



**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTONOMA DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**EL PROCESO DE GELACION IN SITU COMO
ALTERNATIVA EN LA MODIFICACION DE PERFILES
DE FLUJO EN EL MEDIO POROSO**

T E S I S
**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
PRESENTA**

FRANCISCO BOANERGES CONTRERAS MARTINEZ



**DIRECTOR DE TESIS:
M. EN I. NESTOR MARTINEZ ROMERO**

México, D. F.

Septiembre 1997



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA
DIRECCION
60-1-055

SR. FRANCISCO BOANERGES CONTRERAS MARTINEZ
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. Néstor Martínez Romero y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**EL PROCESO DE GELACION IN SITU COMO ALTERNATIVA EN LA MODIFICACION DE
PERFILES DE FLUJO EN EL MEDIO POROSO**

	RESUMEN
I	INTRODUCCION
II	RECUPERACION SECUNDARIA DE HIDROCARBUROS
III	PROCESO DE INYECCION DE AGUA
IV	PROCESO DE GELACION IN SITU
V	PROCESO SELECTIVO DE APLICACION
VI	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
	BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 27 de agosto de 1997
EL DIRECTOR



ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

JMCS*RR*812



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**EL PROCESO DE GELACION IN-SITU COMO ALTERNATIVA EN
LA MODIFICACION DE PERFILES DE FLUJO EN EL MEDIO POROSO**

FRANCISCO BOANERGES CONTRERAS MARTINEZ

JURADO DE EXAMEN PROFESIONAL :

PRESIDENTE: ING. EDUARDO G. LORETO MENDOZA

VOCAL: ING. NESTOR MARTINEZ ROMERO

SECRETARIO: ING. MAXIMINO MEZA MEZA

1ER. SPTE.: ING. MARIO BECERRA ZEPEDA

2DO. SPTE.: ING. SALVADOR MACIAS HERRERA

A la memoria de Don Margarito y Doña Rufina, quienes con su ejemplo de trabajo, dedicación, disciplina, honradez y en fin, con todos los pequeños detalles cotidianos de su vida , forjaron en mi grandes sentimientos .

A Don Margarito, el Sabio más grande que he conocido, quien nunca aprendió a leer ni a escribir, pues para derrochar enseñanzas, no lo necesitaba.

A Doña Rufina quien siempre enfrentó la vida con valor y fortaleza, aún en los momentos mas difíciles nunca se dobló.

Agradezco profundamente sus enseñanzas y estoy convencido que ellos caminan siempre a mi lado.

Este trabajo es el reflejo de su esfuerzo.

Muchas Gracias Abuelitos

A mis Padres Boanerges y Natividad por su apoyo moral y económico que me han brindado en todos estos años y por toda la confianza que ponen en mí.

Este trabajo es de Ustedes, Gracias por seguir creyendo en mí.

A mis hermanos : Laura Magda, Miriam, Aurelio Paulo, Juan Carlos, Ma. Guadalupe, José Boanerges, por su ayuda y sacrificio durante tanto tiempo.

A mi familia que esta conmigo en todos los momentos de mi vida.

A Socorro quien ha sido algo maravilloso en todos los eventos de mi vida, y lucha a mi lado para lograr mis metas, por muy difciles que parecan.

A Soanergitos por hacer de mi vida algo grandioso, gracias hijo.

A Sandra por ser parte importante de mi familia.

A mi tía Florita y Doña Domi, quienes desinteresadamente me han brindado su ayuda, su casa y su amistad siempre.

A Don Ernesto, Don Gonzalo, Nancy y Pepé, quienes me han hecho sentir parte de su familia.

A Victor Ramirez Ibarra y a su familia quienes me integraron a su hogar durante los primeros años de estudio en la Universidad.

A la Sra. Cesarea Manzanares Aranda, por todas las palabras de aliento que me ha dado y por la confianza que ha puesto en mí.

Al M. en I, Néstor Martínez Romero por su dirección y valiosos consejos para la realización de éste trabajo.

A todos mis Familiares y amigos por su ayuda.

G R A C I A S

INDICE

	<u>Página</u>
RESUMEN	i
CAPITULO I. Introducción	1
I.1 Etapas de recuperación de aceite en un yacimiento.	2
CAPITULO II. Recuperación secundaria de petróleo	5
II.1 Generalidades	5
II.2 Antecedentes de la recuperación secundaria	8
II.3 Origen de la inyección de agua en la recuperación secundaria.	11
CAPITULO III. Proceso de inyección de agua	13
III.1 Fundamentos	13
III.2 Eficiencia de desplazamiento microscópica	15
III.3 Eficiencia de barrido	17
III.3.1 Eficiencia de barrido areal	18
III.3.2 Relación de movilidades	20
III.3.3. Eficiencia de barrido vertical	22
III.3.4 Coeficiente de Dykstra - Parson	23
III.4 Proyecto de inyección de agua	24
CAPITULO IV. Proceso de Gelación in situ	27
IV.1 Generalidades	27
IV.2 Características del polímero y el encadenador	31
IV.2.1 Principales polímeros	33
IV.2.2 Tipos de encadenador	36

	<u>Página</u>	
IV.3	Tiempo de gelado	37
	IV.3.1 Definición	38
	IV.3.2 Técnica de Sydansk	39
	IV.3.3 Técnica de Moradi - Araghi	40
	IV.3.4 Efecto de la concentración del polímero y el encadenador	41
	IV.3.5 Efecto de la Temperatura	45
	IV.3.6 Efecto de la Salinidad	48
	IV.3.7 Efecto del pH	52
IV.4	Persistencia en la reducción de la permeabilidad	55
IV.5	Encogimiento o hinchamiento del gel	56
IV.6	Experimentación en México	69
CAPITULO V.	Proceso selectivo de aplicaciones	74
V.1	Criterios para selección de pozos	74
	V.1.1. Pozos productores	75
	V.1.2 Pozos inyectoros	76
V.2	Diseño del tratamiento	77
	V.2.1 Principales etapas	77
	V.2.2 Selección y evaluación del sistema gelante	78
	V.2.3 Pretratamiento	78
	V.2.4 Tratamiento	79
V.3	Resultado de aplicaciones en campo	80
CAPITULO VI.	Conclusiones y Recomendaciones	88
BIBLIOGRAFIA		91

RESUMEN

En este trabajo se presenta un estudio de factibilidad de aplicación del proceso de Gelación In-situ para la modificación de perfiles de flujo en el medio poroso, estudiando cada una de las variables de las cuales depende el éxito de aplicación de este proceso. (Concentraciones, tiempos de gelado, pH, sinéresis, reversibilidad de los geles, etc.)

El Capítulo I presenta una introducción al tema de la modificación de perfiles de flujo en un medio poroso, haciendo referencia a los principales problemas de eficiencia de recuperación de los hidrocarburos en sus diferentes etapas de extracción. (Recuperación primaria, recuperación secundaria y recuperación mejorada).

En el Capítulo II se trata el estudio del proceso de recuperación secundaria de hidrocarburos, sus antecedentes, alcances y generalidades, haciendo mención al proceso de inyección de agua, como parte fundamental de esta etapa de extracción de los hidrocarburos.

El Capítulo III complementa al capítulo anterior haciendo un estudio más detallado sobre la inyección de agua a un yacimiento, sus fundamentos teóricos, así como cada una de las variables relacionadas a este proceso (Eficiencias de barrido) . Además se presentan las bases para el diseño de un proyecto de inyección.

La parte medular del presente estudio está contenida en el Capítulo IV, donde se presenta el Proceso de Gelación In-situ, sus principales bases de aplicación, características principales de los geles y el estudio detallado de todas las variables que afectan el desarrollo de este proceso. Así mismo se mencionan los nombres comerciales de polímeros y encadenadores más comunes. Dentro de este capítulo se presenta el manejo de variables determinantes en el proceso del tiempo de gelado, mismo que se ilustra con ejemplos de aplicaciones revisadas en la literatura consultada.

Los procesos de selección de pozos, así como las características de cada uno de ellos para la aplicación exitosa de la gelación in-situ se presentan en el Capítulo V, además de los resultados de aplicaciones de éste proceso en el campo.

En el último capítulo de este estudio se formulan las conclusiones y recomendaciones sobre la aplicación del proceso de gelación in-situ en la modificación de perfiles de flujo en el medio poroso.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

El proceso de extracción de los hidrocarburos en un yacimiento, se desarrolla principalmente en tres etapas: la primera se conoce como recuperación primaria la cual utiliza la energía del yacimiento; cuando ésta declina se utilizan métodos artificiales de producción (bombeo mecánico, bombeo neumático, bombeo hidráulico, etcétera).

Una vez que la recuperación primaria ha terminado, se requiere la aplicación de técnicas que permitan extraer el crudo residual. Debido a que estos métodos implican la introducción de energía adicional al yacimiento se les clasifica como recuperación secundaria. El método más usual en la mayoría de los campos petroleros consiste en inyectar agua al yacimiento, aunque también se utiliza la inyección de gas natural.

Sin embargo, en forma general, aún cuando la inyección de agua o gas, se haya realizado en condiciones óptimas, aproximadamente el 60 % del petróleo saturante de la roca almacenadora permanece en el yacimiento cuando el proyecto de desplazamiento ha terminado. Para la recuperación de este petróleo remanente se requiere la aplicación de técnicas más complejas y elaboradas, las cuales reciben el nombre genérico de técnicas de recuperación mejorada, mismas que constituyen la tercera etapa en el proceso de extracción de hidrocarburos en un yacimiento. (Fig. I. 1)

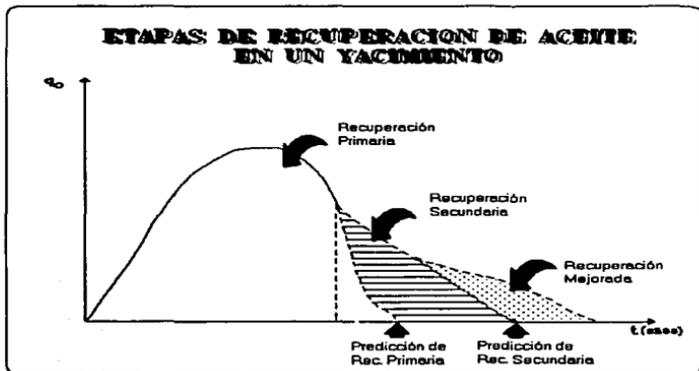


Figura 1.1 Etapas de recuperación de aceite en un yacimiento

Debido a que ningún yacimiento a nivel mundial es completamente homogéneo el agua tiende a fluir en forma preferente por los estratos de mayor permeabilidad o bien por fracturas y canales; ésto origina frecuentemente una producción elevada de agua en etapas muy tempranas de la vida del pozo. La surgencia prematura de agua en pozos de un yacimiento, está asociada a su flujo preferencial dentro de la formación a través de fracturas, estratos de alta permeabilidad o efectos de conificación. El abatimiento de la producción de aceite y el incremento de la producción de agua, acortan la vida económica de los pozos productores, resultando en la pérdida de recuperación de hidrocarburos como consecuencia de una eficiencia de barrido pobre.

