

# Resumen de Productos Tecnológicos

The Science of Enhanced Oil Recovery

## MEJORA DEL PERFIL DE INYECCION Y CONTROL DE AGUA

### MARCIT

La tecnología MARCIT fue desarrollada por la compañía Marathon con el objetivo de poder bloquear fracturas y arenas con altas permeabilidades que conducen el agua preferencialmente tanto en pozos productores como inyectoros. Esta tecnología, ha constituido un gran avance en el campo de las tecnologías químicas.

MARCIT ofrece mejoras significativas sobre las primeras tecnologías desarrolladas en su clase. Primero, el entrecruzador “crosslinker” no representa riesgo para el personal que manipula este producto en el campo; segundo, los geles son muy robustos, capaces de formarse en condiciones de reservorios extremas, tales como altas concentraciones de  $H_2S$ ,  $CO_2$ , sólidos disueltos, y temperaturas moderadas ( $< 220$  °F), y tercero, la mezcla y aplicación de estos productos (polímero & entrecruzador) en el campo, es directa y no requiere la tediosa y complicada labor que antes requería.

Si los proyectos de inyección de agua, muestran eficiencias de recuperación menores a 35% del petróleo original en sitio (POES), existe canalización de los fluidos, alto caudal y baja presión en los pozos productores, o alto corte de agua en los pozos productores, la tecnología TIORCO Water-Cut pudiera ser una opción para la corrección de estos problemas. En el caso de pozos productores con empuje natural de agua, se ha demostrado con más de 200 casos en el campo, que responden particularmente bien a las tecnologías de “water shut-off”, reduciendo el corte de agua y bajando los niveles de fluido, permitiendo una mejora en la producción de petróleo.

La tecnología MARCIT consiste en un gel formulado con un polímero aniónico de peso molecular medio, diseñado para reducir el flujo de agua en formaciones fracturadas o con permeabilidades elevadas ( $>750$  mD). MARCIT reduce la permeabilidad en casos de:

- Conificación del agua
- Canales y fracturas con altas permeabilidades que se comunican entre los pozos inyectoros y productores
- Fracturas y canales conectadas a un acuífero de fondo activo

Una vez que se produce la gelificación en sitio, la entrada de flujo de agua al pozo se reduce generalmente a menos del 25% de las tasas de producción previas al tratamiento. Esta reducción en la permeabilidad al agua incrementa la permeabilidad al petróleo y permite que el petróleo circule con mayor facilidad desde la roca matriz hacia el pozo. Los beneficios sobre los costos operativos son muchos, lo que incluye una menor cantidad de agua en superficie; el posible reemplazo de costosas bombas electrosumergibles por bombas de varilla; una mayor producción de petróleo debido a una mejor extracción del reservorio y menos reparaciones al pozo.

## MEJORA DEL PERFIL DE INYECCION Y CONTROL DE AGUA EN RESERVORIOS CON ALTAS TEMPERATURAS

### UNOGEL

Los reservorios con temperaturas extremadamente elevadas ( $> 220$  °F) dificultan la inyección de un gel convencional, debido a que las altas temperaturas ayudan a formar prematuramente el gel y hacen que la colocación de grandes volúmenes resulte difícil de realizar. Ahora bien, existe la tecnología UNOGEL, desarrollada por UNOCAL la cual permite colocar el gel en formaciones con estas condiciones de temperatura.

UNOGEL emplea un sistema de reticulación orgánica especial que forma el gel con mayor lentitud a temperaturas elevadas. De hecho, el sistema se forma tan lentamente que a temperatura ambiente la gelificación no se producirá. A temperaturas elevadas, los geles se forman a una velocidad lo suficientemente lenta como para permitir la colocación de grandes volúmenes en la formación. Es importante resaltar que mediante el uso de UNOGEL con policrilamidas regulares parcialmente hidrolizadas, ahora es posible tratar reservorios de hasta 300 °F, incluso este límite de temperatura puede ser mayor si se trabaja con polímeros especiales.

## ESTABILIZACION DE FINOS Y ARCILLAS EXPANDIBLES

### TIOR-KOH

Los efectos de las arcillas pueden provocar pérdida de la inyectividad con el paso del tiempo, o, en un caso extremo, hacer que la formación se “bloquee” poco después de iniciar la inyección de agua.

