JUI- 1984.

– **Mc Laughlin H. – DRILLER J.**

Treatment of Injection and Producing Wells with Monomer Solutions.
SPE Report. 5364, Mar- 1975.

– **PIRSON**

Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. Texto Omega, Barcelona 1966.

– **RIOS L – HITCHCOCK R.**

Tratamiento y Control de Agua de Inyección en Talara, Perú. Occidental
Peruana Inc. Presentada en el Seminario sobre Practicas Modernas de
Explotación de Campos Petroleros. Nov. – 1984.

– **REUSCH WILLIAM**

Química Organica. Texto MC. Graw Hill. Mexico, 1979

– **SCHUMACHER M. M. –**

Enhanced Oil of Residual and Heavy Oils. 2nd Edition Noyes Data Corporation 1980.

– **SPARLING D. D.**

Evaluation of Polyacrilamida for Reducing Water Production. JFT Report Aug-1976.

– **SHAH D. O. – SCHECHTER R.**

Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding. Academic Press Inc. New York, 1977.

– **SANDIFORD BURT**

Flow of Polimers Through Porous Media in Relation to Oil Displacement. AICh Symposium on Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding. Kansas – 1976.

– **SANDIFORD BURT – GRAHAM G.**

Injection of Polymer Solution in Producing Wells. AiCh Meeting paper 45 C, Dallas Texas, Feb. -1972.

– **SANDIFORD BURT**

Laboratory and Field Studies of Waterflood Using Polymer Solutions to increase Oil Recovery. SPE Report May- 1964.

– **SINCLAIR B. – OTT W.**

Polymer Reduces Channeling, Ups Waterflood Oil Recovery.

- **THOMAS G. P.**

The Mechanism of Reduction of Water Mobility by Polimers in Glass Capillary Arrays. SPE Report Oct. - 1975.

- **VAN POLLEN H. K.**

Fundamentals of Enhanced Oil Recovery, Pennwell Book.- 1980