Mediante la modificación de los perfiles de flujo es posible mejorar la eficiencia de barrido, desviando el flujo preferente de agua a zonas que no habían sido previamente contactadas, lo cual permite incrementar la recuperación de aceite.

El concepto anterior puede aplicarse a pozos productores para eliminar la conificación de agua o gas, así como a yacimientos con empuje por casquete de gas o con acuífero asociado y altas producciones de gas o agua, incrementando la producción de aceite y controlando los cortes agua y gas.

Una tecnología reciente para modificar los perfiles de flujo, denominada gelación in-situ, ha permitido en un gran número de casos revertir considerablemente estos efectos. Este proceso consiste en inyectar al pozo una solución de polímeros de altos pesos moleculares solubles en agua, que al encadenarse a iones metálicos forman geles. Se inyecta al yacimiento una sustancia fluida de alta viscosidad, la cual se desplaza a través de las zonas de alta permeabilidad, dicha sustancia en base a ciertas condiciones (tiempo, temperatura, velocidad de corte, concentración de polímero, salinidad, pH inicial, contaminantes), forma un tipo de gel que tapona la zona, obteniendo con ello una reducción considerable de la permeabilidad.

En condiciones óptimas, con el proceso anterior, se puede obtener una reducción de permeabilidad hasta de un 97 % de su valor original.

El proceso de gelación in-situ adquiere gran importancia debido principalmente a los bajos costos del tratamiento, tiempos de respuesta rápidos y su habilidad para reducir en forma selectiva la permeabilidad al agua sin afectar la del aceite, además de los altos beneficios económicos frecuentemente derivados de su aplicación.

No obstante, es importante considerar que el éxito de este proceso depende fundamentalmente de un diseño adecuado del tratamiento. Es un proceso en extremo complejo que requiere del control de una gran cantidad de variables físicas y químicas. En él están involucrados fenómenos de superficie, reacción química, efectos térmicos y de degradación mecánica, que varían en intensidad en función de las propiedades petrofísicas y de los fluidos de la formación. Dichos fenómenos y la influencia de las propiedades del yacimiento deberán ser estudiados en el laboratorio para cada pozo en particular, antes de su aplicación.

En este trabajo se presenta un estudio de todas las variables a considerar en un proceso de gelación in-situ para tratar los problemas de heterogeneidad del medio poroso en procesos de inyección de agua, modificando los perfiles de flujo.

CAPITULO II

RECUPERACIÓN SECUNDARIA DE PETRÓLEO

Generalidades

Para la última década del siglo veinte en las economías industrializadas o en vías de desarrollo, no se visualiza un sustituto barato y abundante del petróleo. Dado que los hidrocarburos, como energéticos y materias primas, son el principal promotor de estas economías, existe la necesidad primordial de asegurar su disponibilidad en el futuro a través del desarrollo de nuevas reservas.

A mediados de los años noventa, la reserva de aceite en el mundo era de alrededor de 903,670 millones de barriles de crudo con una producción diaria del orden de los 48.9 millones de barriles. Lo anterior arroja una relación reserva producción de 50 años, lo cual podría ser tomada como una medida de disponibilidad de crudo relativamente holgada en espera del desarrollo tecnológico de nuevas fuentes de energía. Sin embargo, si se analiza la distribución de reservas de hidrocarburos en el mundo, la situación es diferente en relación a su disponibilidad. Las economías más fuertes o con desarrollo más dinámico, no son las que poseen la mayor cantidad de reservas.

A fines de 1995, Estados Unidos de Norteamérica disponía de una reserva de crudo de 22,457 millones de barriles que, con una producción diaria promedio de 6.52 millones de barriles arroja una relación reserva/producción de tan solo 9.43 años. A la misma fecha, México disponía de una reserva total de crudo de 42,146 millones de barriles con una producción diaria promedio de 2.61 millones de barriles, lo cual arroja una relación reserva/producción de 44.24 años.

En general se consideran dos alternativas para desarrollar nuevas reservas de hidrocarburos. La primera de ellas está basada en programas de exploración y perforación con el propósito de localizar nuevos campos petroleros. No obstante, el descubrimiento de grandes yacimientos cada vez es menos frecuente y éstos son cada vez más profundos, lo que actúa en detrimento de la rentabilidad de su explotación.

Una segunda alternativa se basa en la óptima explotación de los yacimientos descubiertos. De hecho, a través de la explotación primaria es posible recuperar entre un 18 y un 23 % de los hidrocarburos inicialmente existentes en un yacimiento. Frecuentemente, cuando no se dispone de información suficiente, las reservas se estiman en función de estos factores de recuperación, por lo que se estima que el 80 % del volumen total de petróleo descubierto en el mundo aún se encuentra en el subsuelo.

Ante esta perspectiva, es posible desarrollar nuevas reservas de hidrocarburos aplicando procesos de alta tecnología que incrementen los factores de recuperación en los yacimientos ya descubiertos y explotados. Estos procesos se conocen como de recuperación secundaria y recuperación mejorada de petróleo; su tecnología es relativamente más avanzada que la explotación primaria, y sus aplicaciones son más complejas. Baste mencionar que, la formación de recursos humanos en estas áreas es motivo de cursos de especialización en centros de educación superior, y que estas tecnologías aún están sujetas a intensos programas de investigación.

Con el estado actual de la tecnología se puede esperar que con la recuperación secundaria se incremente la extracción de crudo, y por lo tanto las reservas, en aproximadamente un 25 % adicional. Por otra parte, con la aplicación de técnicas de recuperación mejorada de petróleo, las expectativas se cifran en un 25 % de extracción adicional promedio. La recuperación total considerando la recuperación primaria, secundaria, terciaria y mejorada alcanza valores entre 50 y 60 % de extracción total promedio.

Desafortunadamente con la caída internacional de los precios del petróleo en 1986, la mayoría de las técnicas de recuperación mejorada quedaron marginadas en su aplicación al resultar incosteables.

Su capacidad de recuperación de petróleo deberá trasladarse al futuro, sin embargo ya se están aplicando los procesos más costeables. Por lo anterior, sigue siendo la recuperación secundaria en sus diversas modalidades, la técnica más popular para incrementar la extracción de petróleo, y por lo tanto desarrollar reservas adicionales, después de la explotación primaria de un yacimiento.

Antecedentes de la Recuperación Secundaria

Definición de Yacimiento : Un yacimiento de petróleo puede definirse como una trampa geológica de carácter estratigráfico o estructural, que por la porosidad de sus rocas en su mayoría sedimentarias (areniscas, calcarenitas, calizas, dolomias, etc.) pueden almacenar hidrocarburos, en la forma de crudo o gas natural. Dependiendo de la profundidad, la presión y temperatura del yacimiento pueden alcanzar valores extremos mayores a 400 kg/cm² y 130 °C, respectivamente.

Con la perforación de pozos y producción de hidrocarburos, básicamente se inicia la explotación primaria de un yacimiento. La condición de flujo de hidrocarburos se mantiene mientras la presión del yacimiento sea lo suficientemente grande para vencer la columna hidrostática en la tubería de producción del pozo.

Como un proceso natural, la presión del yacimiento declina en el tiempo en función de la extracción y eventualmente cesa la producción de hidrocarburos (frecuentemente esta etapa es auxiliada con sistemas artificiales de producción) .

Al decaer la producción por la disminución de la presión natural del yacimiento, se llega al final de la explotación primaria que, como se indicó anteriormente, se caracteriza por factores de recuperación de petróleo que varían entre un 15 % y 35 %, dependiendo de las características de la roca y de los fluidos del yacimiento.

Por lo general, en un tiempo anterior al decaimiento de presión y condición de no flujo durante la explotación primaria, se inicia la recuperación secundaria de petróleo en el yacimiento. Aún, cuando este tiempo depende de consideraciones técnicas, fundamentalmente está asociado a consideraciones económicas, realmente se debe de iniciar cuando se disponga de un estudio confiable de su factibilidad.

La idea básica de la recuperación secundaria es la de restituir la capacidad de flujo de los hidrocarburos a través del medio poroso del yacimiento y pozos productores. Para tal efecto, algunos de los pozos del yacimiento son utilizados para inyectar agua a la formación que contiene los hidrocarburos, en áreas y profundidades determinadas como las más apropiadas.

La inyección de cualquiera de estos fluidos inducen en mayor o menor grado, el barrido o desplazamiento de los hidrocarburos hacia pozos productores, así como el mantenimiento o incremento de la presión del yacimiento.

Salvo en los casos en que es muy abundante, el gas natural rara vez se utiliza en la recuperación secundaria, dado que posee características energéticas no contaminantes y sus hidrocarburos licuables son materia prima para la industria petroquímica. Esto en México se ha manejado como una política; pero en otros países se maneja en función de la rentabilidad del proyecto, soportado por un estudio técnico-económico.

Por muchos años se practicó la inyección de agua en yacimientos antes de que se establecieran los fundamentos teóricos que soportan a este proceso. Fue básicamente en la década de los 50 cuando se inició el estudio sistemático de esta técnica en centros de investigación y universidades.

La combinación de estos conocimientos con las experiencias de campo de las décadas de los 60 y 70, generó la mayor parte de la tecnología de explotación de yacimientos que hoy se conoce como recuperación secundaria, y que básicamente se identifica con la inyección de agua.

Origen de la inyección de agua en la Recuperación Secundaria

Aparentemente, la recuperación de petróleo por inyección de agua se inició accidentalmente en el campo Bradford, Pennsylvania, E.U.A. en 1870. El yacimiento no presentaba empuje hidráulico y el aceite tenía poco gas disuelto, por lo que se esperaban porcentajes bajos de recuperación (menores al 6 %). A partir de 1880 se abandonaron varios pozos sin taponar, por lo que fueron corroídos y destruidos por el agua salada proveniente de un acuífero cercano. El agua invadió el yacimiento, observando un aumento substancial en la producción de aceite en los pozos. Con este resultado, en el año de 1890 se inició formalmente la inyección de agua en el campo Bradford a través de un arreglo de pozos denominado "circular", es decir, un pozo inyector de agua rodeado en círculo por varios pozos productores.

Durante los más de 100 años de explotación de este campo, la inyección de agua fácilmente cuadruplicó la recuperación de petróleo con respecto al valor esperado por agotamiento natural o producción primaria.

Hasta la década de los 40 las aplicaciones de la recuperación secundaria en Estados Unidos fueron esporádicas.

Esta lentitud en su uso se debió a factores derivados de la incertidumbre y desconocimiento de los principios que controlan el proceso, leyes que prohibían su uso para proteger el consumo doméstico, además del descubrimiento de grandes yacimientos de petróleo en la década de los 20. Es realmente a fines de la década de los 40 cuando se populariza la inyección de agua en yacimientos no solamente en E.U.A. , sino en todo el mundo.