Muchos reservorios de arenisca de baja permeabilidad contienen arcillas que se dilatan y emigran tras la inyección de agua dulce. Las montmorillonitas se dilatan en contacto con el agua dulce, bloqueando las gargantas de poro para de esta manera reducir la permeabilidad al agua de inyección. Las arcillas migratorias, incluso las caolinitas e illitas, reducen la permeabilidad a medida que quedan atrapadas en las gargantas de los poros. Cuando esto sucede, se produce un daño en el área cercana al pozo y se limita la inyección de agua. Todo esto reduce en gran medida la eficiencia de la inyección de agua y el valor actual del reservorio debido a que la producción de petróleo es proporcional a la tasa de inyección de agua.

La mayoría de las tecnologías disponibles para estabilizar las arcillas son tratamientos temporales. El proceso TIOR-KOH hace reaccionar al hidróxido de potasio concentrado con la roca cercana al pozo inyector y estabiliza de forma permanente las arcillas, haciendo que queden inmóviles y no se dilaten. En efecto, el tratamiento aumenta el radio del pozo inyector y permite mantener una mayor inyectividad durante un período de tiempo más prolongado.

Adicionalmente, el agregado continuo de químicos de imbibición en el agua de inyección trabaja sinérgicamente con el TIOR-KOH mejorando la penetración de agua dentro de la roca productora. TIORCO® 535 reduce el ángulo de contacto entre el agua de inyección y la roca reservorio, permitiendo así al agua entrar en las gargantas de poros que normalmente restringen la entrada del agua. Así, más petróleo de la roca reservorio es barrido mejorando la recuperación de petróleo incremental.

Los datos de casos históricos de pozos tratados y no tratados en el mismo campo dan fe del efecto a largo plazo del aumento de las tasas de inyección de agua producidas por el proceso TIOR-KOH.

## MEJORA DEL BARRIDO VOLUMÉTRICO

### BrightWater®

TIORCO ahora ofrece una tecnología química que promete maximizar su producción. BrightWater, una tecnología desarrollada en forma conjunta por Nalco, BP y Chevron, la cual consiste en una química de partículas submicrónicas que se inyectan al pozo inyector con problemas de canalización del agua inyectada durante un proceso de recuperación secundaria.

La tecnología BrightWater fue diseñada para activarse en una ubicación “en profundidad” predeterminada dentro del reservorio. Luego de su activación, las partículas de BrightWater se dilatan hasta superar ampliamente su volumen original, bloqueando las gargantas de poro más acuaturadas y dirigiendo el agua de inyección hacia las zonas con altas saturaciones de crudo que no habían sido contactadas previamente. Esta modificación del perfil de inyección profunda en el reservorio, hace que se barra el petróleo adicional hacia los pozos productores correspondientes al patrón del pozo inyector tratado.

Con el paso del tiempo, la producción comienza a mejorar. Con un simple tratamiento, y dependiendo de las características del reservorio y naturaleza del problema, es posible recuperar hasta un 10% adicional del POES. Esto se traduce en un aumento de millones de dólares en sus activos.

Se han diseñado diversos grados o niveles de químicos de BrightWater que pueden ser utilizados dependiendo de la zona canalizada, temperatura y salinidades del reservorio. La generación más reciente de BrightWater que se ha probado actualmente en algunos campos del Mar del Norte indica que el producto se expande y establece a temperaturas menores de 50 °C. A esta temperatura, la tecnología promete no sólo mejorar la eficiencia de barrido, sino también minimizar el volumen necesario del tapón químico.

### Geles de Dispersión Coloidal (CDG)

La tecnología de geles de dispersión coloidal (CDG) evolucionó a partir de una tecnología de gel donde se inyectaba por separado el citrato de aluminio y el polímero a mediados de 1980, cuando se descubrió que pequeñas cantidades de citrato de aluminio mezcladas directamente con bajas concentraciones de un polímero producían soluciones con una resistencia mucho mayor al flujo que un polímero no reticulado (entrecruzado).