A la fecha de considera que un poco menos del 50 % de la producción diaria de crudo en E.U.A. se debe a la inyección de agua, mientras que en México es menor al 15%.

La popularidad de este proceso se debe principalmente a los siguientes factores :

- La relativa abundancia de agua como fluido de inyección.
- La relativa facilidad con la cual el agua es inyectada a la formación, debido a la columna hidrostática en el pozo inyector.
- La habilidad del agua para invadir la formación con hidrocarburos generalmente.
- La eficiencia del agua en el desplazamiento del aceite.
- Costos relativamente bajos.

CAPITULO III**PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA****Fundamentos**

La inyección de agua en un yacimiento puede conceptuarse como el flujo bifásico agua-aceite a través de un medio poroso, debido a gradientes de presión y efectos gravitacionales y capilares.

A consecuencia de la inyección de agua a través de pozos inyectoros, inicialmente en la formación se establece un frente de desplazamiento, adelante del cual un banco de aceite fluye hacia pozos productores. En este período sólo se producen aceite con su gas disuelto. Eventualmente, el frente de desplazamiento alcanza a los pozos productores y ocurre la surgencia del agua de inyección. A partir de ese momento, los pozos productores producen volúmenes de agua y aceite. A medida que se avanza en el proceso, cada vez se produce más agua de inyección y menos aceite. Cuando la operación resulta incostrable, se alcanza el fin del proceso de inyección de agua.

La recuperación del aceite dependerá básicamente de dos factores. En primer lugar, de la habilidad del agua de inyección de movilizar o empujar el aceite a través de los poros de la formación; esta habilidad se conoce como eficiencia de desplazamiento microscópica, (Ed). Esta eficiencia depende en gran medida de la geometría del medio poroso, mojabilidad de la roca, y de propiedades de los fluidos como tensión interfacial y viscosidad.

En segundo término, la recuperación también dependerá de la fracción del volumen de aceite en la formación que en forma efectiva es desplazado por el agua de inyección. Esta fracción se conoce como eficiencia de barrido o eficiencia volumétrica, (Eb). Este efecto se explica al considerar que la inyección y producción de fluidos en este proceso es puntual (pozos) en el yacimiento. En un arreglo de pozos inyectoros y productores, el agua de inyección en forma natural fluirá preferencialmente por el camino más corto o de menor resistencia. En consecuencia, una fracción importante del volumen de aceite no es barrido por el agua de inyección. El presente trabajo trata la descripción de un proceso que aumenta la eficiencia de barrido homogenizando permeabilidades en el yacimiento.

Por lo anterior, el factor de recuperación de aceite por la inyección de agua, estará dado por el producto de las dos eficiencias antes señaladas.

$$\text{Recuperación} = E_d \times E_b \quad (1)$$

Eficiencia de desplazamiento microscópica

Este concepto se refiere a la fracción del aceite en un medio poroso que puede ser desplazado, cuando entra totalmente en contacto con el agua de inyección. En principio, esta eficiencia puede evaluarse a través de la teoría de flujo fraccional y teoría de avance frontal de Buckley - Leverett.

Considerando que se dispone de las curvas de permeabilidad relativa al agua, k_{rw} , y al aceite, k_{ro} , como una función de la saturación de agua, s_w , además de las viscosidades, μ_w y μ_o , el flujo fraccional de agua estará dado por la siguiente relación :

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w K_{ro}}{\mu_o K_{rw}}} = \frac{q}{q_w + q_o} \quad (2)$$

$$f_w + f_o = 1 \quad (3)$$

$$S_w + S_o = 1 \quad (4)$$

La ecuación 2, que es la ecuación simplificada del flujo fraccional, establece la proporción en que fluyen el agua y el aceite en un medio poroso, como una función de la saturación de agua. Esta ecuación se deriva de la Ley de Darcy.

Por otra parte de la teoría de avance frontal de Buckley - Leverett se tienen las siguientes expresiones importantes:

$$S_{wb} = S_{wc} + 1 / \left(\frac{dfw}{dSw} \right) \quad (5)$$

$$S_{wr} = S_{wc} + fw / \left(\frac{dfw}{dSw} \right) \quad (6)$$

$$\overline{Sw} = S_{wr} + Q_w (1 - fw_r) \quad (7)$$

$$Q_w = \frac{W_i}{L A \phi} = \left(- \frac{dfw}{dSw} \right) \quad (8)$$

Donde :

- S_{wb} = Saturación de agua a la surgencia
- S_{wc} = Saturación de agua congénita
- S_{wr} = Saturación de agua en el frente
- Sw = Saturación de agua promedio
- fw_r = Flujo fraccional de agua en el frente
- W_i = Volumen de agua inyectada
- Q_w = Volumen de agua inyectada
- L = Longitud del medio poroso
- A = Área de flujo
- ϕ = Porosidad

Estas ecuaciones se derivan de los principios de conservación de masa y la ley de Darcy en régimen no estacionario, es decir, las presiones, saturaciones y permeabilidades relativas de los diferentes fluidos residentes son función del tiempo.

Para cada volumen de agua inyectada, w_i , las ecuaciones (2) a la (8) permiten evaluar :

- Saturación de aceite promedio
- Flujo fraccional en el frente
- Recuperación de aceite

Con la aplicación de estas expresiones, la eficiencia de desplazamiento microscópica puede ser evaluada. El tiempo de inyección se obtiene simplemente dividiendo el volumen de agua inyectado sobre el gasto de inyección.

Eficiencia de barrido

El volumen de aceite asociado a un arreglo de pozos inyectores y productores, no es contactado por el agua de inyección con la misma intensidad de flujo.

Lo anterior es inducido por consideraciones geométricas del arreglo, presencia de heterogeneidades en la distribución espacial de permeabilidades y a los efectos gravitacionales derivados de una diferencia de densidades entre el agua y el aceite.

En consecuencia, la eficiencia de barrido en un proyecto de inyección de agua a un yacimiento es menor al 100 %. La eficiencia de barrido volumétrica se define como el producto de dos contribuciones : eficiencia de barrido areal, E_a , y la eficiencia de barrido vertical, E_v .

Eficiencia de barrido areal

Desde un punto de vista geométrico areal o superficial, en un arreglo de pozos para recuperación secundaria, los fluidos son inyectados o producidos puntualmente. Dependiendo de la geometría de estos arreglos, durante el proceso se establece un sistema de líneas de flujo entre pozos productores e inyectores, cada una de ellas con diferente intensidad de flujo de agua de inyección.

Para un medio poroso isotrópico, la línea recta que une pozos inyectores y productores define la línea de flujo con mayor intensidad. Por lo anterior, la fracción del agua de inyección que fluye por esta línea de corriente alcanza más rápidamente los pozos productores.

En consecuencia, sólo una fracción del aceite ha sido contactado y barrido hacia pozos productores cuando ocurre la surgencia de agua. Esta fracción areal se conoce como eficiencia de barrido areal a la surgencia, E_{as} . Si se continúa la inyección del agua, esta eficiencia de barrido areal aumenta, aún cuando la relación agua aceite en pozos productores también aumenta. La necesidad fundamental de mantener una rentabilidad favorable en procesos de inyección de agua, no permite alcanzar eficiencias de barrido areal del 100 %.

En principio, los efectos geométricos y la distribución areal de líneas de corriente, son definidos por el tipo de arreglo de pozos utilizado en la recuperación secundaria.

De acuerdo a las aplicaciones de campo, los arreglos con baja relación de pozos inyectoros a productores son preferibles en el caso de la recuperación de aceites ligeros ; lo contrario se aplica a aceites pesados.

Similarmente, el espaciamiento entre pozos, que en la práctica varía entre 100 y 1000 m. Debe ser menor en la recuperación de aceites pesados. Los arreglos más populares son los de 5 y 7 pozos en su modalidad de directos (un productor y el resto inyectoros) o invertidos (un inyector y el resto productores).

Además de los efectos asociados con el tipo de arreglo, la eficiencia de barrido areal también depende de las propiedades del agua de inyección y del aceite por ser desplazado.

Esta dependencia puede ser correlacionada con el concepto de relación de movilidades, m , la cual se define como :

$$m = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_{rw}/\mu_w}{k_{ro}/\mu_o} \quad (9)$$

Donde la movilidad del agua λ_w , es evaluada de acuerdo con la saturación de agua, s_w , atrás del frente de desplazamiento, mientras que la movilidad del aceite, λ_o , es calculada al valor de saturación del aceite, s_o , en el banco de aceite adelante de dicho frente.

Como se indicó anteriormente, la eficiencia de barrido areal, E_a , tiende a aumentar con el volumen de agua inyectado hasta alcanzar un límite económico y varía según el arreglo de pozos inyectoros y productores.

Con propósitos de diseño, es importante conocer dicha eficiencia tanto a la surgencia del agua en pozos productores, como en tiempos posteriores a dicho evento.

Lo anterior permite conocer y ponderar la rentabilidad económica del proceso de inyección de agua, en función del aceite recuperado durante la vida del proyecto.

Dada la complejidad de la inyección de agua en un yacimiento de petróleo, las eficiencias de barrido areal fueron evaluadas en centros de investigación en las décadas de los 60 y 70, utilizando modelos físicos y analógicos para diversos arreglos geométricos regulares de pozos. Posteriormente, los resultados fueron validados a través de simulaciones rigurosas en computadoras y por pruebas piloto en campos petroleros. Para arreglos irregulares no se hicieron simulaciones.

La eficiencia de barrido areal a la surgencia de agua, disminuye si la relación de movilidades aumenta. De acuerdo con la ecuación (9), la relación de movilidades, m , aumenta con la viscosidad del aceite. Por lo anterior, el proceso de inyección de agua es más efectivo con aceites ligeros, en términos de factores de recuperación de petróleo. Bajo estas consideraciones, un desplazamiento agua-aceite es favorable si m es menor o igual a 1, y es menos favorable para valores de m mayores de 1.

Finalmente el incremento de la eficiencia de barrido areal después de la surgencia de agua también fue caracterizado a través de proyectos de investigación, y validado con pruebas de campo. En 1955 estos resultados fueron resumidos por Craig, Geffen y Morse a través de su conocida expresión:

$$E_a = E_{aht} + 0.274 \ln (w_i/w_{ht}) \quad (10)$$

Esta correlación fué obtenida de datos experimentales en modelos horizontales de laboratorio, para un cuadrante del arreglo de 5 pozos. La eficiencia areal, E_a , fué obtenida mediante rayos X, en varias etapas del desplazamiento. Los datos experimentales para varios sistemas agua-aceite, fueron correlacionados satisfactoriamente con dicha correlación.

Eficiencia de barrido vertical

Debido a variaciones verticales de permeabilidad, y en menor grado a efectos gravitacionales, salvo casos específicos, el agua inyectada se desplaza en un frente irregular entre pozos inyectoros y productores. En general, el agua de inyección fluye a través de estratos de mayor permeabilidad, por lo que a la surgencia, fracciones importantes de su distribución vertical no entran en contacto con el aceite para producir el desplazamiento.

Por lo complejo de este efecto, los estudios o correlaciones de caracterización son relativamente escasos. Ante tal circunstancia, en forma práctica ha prevalecido la sugerencia de Craig en el sentido de dividir verticalmente el yacimiento y efectuar el análisis de la inyección de agua en varias capas, en base a consideraciones estadísticas.

Law demostró que para la mayoría de los yacimientos, si se graficaba la permeabilidad de la formación contra la frecuencia, invariablemente se obtenía una distribución log-normal. La gráfica de esta información en una escala probabilística resulta en una línea recta. Dykstra - Parsons demostraron que el dividir la fracción acumulada de la distribución log-normal era equivalente a dividir verticalmente la formación en estratos para su tratamiento individual.

Estos investigadores, correlacionaron lo que se conoce como coeficiente de Dykstra- Parson con el número de estratos a considerar con el estudio de un proceso de inyección de agua.

Este coeficiente se define como:

$$v_{dp} = \frac{\bar{k} - k^*}{k} \quad (11)$$

donde :

\bar{k} = permeabilidad 50 %

k^* = permeabilidad al 84.1 %

En esencia, estos son conceptos utilizados en diseños de un proceso de inyección de agua.

Proyecto de inyección de agua

El diseño e implementación de un proyecto de recuperación secundaria en un yacimiento, requiere de los fundamentos de ingeniería de yacimientos discutidos anteriormente, así como del apoyo de otras áreas como la ingeniería económica, ingeniería mecánica y eléctrica, entre otras.

Las fases involucradas en un proyecto de esta naturaleza, son las siguientes:

- Diseño conceptual del proceso
- Estimación de costos y rentabilidad económica
- Prueba Piloto (Si fuera el caso)
- Adquisición de equipos y materiales para el proyecto definitivo
- Instalación del sistema
- Arranque y monitoreo de operaciones.

La idea inicial de un proyecto de recuperación secundaria nace de un análisis del comportamiento de la producción primaria, en un yacimiento. Cuando la producción empieza a ser marginal en cuanto a su rentabilidad, y las propiedades del yacimiento y de los fluidos son apropiadas, la posibilidad de aplicación de un proyecto de inyección de agua debe ser analizada, sin embargo el estudio debe hacerse mucho antes, desde que la información lo permita.

De las fases involucradas en el proyecto, las dos primeras son especialmente importantes en la toma de decisiones, en cuanto a la factibilidad de su implantación.

A partir del diseño conceptual del proyecto, es necesario establecer si el yacimiento responderá favorablemente a la inyección de agua y en que forma las reservas adicionales de aceite serán recuperadas. Para tal efecto se utilizan los fundamentos teóricos de la inyección de agua, discutidos anteriormente. Por otra parte, para esta actividad se requiere de la captura de información de campo que permita la caracterización del yacimiento y sus fluidos.

Esta información está relacionada con :

- Registros de pozos
- Terminación y estado mecánico de los pozos
- Historias de producción de agua, aceite y gas
- Pruebas de inyectividad
- Análisis de fluidos y núcleos
- Pruebas de presión e interferencia
- Mapas geológicos
- Costos de operación

Todos estos parámetros deberán ser procesados mediante la predicción del proceso de inyección de agua, estimación de costos e inversiones, así como un análisis de rentabilidad. La decisión de continuar con el proyecto, requiere de la integración de grupos multidisciplinarios para desarrollar las 5 fases últimas del proyecto.

CAPITULO IV

PROCESO DE GELACIÓN IN SITU

Generalidades

El proceso de gelación In-situ se ha desarrollado como una posible alternativa para corregir los problemas de una alta relación agua-aceite y un bajo porcentaje de recuperación de aceite, provocado por una eficiencia de barrido pobre. Consiste en inyectar al yacimiento una mezcla de polímero más un agente encadenador que, debido a su baja concentración (2 al 9%) en principio, presenta características físicas (viscosidad, densidad) similares a las del agua. Después de un tiempo, denominado tiempo de gelado, por una reacción química entre el polímero y el encadenador se forma un gel, cuya consistencia es similar a la de un sólido.

La mezcla polímero - encadenador por poseer propiedades similares a las del agua fluye preferencialmente por las zonas de la formación previamente invadidas por la misma. Este flujo preferencial del agua dentro de la formación es a través de estratos de alta permeabilidad, fracturas o bien por efectos de conificación del contacto agua-aceite.

En la *figura IV.1* se presenta una ilustración de un proceso de inyección de agua a una formación estratificada, con un amplio contraste de permeabilidades.

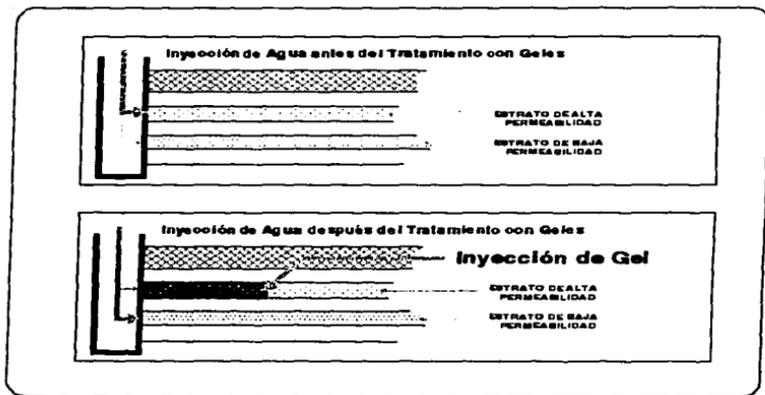


Figura IV.1 Modificación del perfil de flujo en un medio poroso estratificado por el proceso de Gelación in-situ

Antes de la inyección del gel el agua fluye por el estrato de mayor permeabilidad, dejando sin contactar el estrato de menor permeabilidad. Al inyectar la solución gelante, ésta en forma natural tenderá a fluir por la zona de alta permeabilidad. Una vez gelado reduce la permeabilidad de tal forma, que al reiniciar la inyección de agua, contactará la zona de baja permeabilidad. Este proceso originará una mejor eficiencia de barrido y en consecuencia una mayor producción de aceite.

Cuando el yacimiento es naturalmente fracturado con una red de fracturas definida, el agua de inyección tiende a canalizarse a través de las fracturas debido a su gran permeabilidad. Como consecuencia el fluido desplazante barre inefficientemente el aceite de la matriz con una alta capacidad de almacenamiento pero baja permeabilidad. Al inyectar la mezcla polímero - encadenador y permitirle que gele, provocará una disminución hasta de 4 órdenes de magnitud en la permeabilidad de las fracturas o los canales. Al volver a inyectar agua, ésta tenderá a diversificarse por zonas de menor permeabilidad (matriz), que anteriormente no habían sido contactadas como se observa en la *Figura IV.2*. Con lo anterior se mejorará la eficiencia de barrido y en consecuencia se incrementará la producción de aceite.

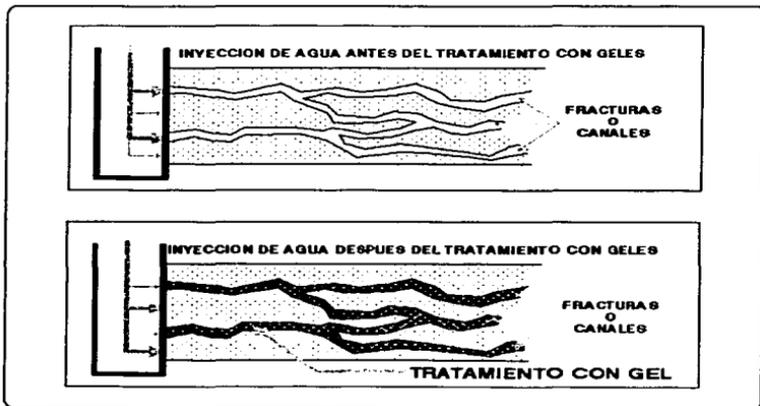


Figura IV.2 Modificación del perfil de flujo en yacimientos naturalmente fracturados por el proceso de Gelación In-situ de polímeros.

Cuando el yacimiento es de bajo espesor y produce por empuje de un acuífero activo, existe una gran posibilidad de que se presente un efecto de conificación de agua. En este caso, la producción de aceite puede reducirse y crearse un problema de manejo excesivo de agua en la superficie (figura IV.3). Una formulación de polímero - encadenador puede inyectarse a la zona de mayor saturación de agua, la cual una vez gelada reducirá la permeabilidad relativa al agua. Al disminuir la producción de agua y eliminarse la columna hidrostática, puede incrementarse teóricamente la producción de aceite. Esta combinación de mayor producción y disminución del manejo excesivo de agua redundará en grandes beneficios económicos.

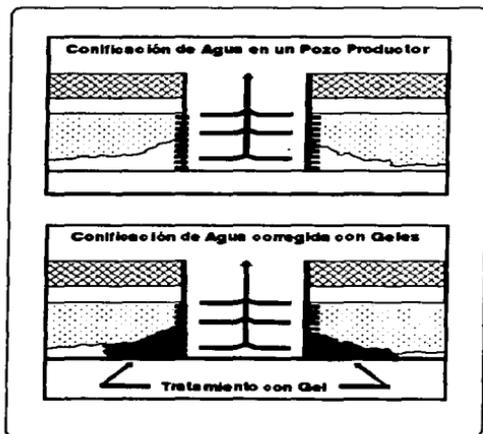


Figura IV.3 Control de la producción de agua en un pozo con problemas de conificación mediante la Gelación in-situ de polímeros.

Para estas aplicaciones, la adecuada selección del polímero y el encadenador así como la formulación del gel son parámetros críticos. Es indispensable realizar un diseño de ingeniería soportado por estudios de laboratorio para definir el problema y formular el sistema polímero-encadenador óptimo. A continuación se describen las características más importantes del polímero y del agente encadenador que influyen sobre la apropiada selección de la mezcla gelante para cada caso específico.

Características del polímero y el encadenador

Actualmente se han desarrollado una gran variedad de sistemas polímero-encadenador para el proceso de gelación in-situ. Los polímeros más conocidos son los biopolímeros, la poliacrilamida, los copolímeros y los lignosulfonatos. Los encadenadores pueden ser del tipo orgánico e inorgánico. Dentro de los orgánicos los más utilizados son el malonato de cromo, las mezclas de formol-formaldehído y el resorcinol. Los inorgánicos se basan principalmente en compuestos de cromo y aluminio, los más comunes son el citrato de aluminio y el acetato y cloruro crómico.

Las características más importantes que deben poseer estos sistemas para asegurar una buena selección y evitar fracasos tanto técnicos como económicos, son las siguientes:

-Mezclarse en una Etapa. El polímero debe tener capacidad para mezclarse fácilmente con el encadenador antes de ser inyectado. Esto les permite interactuar entre ellos antes de contactar la formación, evitando grandes pérdidas del encadenador por adsorción en el medio poroso. A nivel de campo es más práctico y económico mezclar el polímero y el encadenador en línea antes de la cabeza del pozo.