El proceso de CDG posee diversas ventajas en comparación con los geles de citrato de aluminio y polímero inyectados previamente por separado:

- El proceso proporciona mayor factor de resistencia residual (RRF, por sus siglas en inglés)
- Es más sencillo de inyectar y controlar que la inyección separada de citrato de aluminio y polímero
- El proceso es más económico, debido a que se necesita menos aluminio
- El diseño de laboratorio para optimizar el gel es mucho más sencillo

Es necesario estudiar los reservorios considerados para la recuperación secundaria antes de la inyección de agua, a fin de caracterizar sus propiedades y determinar con qué eficiencia se inyectará el fluido en el reservorio. Muchos muestran un contraste de permeabilidad no uniforme que ocasiona que el fluido inyectado, se canalice e irrumpa en los pozos productores de manera muy rápida, trayendo como consecuencia una recuperación muy ineficiente de petróleo. Si un reservorio muestra un factor de Dykstra-Parsons superior a 0,55, se debería considerar la aplicación e inyección de la tecnología CDG en una etapa temprana de la inyección de agua, para mejorar la eficiencia de inyección de agua en el reservorio.

Los geles de dispersión coloidal (CDG) son geles de poliácridamida especializado que se forman en lo profundo del reservorio (roca matriz). Estos geles se forman a partir de una baja concentración de polímero y tienen la capacidad de ingresar a la roca matriz y fluir en profundidad, mientras son absorbidos por la superficie de la roca. De este modo, se modifican físicamente las arenas o capas con altas permeabilidades, haciendo que el reservorio sea más uniforme frente al agua inyectada y se contacten aquellas rocas de baja permeabilidad. Los datos de casos históricos indican que es posible incrementar el factor de recobro hasta un 10% más del POES, con menos agua inyectada en un tiempo de inyección más corto.

#### **Modificación de la imbibición / humectabilidad**

Los surfactantes se pueden utilizar en la recuperación mejorada del petróleo, para cambiar la humectabilidad de la roca del reservorio. En este enfoque, la roca del reservorio preferentemente mojada por petróleo puede modificarse para tener preferencia al agua y liberar el petróleo de la roca.

#### **Espuma “In situ”**

En este caso, el cual es adecuado para los proyectos de inyección de gas inmiscible, como el nitrógeno, la solución de surfactante es bombeada en el reservorio, seguido por la inyección de gas inmiscible. Esto produce la formación de espumas, lo cual bloquea las zonas de mayor permeabilidad y hace que el nitrógeno/CO<sub>2</sub> barra las zonas de baja permeabilidad. Este enfoque es posible mediante el uso de nitrógeno, vapor o CO<sub>2</sub> a baja presión. A esto se le denomina inyección alternada de surfactantes y gas (SAG, por sus siglas en inglés), aunque otras denominaciones son inyección alternada de espuma y gas (FAG, por sus siglas en inglés) e inyección alternada de espuma, agua y gas (FAWAG, por sus siglas en inglés).

## **CONTROL DE AGUA EN POZOS DE GAS**

### **UNOGAS**

Si bien los geles de polímero se han utilizado con éxito para bloquear el agua o el gas en los pozos productores, aun no se había tenido el mismo éxito con el control de agua en los pozos productores de gas hasta la introducción de la tecnología UNOGAS; radicando el problema en la colocación del gel. En los pozos productores de petróleo, los geles tienden a seguir

las rutas o canales más permeables ya saturados de agua o gas, reduciendo de esta manera la permeabilidad en dichos canales con un mínimo de daño en las zonas productoras de petróleo. En un pozo de gas, es difícil lograr una buena colocación del gel, principalmente en zonas de agua, sin dañar la formación reduciendo la producción de gas. Por lo tanto, muchos intentos por controlar el agua en los pozos productores de gas han generado un bloqueo o cierre total tanto del gas como del agua.

La tecnología UNOGAS es una estrategia que hace que las arenas productoras de gas permanezcan abiertas durante la colocación del gel, lo que se logra al inyectar gas y gelante intercalados, con el fin de conservar las arenas de gas abiertas. Estrategia que se puede utilizar con cualquiera de los sistemas de gel WATER-CUT de TIORCO, seleccionando el sistema de gel específico en base a las características del reservorio. TIORCO ya ha combinado la tecnología UNOGAS con la tecnología MARCIT en tratamientos recientes en pozos productores de gas, obteniendo buenos resultados.