-Colocación Selectiva. Deben tener preferencia a fluir por zonas de alta permeabilidad, lo cual les permite una mayor selectividad por las zonas invadidas de agua que por las de aceite. Esto implicará la diversificación del flujo a zonas de alta saturación de aceite mejorando la eficiencia de barrido.

-Estable a la Temperatura del Yacimiento. Esto implica que el polímero no se degrade térmicamente a la temperatura del yacimiento prospecto.

-Estable al esfuerzo de corte. Debe ser resistente a los grandes esfuerzos de corte, que se presentan durante la inyección en las cercanías del pozo. Cualquier degradación permanente de las moléculas del polímero podrá originar un gel de malas características ó inclusive que nunca se forme, arrastrando el polímero junto con el agua de inyección hacia pozos productores.

-Penetración profunda. Al mezclarse con el encadenador debe tener un tiempo de gelado adecuado para penetrar hasta cientos de pies en la formación si así se requiere.

-Salinidad. Debe ser resistente a la salinidad y dureza tanto, del agua de formación como la de inyección, o ser compatible con ellas.

-Reversibilidad. Es deseable que el gel formado pueda ser removido por un simple tratamiento químico de tal manera que sea posible reestablecer la permeabilidad original en caso de una inadecuada colocación del gel en el yacimiento. (*Figura IV.4*)

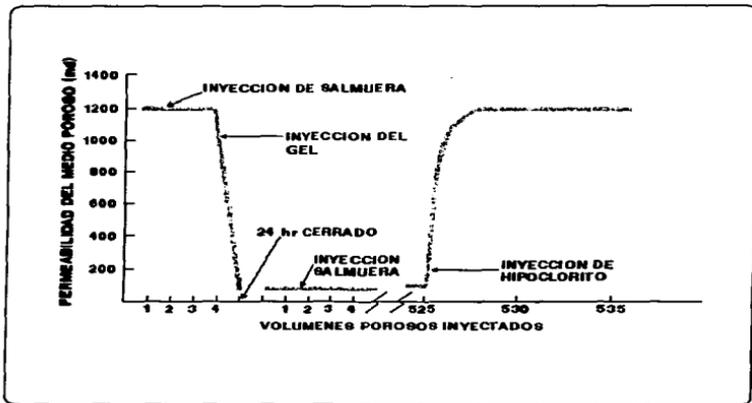


Figura IV.4 Reversibilidad de los geles en una prueba de laboratorio

Principales polímeros

Biopolímeros.

Estos polímeros se forman por un proceso de fermentación bacteriológica de las moléculas de sacaridas. Dentro de este tipo de polímeros el que ha sido más estudiado a nivel de laboratorio y se ha utilizado en más aplicaciones de campo es la Goma Xanthana.

Forma geles del tipo pseudoplástico, altamente resistentes a los cambios de dureza y salinidad del agua de inyección o de la formación. Puede ser degradado por esfuerzos de corte elevados pero vuelve a su estado original si estos se reducen.

Por su carácter pseudoplástico presenta selectividad por las zonas de alta permeabilidad lo cual permite colocarlo donde se requiere. En caso de una inadecuada colocación, puede ser removido totalmente y restituir la permeabilidad original mediante la inyección de hipoclorito de sodio o peróxido de hidrógeno. La principal limitante para la aplicación de los biopolímeros en procesos de gelación, es la temperatura, ya que sufren degradación térmica a temperaturas superiores a los 70 °C. Por su origen es susceptible a ataques bacteriológicos, por lo que deberá adicionársele un biocida.

Poliacrilamidas.

La mayor variedad de polímeros utilizados en procesos de gelación In-situ se encuentra dentro de las Poliactilamidas, su popularidad se basa principalmente en su bajo costo. Las Poliactilamidas son polímeros cuya unidad monomérica es la molécula de actilamida. En el campo se utilizan parcialmente hidrolizadas, con un grado típico de hidrólisis del 30 al 40%. La hidrólisis le permite optimizar ciertas propiedades como solubilidad en agua y viscosidad. Si la hidrólisis es muy baja, el polímero no será soluble en agua, si es muy alta será muy sensible a la salinidad y dureza del agua.

Pueden formar geles térmicamente estables en un intervalo de temperaturas de 30°C a aproximadamente 93 °C, en general, son muy sensibles a la salinidad y dureza formando precipitados a temperaturas elevadas. La consistencia de las geles que forman puede ser desde fluyentes hasta rígidas con una gran selectividad por las zonas de alta permeabilidad.

Es aplicable tanto en areniscas como en calizas y puede ser degradado completamente mediante tratamientos químicos con hipoclorito de sodio o peróxido de hidrógeno. El problema con este tipo de polímeros es seleccionar, dentro de la amplia variedad, el más adecuado para cada aplicación en particular.

Copolímeros.

Es un polímero formado por dos o más tipos diferentes de monómeros. Es capaz de formar geles resistentes a condiciones muy severas que son comunes en yacimientos profundos. Se ha probado su estabilidad térmica a temperaturas mayores a 149 °C y dureza total de iones divalentes mayor de 20,000 ppm. Tienen capacidad para bloquear efectivamente la canalización del agua sin reducir drásticamente la del aceite. Pueden ser destruidos totalmente en un lapso de dos días, con una solución al 5% de hipoclorito de sodio. Se puede utilizar también peróxido de hidrógeno si existen pequeñas cantidades de Fe(III) para catalizar la reacción. con este proceso el gel se destruye en 2 horas a temperatura ambiente.

Lignosulfonatos.

Los lignosulfonatos son un producto de la industria del papel, resultan del tratamiento con bisulfito a la pulpa de la madera. Son polímeros cuya composición puede variar dependiendo de las características de la materia prima. Al igual que los biopolímeros y las poliácridamidas pueden encadenarse para formar geles, los cuales son sensibles a la temperatura y a la salinidad.

Como se había mencionado los geles se forman mediante la reacción química entre un polímero y un encadenador. Es por ello que las características deseadas en un gel son función de ambos. Una vez establecidos los tipos de polímeros más utilizados y sus características principales, es necesario conocer los encadenadores más comunes así como sus propiedades.

Tipos de Encadenador

También existe gran variedad en los encadenadores, éstos pueden ser del tipo orgánico e inorgánico. Dentro de los orgánicos los más utilizados son el malonato de cromo las mezclas de formol-formaldehído y el resorcinol. Los inorgánicos se basan principalmente en compuestos de cromo o aluminio, los más comunes son el citrato de aluminio y el acetato y clorato crómico.

La principal diferencia entre los encadenadores orgánicos e inorgánicos, es la temperatura a la cual pueden formar geles resistentes a la degradación térmica. Dependiendo del tipo de polímero, los encadenadores inorgánicos forman geles que resisten temperaturas de 30 °C a 90 °C como máximo, mientras que los orgánicos pueden resistir temperaturas superiores a los 120 °C. Estos últimos han sido utilizados a bajas temperaturas, (100 °C) pero el tiempo de gelado puede prolongarse tanto que resulte impráctica su aplicación.

La resistencia a la temperatura la proporciona el tipo de unión establecida entre el polímero y el encadenador. Los geles formados con encadenador inorgánico se caracterizan por una unión iónica entre las moléculas, lo cual se genera por donación de electrones.

En el caso de los encadenadores orgánicos, la unión química es del tipo covalente o sea, compartiendo electrones. Desde un punto de vista químico el compartir electrones genera una unión más fuerte que la donación de los mismos.

Por otra parte, es importante reconocer que los encadenadores inorgánicos pueden resultar más económicos debido a que las concentraciones comúnmente utilizadas varían de 30 a 100 ppm. Mientras que, las concentraciones utilizadas de encadenador orgánico varían de 1000 a 30000 ppm.

Como se puede observar, es posible desarrollar una gran cantidad de formulaciones polímero-encadenador, dependiendo de las características del yacimiento prospecto. Por lo tanto, la selección de la mezcla óptima necesariamente deberá estar soportada por trabajo de laboratorio, basado en las propiedades del medio poroso al cual se le vaya a aplicar la tecnología de gelación In-situ.

Tiempo de gelado

Un parámetro que no se ha considerado y que es fundamental para elegir la formulación adecuada, para cada caso específico es el Tiempo de Gelado. Esta variable nos indica el tiempo del que se dispone para colocar la mezcla polímero-encadenador en el lugar deseado. Para el caso de yacimientos naturalmente fracturados o canalizaciones, debido a su permeabilidad casi infinita, se requerirá de tiempos de gelado cortos para que la mezcla polímero-encadenador penetre lo suficiente antes de que gele. En lo que respecta a problemas de conificación o estratificación, será necesario que los tiempos de gelado sean prolongados, a fin de que la solución de polímero sature totalmente la zona previamente invadida por agua.

El tiempo de gelado es una variable compleja, para establecer un valor determinado es necesario correlacionar una serie de parámetros. Se puede considerar que los más importantes son: el tipo de polímero y encadenador, la concentración de los mismos, la dureza y salinidad del agua, la temperatura de la formación, la litología del medio poroso, el esfuerzo de corte y el pH. La medida en que cada una de estas variables lo afectan se discute a continuación.

Definición del tiempo de gelado

El tiempo de gelado se puede definir como el tiempo en el cual la mezcla polímero-encadenador pasa de un estado fluente a un estado rígido. Para aplicación a yacimientos con canalizaciones, naturalmente fracturados o con problemas de conificación es indispensable obtener un gel rígido. El tiempo de gelado se determina visualmente en pruebas de laboratorio efectuadas en tubos de vidrio. Estas pruebas también se utilizan para preseleccionar rápida y económicamente la mezcla más adecuada dentro de una gran cantidad de formulaciones químicas, composición de salmuera y temperatura.

Para uniformizar la medición visual se han establecido varias técnicas como la desarrollada por Sydansk y la de A. Moradi-Araghi y colaboradores, estas técnicas no son destructivas por lo que el mismo gel puede utilizarse para otros fines como sería la cuantificación de los efectos de sinéresis (cambio de volumen) que serán discutidos más adelante.

Técnica de Sydansk

La técnica de Sydansk para medir el tiempo de gelado parte de la detección visual de formación del gel en tubos de vidrio en el laboratorio desarrollando un código basado en asignar letras consecutivas del abecedario de la A a la J, a la solución gelante, conforme se vayan observando cambios en su consistencia. La descripción del código es la siguiente:

A *No se detecta la formación de gel.* El gel presenta la misma viscosidad de la solución original. Visualmente no se detecta la formación de gel.

B *Gel altamente fluente.* El gel aparece como una solución un poco más viscosa que la original.

C *Gel fluente.* La mayor parte del gel detectado fluye hacia la tapa del tubo con la inversión.

D *Gel moderadamente fluente.* Solamente una pequeña porción (del 5 al 15% del gel no fluye hacia la tapa con la inversión. Se observa una especie de lengua.

E *Gel que fluye escasamente.* El gel puede fluir escasamente hacia la tapa y/o una porción significativa (> 15%) del gel no fluye con la inversión.

F *Gel no fluyente altamente deformable*: El gel no fluye hasta la tapa con la inversión.

G *Gel no fluyente moderadamente deformable*: El gel fluye aproximadamente la mitad del camino hacia la tapa con la inversión.

H *Gel no fluyente ligeramente deformable*: La superficie del gel se deforma ligeramente con la inversión.

I *Gel rígido*: No existe deformación de la superficie del gel con la inversión.

J *Gel rígido vibrante*: Se siente vibración mecánica del gel cuando se golpea el tubo que lo contiene.

Técnica de A. Moradi - Araghi

La técnica que ha utilizado A. Moradi-Araghi y colaboradores para medir el tiempo de gelado, parte de la detección visual de formación del gel. Una vez detectado, cada tubo de vidrio se coloca horizontalmente y se le permite que fluya hasta que alcance el equilibrio, procediendo a medir la lengua que se forma. Posteriormente se realizan mediciones de la lengua en intervalos de tiempo que varían conforme se vayan observando cambios en la constitución del gel.

La fuerza del gel como una función del tiempo se define en por ciento, de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\%FG = (22.5 - L) \times 100/22.5$$

Donde L representa la longitud de la lengua medida en centímetros la cantidad de 22.5 se refiere a la longitud total del tubo de vidrio también expresada en centímetros. Si la longitud de la lengua es igual a la del tubo o sea, 22.5 centímetros, la fuerza del gel FG será del 0%, indicándonos que aún fluye totalmente. En el momento que la longitud de la lengua L sea igual con cero, la fuerza del gel FG será del 100%, correspondiendo al tiempo requerido para obtener un gel rígido.

Efecto de la Concentración del Polímero y el Encadenador sobre el tiempo de gelado

Sydansk realizó estudios de laboratorio en tubos de vidrio para analizar el efecto de la composición del polímero y el encadenador sobre el tiempo de gelado y la fuerza del gel. Para tal efecto utilizó como polímero una poli(acrilamida) parcialmente hidrolizada (PAPH) fabricada por la Compañía Marathon clasificada como P-11 y como encadenador Cr(III). Varió la concentración del polímero de 20,000 a 1,500 ppm, manteniendo una relación polímero-encadenador constante de 44-1. Preparó la mezcla en una salmuera con 5,000 ppm de cloruro de sodio (NaCl) y un pH de 8.5. La temperatura la mantuvo constante en 22 °C.

Los resultados, presentados en la Tabla 1, muestran que los geles pueden prepararse en un amplio intervalo de concentración del polímero, como sería de 2,000 a más de 10,000 ppm. Se observa un límite en la concentración del polímero debajo de la cual no se detecta visualmente formación de gel. Para la PAPH P-11, la mínima concentración es alrededor de 2,000 ppm.

PAPH(ppm)	20000	15000	10000	7500	5000	3000	2000	1500
Cr(ppm)	454	341	227	170	114	68	45	34
t(hr)	Código de Gelación							
1	E	D	C	B	A	A	A	A
2	E	E	C	B	B	A	A	A
5	H	F	C	C	C	B	A	A
6	H	G	C	C	C	B	A	A
24	H	H	E	D	C	B	A	A
48	I	I	F	E	C	B	A	A
72	I	I	G	F	C	B	B	A
96	I	I	G	F	D	B	B	A
168	J	J	G	F	E	B	B	A
1200	J	J	H	F	E	C	B	A
2400	J	J	H	F	E	C	B	A
Concentración NaCl = 5000 ppm				Temperatura = 22 °C				

Tabla 1. Efecto de la concentración del polímero (PAPH) sobre el tiempo de gelado.

También puede observarse que el tiempo de gelado disminuye y la fuerza del gel aumenta conforme aumenta la concentración del polímero. Para 20,000 ppm y 15,000 ppm se obtienen geles rígidas (I), a las 48 horas (2 días), permaneciendo como geles rígidas vibrantes (J) de las 168 hrs (7 días) hasta las 2400 hrs (100 días) que duró la experimentación. A partir de 10,000 ppm el tiempo requerido para formar geles rígidas (I) se incrementa substancialmente, de tal manera que a las 2,400 horas las geles son del tipo fluyente.

Por otra parte, el efecto de la concentración del reticulador se presenta en la Tabla 2. Para esta experimentación se mantuvo constante la concentración de la PAPH en 8,400 ppm mezclada en una solución de NaCl con 5,000 ppm, un pH de 10.5 y temperatura de 22 °C. En general, se observa que el tiempo de gelado tiende a disminuir conforme aumenta la concentración del encadenador Cr(III). Para una concentración de Cr(III) de 630 ppm el tiempo de gelado es de 48 horas y para 420 ppm de 168 horas (7 días). Con cantidades menores a 420 ppm las geles formadas son del tipo fluyente.

ppm Cr(III)	53	105	210	420	630
t(horas)					
	Código de gelación				
1	A	A	A	A	A
2	B	B	B	B	B
4	B	B	B	C	D
8	B	B	C	D	E
24	D	E	E	F	H
48	E	E	E	G	I
80	G	G	H	H	I
108	G	G	H	I	J
2040	G	G	H	I	J
Concentración de PAPH = 8400 ppm					
Concentración de NaCl = 5000 ppm T=22 °C					

Tabla 2. Efecto de la concentración del encadenador Cr(III) sobre el tiempo de gelado para una PAPH.

De los resultados presentados podemos inferir que los geles pueden ser obtenidos en un amplio rango de concentraciones de polímero y encadenador. Pero para que ocurra encadenamiento debe existir una alta probabilidad de colisión entre las moléculas, lo cual implica que la concentración del polímero y el encadenador en solución debe exceder un mínimo. Debajo de esta concentración mínima las cadenas de polímero tendrán poca probabilidad de un encadenamiento intermolecular, por lo que no se detectará formación de gel.

Por otra parte, también podemos observar que el tiempo de gelado establecido lo podemos obtener con diferentes formulaciones. Por ejemplo, si queremos obtener un gel rígido en 48 horas, es posible lograrlo con las siguientes concentraciones (*Tabla 3*).

Tiempo de Gelado: 48 horas	
Polímero	Encadenador
Concentración (ppm)	
20,000	454
15,000	341
8,000	630

Tabla 3. Diferentes formulaciones polímero-encadenador para un tiempo de gelado específico.

El hecho de que no se necesite una formulación exacta para obtener un gel rígido en un tiempo dado resulta muy atractivo para aplicaciones de campo. Pero implica que la decisión de cuál formulación utilizar, deberá fundamentarse con trabajo de laboratorio y consideraciones económicas. Es posible obtener el gel a diferentes concentraciones pero también es posible que una o más de ellas no logre mantenerse estable, ésto es, que presente cambios de volumen de consideración.

Efecto de la Temperatura sobre el tiempo de gelado.

La temperatura es un parámetro muy importante para definir el tiempo de gelado y otras características del gel. Pero es evidente que para obtener un gel térmicamente estable es necesario partir de un polímero térmicamente estable. En la Tabla 4 se presentan algunos polímeros comerciales y la temperatura a la cual se recomienda su aplicación.

Polímero	Temperatura (°C)
Goma Xanthana	22 < T < 80
Alcoflood 214	22 < T < 80
Alcoflood 935	60 < T < 93
Floperm 340	37 < T < 115
Floperm 500	22 < T < 71
Floperm 600	66 < T < 105
HE-100	70 < T < 93
HE-300	70 < T < 150

Tabla 4. Intervalo de temperatura recomendable para varios polímeros comerciales

De la tabla 4 se puede concluir que pocos de los polímeros comerciales más conocidos son estables a temperaturas mayores a los 100 °C

En la Tabla 5 se presentan los resultados obtenidos por Sydansk para una relación poliacrilamida:Cr(III) de 88:1, con una concentración de Cr(III) de 450 ppm. Se utilizó agua dulce y las temperaturas fueron de 22, 43 y 60 °C. Se puede observar que es posible tener tiempos de gelado de 2 horas a 3 días y que conforme aumenta la temperatura el tiempo de gelado disminuye y la fuerza del gel aumenta. Para una temperatura de 22 °C el tiempo requerido para obtener un gel rígido es de 48 horas, para 43 °C, de 3 horas y para 60 °C, de 2 horas.

T (°C)	22	43	60
t (horas)	Código de Gelación		
1	A	C	E
2	A	E	I
3	B	I	J
4	B	J	J
5	B	J	J
6	B	J	J
48	G	J	J
72	I	J	J
168	I	J	J
288	J	J	J
Relación poliacrilamida: Cr(III)=88			
Concentración de Cr(III)=450 ppm			

Tabla 5. Efecto de la temperatura sobre el tiempo de gelado para una mezcla poliacrilamida-Cr(III).

Moradi utilizó el polímero HE-300 con una concentración de 0.7%, encadenador con 2000 ppm de formol-formaldehído, mezclados en agua de mar sintética. Sus resultados mostrados en la Tabla 6, para temperaturas de 93, 121 y 149 °C, son concordantes con los de Sydansk en el sentido de que a mayor temperatura menor es el tiempo de gelado. Se obtienen tiempos de gelado que varían de 3 horas a 149 °C, hasta 67 horas (2.8 días) a 93 °C.

Temperatura (°C)	Tiempo de Gelado (horas)
93	67
121	15
149	3
Concentración de polímero: 0.7%	
Concentración de encadenador: 2000 ppm	

Tabla 6. Efecto de la temperatura sobre el tiempo de gelado para el polímero HE-300 con formol-formaldehído

Se puede concluir que independientemente del tipo de polímero (poliacrilamida o copolímero) y encadenador (orgánico o inorgánico), el tiempo de gelado tiende a disminuir asintóticamente conforme aumenta la temperatura. Los tiempos de gelado obtenidos en uno y otro caso también son similares con variaciones de pocas horas 2 a 3 días. Se sabe también de acuerdo a lo discutido anteriormente que es posible modificar estos tiempos variando la concentración de la formulación, pero debe cuidarse de no tener efectos adversos sobre la consistencia del gel.

Efecto de la Salinidad

Al igual que con la temperatura, los polímeros presentan límites en cuanto a la salinidad y dureza del agua a la cual pueden ser aplicados. En la Tabla 7 se presentan los valores de salinidad expresados en por ciento de sólidos totales disueltos (STD) recomendados por los fabricantes de los polímeros.

Polímero	Salinidad (%STD)
Goma Xanthana	No afecta
Alcoflood 254	0 a < 15%
Alcoflood 935	0 a 15%
Floperm 340	0 a 3.5%
Floperm 500	0 a 30%
Floperm 600	0 a 20%
HE-100	No afecta
HE-300	No afecta

Tabla 7. Intervalo de salinidad recomendable para varios polímeros comerciales.