## **AISLAMIENTO TOTAL Y ABANDONO DE UNA ZONA**

### **MARASEAL**

El gel MARASEAL está formulado con altas concentraciones de un polímero aniónico reticulado de bajo peso molecular que penetra en la roca matriz para lograr un cierre completo del área contactada. MARASEAL puede aislar pozos productores con problemas de agua debido a:

- Canales y fracturas detrás de la tubería
- Falta de adherencia del cemento (mala cementación)
- Perforaciones en la zona de agua

A diferencia de las inyecciones de cemento, MARASEAL penetra en los poros de la matriz y en las fracturas más pequeñas hasta cerrar por completo el flujo de líquido en el intervalo tratado, reduciendo la permeabilidad. El gel forma un compuesto similar a una goma, que resulta estable en las condiciones más severas de la formación. Se ha demostrado que MARASEAL es lo suficientemente fuerte como para resistir presiones diferenciales superiores a 2.000 lpc (13.790 kPa).

El gel MARASEAL puede mezclarse y colocarse con camiones normales para el bombeo de químicos y aditivos en el campo petrolero. TIORCO diseña el tratamiento y proporciona los químicos WATER-CUT adecuados, teniendo en cuenta las características individuales del pozo, la temperatura del reservorio y el tiempo deseado del gel. El tamaño de los tratamientos típicos varía de 1 a 6 BBL por pie (0,5 a 3 m<sup>3</sup> por metro) de intervalo perforado. Para el cierre completo de una zona, el gel debe ser diseñado para penetrar de 3 a 10 pies (1 a 3 metros) en la roca matriz.



MARASEAL muestra una estabilidad y duración comprobada, pudiéndose colocar en presencia de H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y en una amplia variedad de entornos de pH. Se dispone de dos versiones del sistema de gel, para aplicaciones en bajas temperaturas, menores a 141 °F (61 °C), y altas temperaturas, 141 °F a 260 °F (61 °C a 127 °C). El tiempo de acción del gel se puede adaptar fácilmente para cumplir con las condiciones exactas del pozo y controlar el tiempo de gelificación.

## RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO RESIDUAL

### A/SP

Las técnicas primarias y secundarias de recuperación de petróleo pueden recuperar sólo aproximadamente entre 35% a 50% del petróleo original en sitio (POES). Esto deja una cantidad significativa de petróleo en el reservorio el cual no puede ser recuperado por métodos convencionales. La inyección química (mediante surfactantes) es una de las tecnologías disponibles que se pueden utilizar para recuperar un 35% adicional del POES.

No obstante la inyección de surfactantes es un concepto conocido que se ha estado practicando en el campo durante muchas décadas. La tecnología actual es un progreso del desarrollo gradual de tecnologías e ideas que han existido desde hace un tiempo atrás. La diferencia clave hoy día, radica en que la cantidad de surfactantes utilizados en los proyectos actuales son mucho menor, debido a su elevada pureza.

La inyección de surfactantes generalmente se lleva a cabo después de una inyección de agua, existiendo dos tipos principales de inyección de surfactantes, la de polímero surfactante alcalino (ASP) y la de polímero surfactante (SP). Todos los componentes se inyectan juntos en el reservorio como un “slug” de (A)SP, y no de manera secuencial. Típicamente, el volumen o slug de (A)SP que se inyecta es aproximadamente 0,3-0,4% del volumen poroso (VP) para obtener un rendimiento eficaz. El componente alcalino reacciona con las partes ácidas de las moléculas que existen en el petróleo, creando un surfactantes naturales. El alcali también ayuda a reducir la absorción del surfactante en la roca. Los surfactantes ayudan a liberar el petróleo de la roca y reducen la tensión interfacial entre el agua y el aceite, mientras que el polímero (típicamente, poliacrilamida parcialmente hidrolizada) actúa como modificador de la viscosidad y ayuda a movilizar el petróleo. Generalmente, una inyección de (A)SP es seguida por una inyección de una solución polimérica de “empuje” con un volumen de poro equivalente al inyectado de (A)SP. Esto contribuye a reducir la declinación de la recuperación de petróleo y ayuda a mantener la producción durante un período de tiempo mas largo.

### Espuma para el control de movilidad

En situaciones en las que el uso de un polímero no es adecuado, se puede utilizar espuma como agente de control de movilidad para reemplazar al polímero en un proyecto de surfactantes.



The Science of  
Enhanced Oil Recovery

TIORCO LLC

Headquarters - 2452 South Trenton Way • Suite M • Denver, Colorado • USA

[www.tiorco.com](http://www.tiorco.com)

TIORCO, Nalco, BrightWater, TIOR-KOH, UNOGAS, UNOGEL, the logo and tagline are trademarks of Nalco Company. All other trademarks and logos are the property of their respective owners.

©2009 Nalco Company

All Rights Reserved 01-10

Bulletin B-1041S