Podemos observar que se tiene un amplio rango de salinidades, en el cual es posible utilizar los polímeros para el proceso de gelación In-situ. Inclusive existen algunos polímeros para los cuales no afecta la salinidad como es la Goma Xanthana y los polímeros HE.

Sin embargo, es importante aclarar que la resistencia de los polímeros a la salinidad está muy ligada a la temperatura, como se observa en la Figura IV.7.

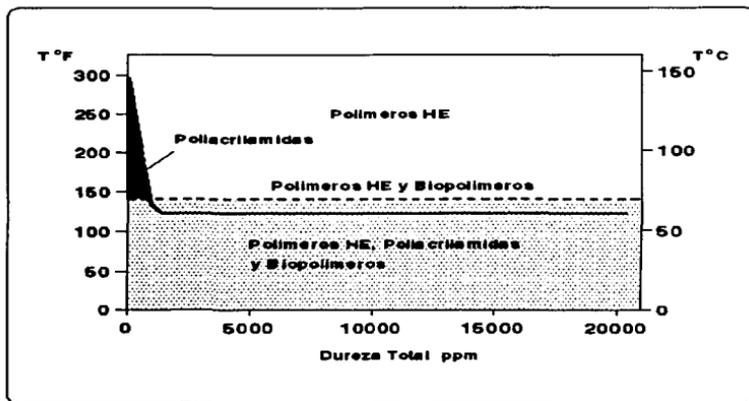


Figura IV.7 Zonas de aplicación de los biopolímeros, poliacrilamidas y polímeros HE a diferentes temperaturas y salinidades.

Los biopolímeros y las poliacrilamidas no se afectan por la salinidad a temperaturas inferiores a 75 °C. La salinidad en las poliacrilamidas produce un efecto drástico a temperaturas mayores a 75 °C, ya que, como se observa en la Figura IV.7, son estables a menos de 1,000 ppm de dureza de iones divalentes. Los polímeros HE pueden aplicarse tanto a elevadas temperaturas como salinidades.

Los resultados del efecto de la salinidad sobre el tiempo de gelado para una poliacrilamida con Cr(III) a 22 °C se presentan en la Tabla 8. Se puede observar que en el intervalo de salinidad analizado, agua dulce hasta una solución con una concentración de 29,200 ppm de NaCl, el tiempo para obtener un gel rígido (I) es el mismo (79 horas). La fuerza del gel se incrementa conforme aumenta la salinidad pero a tiempos de contacto no muy prolongados (< 5 horas). Conforme avanza el tiempo de contacto, el tiempo de gelado tiende a igualarse, independientemente de la salinidad.

Para concentraciones menores de 1,000 ppm de NaCl, a las 24 horas se tiene un gel moderadamente fluente (D), a mayor concentración el gel presenta más fuerza, considerándose como gel no fluente altamente deformable (F). A las 51 horas independientemente de la salinidad, el gel es no fluente moderadamente deformable (G), convirtiéndose en rígido (I) a las 79 horas.

NaCl(ppm)	100	300	1000	3000	10000	29200
t(horas)	Código de Gelación					
0.5	B	B	B	B	B	B
1	B	B	B	C	D	D
2	B	B	C	C	D	D
3	B	D	D	D	D	D
4	B	B	D	D	D	D
5	B	B	D	E	E	E
7	B	B	E	E	E	E
24	D	D	F	F	F	F
51	G	G	G	G	G	G
79	I	I	I	I	I	I
Concentración de PAPH = 8400 ppm Relación PAPH:Cr(III) = 37:1						
Temperatura = 22 °C						

Tabla 8. Efecto de la salinidad sobre el tiempo de gelado para una PAPH Cr(III)

Para una poli(acrilamida) parcialmente hidrolizada encadenada con Cr(III) a temperatura de 85 °C, no se distingue diferencia en el tiempo de gelado ni en la fuerza del gel conforme aumenta la salinidad (Tabla 9).

t(horas)	Agua dulce	Agua de mar
1	A	A
2	A	A
5	A	A
6	B	B
7	I	I

Relación PAFH:Cr(III)= 44:1
Concentración de Cr(III)= 1000 ppm

Tabla 9. Efecto de la salinidad sobre el tiempo de gelado para una PAFH:Cr(III) a T=85°C.

Como era de esperarse, debido al incremento de temperatura el tiempo de gelado disminuye.

Es probable que por la rapidez del gelado no se pueda observar una diferencia en la fuerza del gel conforme aumenta al tiempo de contacto a las diferentes salinidades.

Efecto del pH.

El pH de la solución es una variable que también afecta el tiempo de gelado. Para analizar este efecto, Sydansk realizó experimentos en matraz utilizando 8,400 ppm de una PAPH encadenada con Cr(III) a una relación de concentraciones constante de 40:1. Se mezclaron con una solución salina de 5,000 ppm de NaCl. Varió el pH de 12.5 a 4 adicionando a la solución hidróxido de sodio (NaOH) o ácido clorhídrico (HCl). Los resultados que obtuvo a 22 °C se presentan en la Tabla 10.

pH (horas)	12.5	Código de Gelación				
		10.6	8.0	7.0	6.0	4.0
1	A	A	A	A	A	A
2	A	A	A	A	A	A
4	B	BB	A	A	A	A
5	B	C	B	A	A	A
6	B	C	B	B	A	A
7	B	C	B	B	B	A
8	B	C	C	B	B	B
24	B	E	C	C	B	B
28	C	E	C	C	C	C
48	C	E	D	C	C	C
80	C	G	E	C	C	C
168	C	H	F	D	D	D
600	D	H	F	D	D	E
2040	D	H	G	F	F	G

Concentración de PAPH = 8400 ppm
 Relación PAPH:Cr(III) = 40:1
 Concentración de Salmuera = 5000 ppm NaCl

Tabla 10. Efecto del pH sobre el tiempo de gelado.

Para la PAPH utilizada por Sydansk, se puede observar que inicialmente, a tiempo menor de 4 horas; si el pH es alcalino, la mezcla presenta una tendencia a gelar más rápido.

Conforme aumenta el tiempo de contacto a pH muy alcalino (2.5), la solución gelante frena su evolución quedando solamente como gel moderadamente fluyente (D) a las 2,040 horas. Para este mismo tiempo y PH de 7 y 6, el gel es no fluyente altamente deformable (F), y para pH de 8 y 4, como gel no fluyente moderadamente deformable (G). El gel más fuerte, no fluyente ligeramente deformable (H) se obtiene con un pH de 10.6.

Para otra poliacrilamida denominada comercialmente, Water Cut 160, encadenada con Cr(III) Gang obtuvo los resultados que se presentan en la Figura IV.8. la concentración de polímero fue de 4,210 ppm y la de Cr(III) de 383 ppm mezclados en una solución de NaCl al 1.68%, manteniendo la temperatura constante en 25 °C.

En este caso los resultados obtenidos para un pH ácido se puede observar que conforme aumenta el pH inicial de la solución, el tiempo de gelado aumenta.

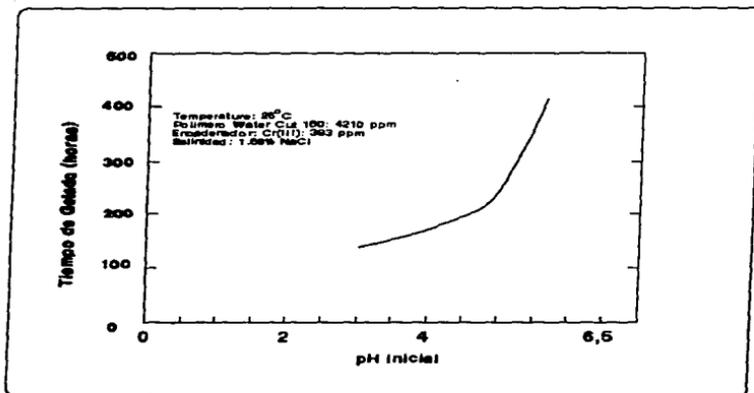


Figura IV.8 Efecto del pH inicial sobre el tiempo de gelado

En resumen, de los resultados presentados podemos inferir que es posible desarrollar una gran cantidad de formulaciones polímero-encadenador, de tal manera que se tengan tiempos de gelado que varíen de pocas horas a varios días y obtener geles que se comporten desde fluientes hasta rígidos. En general se observa que el tiempo de gelado disminuye a la fuerza del gel aumenta conforme se incrementan las concentraciones de polímero y encadenador, las cuales deben exceder un valor mínimo para que haya formación de gel.

El tiempo de gelado también disminuye y la fuerza del gel aumenta si se incrementa la temperatura. En lo que respecta a la salinidad se tiene que a tiempos de contacto cortos la fuerza del gel aumenta si la salinidad aumenta, conforme se prolonga el tiempo de contacto el tiempo de gelado y en consecuencia la fuerza del gel tienden a igualarse para cualquier concentración de salmuera. Para un pH menor de 7, si éste se incrementa, el tiempo de gelado aumenta, pero para pH mayor de 7 conforme éste se incrementa el tiempo de gelado tiende a disminuir, esto hace suponer que el tiempo de gelado se favorece con pH alcalino.

De lo anterior, podemos concluir que existe un valor de concentración polímero-encadenador, temperatura, salinidad y pH al cual es posible obtener un gel con características específicas. La formulación óptima para cada caso en particular deberá obtenerse necesariamente en el laboratorio.

Por otra parte, también es importante enfatizar que la mayor parte de la experimentación desarrollada a la fecha y disponible en la literatura abierta es a bajas temperaturas (25 °C). En el caso donde se presentan resultados a temperatura de 149 °C se utilizó una salmuera con muy baja concentración de sólidos totales disueltos, STD, 3.5%. Esto implica que para el caso de los yacimientos en México que en su mayoría son de alta temperatura (> 100 °C) y alta salinidad (> 50000 ppm de NaCl), hasta el momento de concluir esta revisión bibliográfica, no existe una metodología para el análisis de su comportamiento, ante la aplicación de procesos de Gelación In-situ.

Persistencia en la reducción de la permeabilidad.

La eficiencia de un proyecto para modificar los perfiles de flujo mediante el proceso de gelación in-situ depende en gran medida de la persistencia en la reducción de la permeabilidad.

Hasta ahora se ha considerado que un gel será satisfactorio para este tipo de tratamientos si permanece estable en pruebas de tubos durante periodos de tiempo prolongados.

En varias investigaciones se ha encontrado que los polímeros comúnmente utilizados para modificar los perfiles de flujo, después de un tiempo de estar en contacto con la salmuera sufren efectos de hinchamiento o encogimiento. Esto significa que se observan cambios en el volumen original del gel, tendiendo a hincharse o encogerse. Si este último fenómeno se presenta en el yacimiento originará la formación de canales de agua en el gel, minimizando sus propiedades como agente para reducir la permeabilidad.

Encogimiento e hinchamiento del gel

El efecto de Hinchamiento se observa cuando un gel tiene la capacidad de absorber solvente, tendiendo a incrementar su volumen cuando es puesto en contacto con exceso de solvente. En el yacimiento puede disminuir la efectividad del tratamiento debido a que pierde parte de su fuerza de cohesión y algunas veces se rompe en pequeños pedazos, originando la formación de canales de agua. También es posible que se provoque una expansión del bache de gel en áreas que no se deseaba taponar.

El encogimiento representa una disminución en el volumen del gel debido a la expulsión de una parte del solvente. En el yacimiento este fenómeno puede reducir substancialmente el volumen del bache del gel lo que implicaría la formación de canales de flujo para el agua, y en consecuencia modificaciones en la reducción de la permeabilidad.

De acuerdo con la Teoría de Flory y Hermans los efectos de sinéresis se generan porque el gel tiende a alcanzar un estado de equilibrio termodinámico. Para un gel con una densidad específica, existe sólo una composición denominada de equilibrio a la cual el gel será termodinámicamente estable o sea que:

$$Gmez + Gel = 0$$

Gmez representa el potencial de mezclado el cual favorece la dispersión de las cadenas de polímero en el solvente por lo que tiende a hincharse. Gel representa la fuerza elástica impuesta por el encadenador, el cual tiende a resistir cualquier cambio en las cadenas de la red del polímero. La mayor parte del tiempo el potencial de mezclado y el potencial elástico no son iguales por lo que, el gel tiende a cambiar su volumen para alcanzar su composición de equilibrio.

Tanto el encogimiento como el hinchamiento son propiedades termodinámicas que afectan el comportamiento del tratamiento con geles es por ello que, necesariamente deben considerarse y evaluarse para propósitos de diseño. Las variables que lo afectan son la temperatura el contenido de metales divalentes y el pH de la salmuera que estará en contacto con el gel.

En las figuras IV.9 y IV.10 se presentan los resultados obtenidos por Gales y colaboradores en pruebas de laboratorio efectuadas en tubos de vidrio, para mostrar el efecto de la relación polímero-encadenador y el pH sobre el grado de encogimiento o hinchamiento.

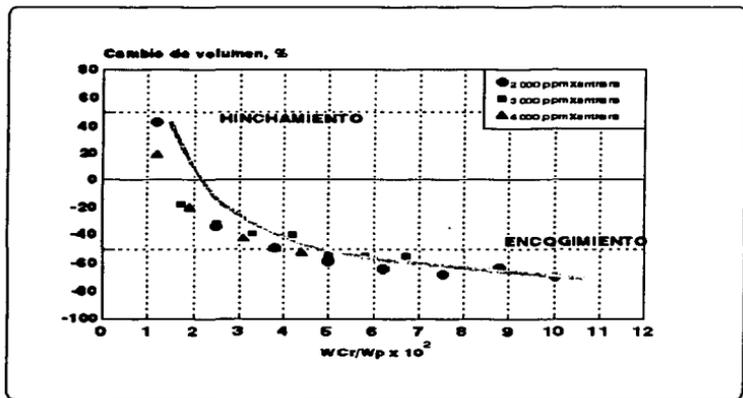


Figura IV.9 Efecto de la relación Cr(III) - polímero sobre el cambio de volumen del gel

En la Figura IV.9 se observa una variación en el cambio de volumen de + 40 % a -72 % para una relación en peso, encadenador-polímero de 0.01 a 0.1 y concentraciones de polímero de 2,000, 3,000 y 4,000 ppm. Se tiene que para relaciones encadenador-polímero menores a 0.017 el grado del cambio de volumen disminuye conforme aumenta la relación. Si la relación es mayor de 0.017 el grado de cambio de volumen tiende a aumentar conforme aumenta la relación encadenador-polímero. Esto significa que el gel tiende a encogerse conforme se incrementa la concentración de encadenador independientemente de la concentración de polímero.

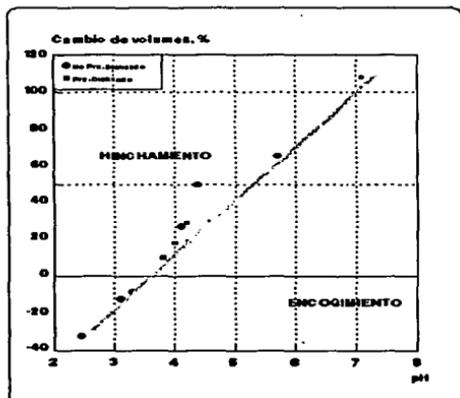


Figura IV.10 Efecto del pH sobre el cambio de volumen del gel

En lo que respecta al pH este fue analizado en un medio ácido, variándolo de 2.5 a 6. La tendencia del comportamiento en el cambio de volumen es a aumentar conforme aumenta el pH como se ilustra en la Figura IV.10.

Por otra parte como se puede observar en la Tabla 11 el gel tiende a encogerse (disminuir en volumen) conforme aumenta la temperatura.

T (°C)	% V
25	52
40	23
60	-20

Concentración de polímero = 4000 ppm
Concentración de Cr(III) 50 ppm

Tabla 11. Efecto de la temperatura sobre el grado de cambio de volumen.

Otros estudios indican que la presencia de Calcio no tiene efectos significativos sobre el cambio de volumen para geles formadas con Goma Xanthana y Cr(III). En la Tabla 12 se presentan los cambios de volumen experimentados por el gel para concentraciones de CaCl_2 de 3 a 10.

Solvente	V (%)
3% KCl	13
3% KCl, 3% CaCl ₂	12
3% KCl, 7% CaCl ₂	10
3% KCl, 10% CaCl ₂	11
Concentración de polímero = 4000 ppm	
Concentración Cr(III) = 50 ppm	

Tabla 12. Efecto de los cationes divalentes sobre el cambio de volumen del gel.

Whillhite y colaboradores utilizaron el equipo experimental mostrado en la Figura IV.11. La solución gelante se mezcla y se coloca en un cilindro de transferencia, posteriormente se desplaza a través de un empacamiento de arena, midiendo la caída de presión con un transductor. Una muestra del cilindro de transferencia y todo el efluente se recolecta en tubos y se guarda a temperatura constante para la evaluación de la sinéresis.

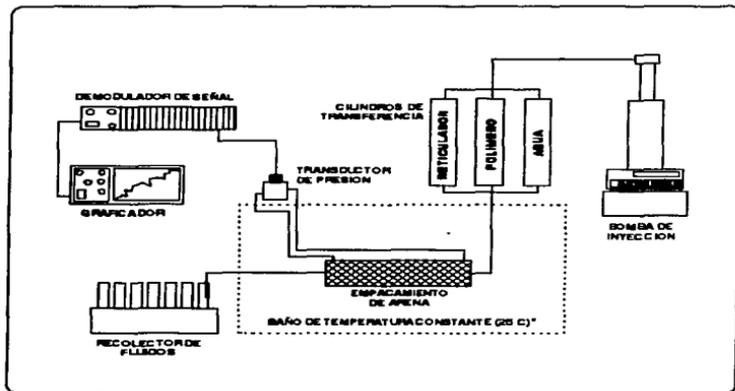


Figura IV.11 Equipo experimental típico para pruebas de Gelación In-situ en medios porosos no consolidados.

La persistencia en la reducción de la permeabilidad utilizando una mezcla de 1,000 ppm de Goma Xanthana con 20 ppm de Cr(III), después de 450 volúmenes porosos de salmuera inyectada durante 102 días se presenta en la Figura IV.12.

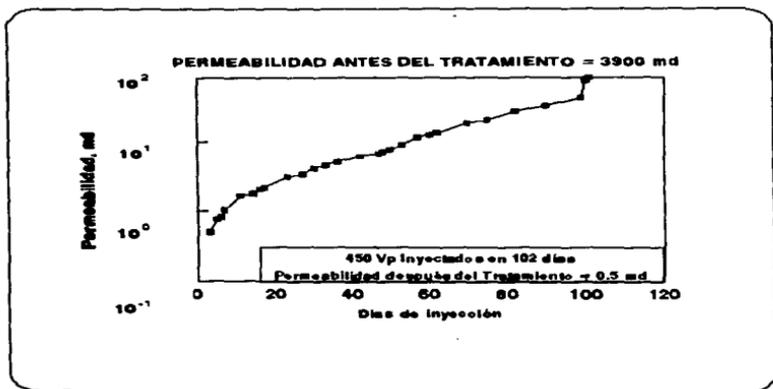


Figura IV.12 Efecto de la inyección de salmuera sobre la permeabilidad de un empacamiento tratado con 2000 ppm de Xanthena y 25 ppm de Cr (III)

Antes del proceso de gelación el medio poroso no consolidado tenía una permeabilidad absoluta de 3,900 mD. Una vez gelado la permeabilidad disminuyó en 4 órdenes de magnitud resultando de 0.5 mD. Después de los 102 días de experimentación, la permeabilidad se incrementó a 100 mD que representa el 2.5% de la permeabilidad antes del tratamiento.

Otro caso se presenta en la Figura IV.13 para una mezcla de 2,000 ppm de Goma Xanthana con 100 ppm de Cr III. La permeabilidad inicial el empacamiento fue también de 3,900 mD. Después del proceso de gelado la permeabilidad disminuyó hasta 1.5 mD. Este valor fue incrementándose uniformemente hasta un valor de 9 mD después de haber inyectado 216 volúmenes porosos en un tiempo de 109 días. El valor final de la permeabilidad representa el 0.27% de la permeabilidad antes del proceso de gelación in situ.

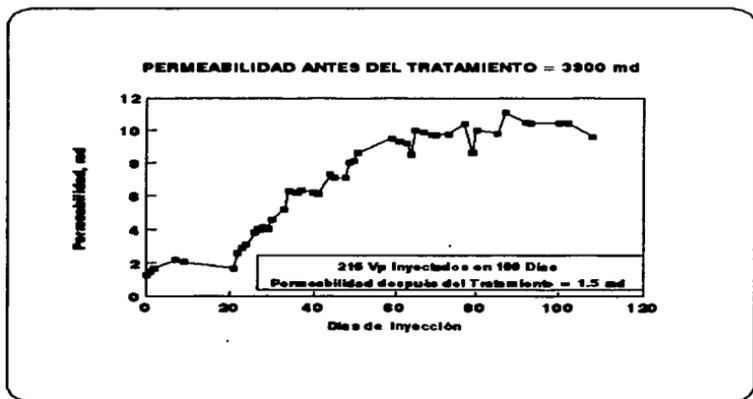


Figura IV.13 Efecto de la inyección de salmuera sobre la permeabilidad de un empacamiento tratado con 2000 ppm de Xantana y 100 ppm de Cr (III).

De los resultados anteriores Figura 9, se ha observado que en las pruebas efectuadas en tubo de vidrio para Goma Xantana-Cr(III) se presentó un efecto de mayor encogimiento conforme se incrementaba la concentración de Cr(III).

Es de esperarse que si el encogimiento es mayor se formen más canales en el gel para que fluya el agua. Sin embargo, en las pruebas efectuadas en empacamientos se tiene que a mayor concentración de Cr(III) la permeabilidad se abate menos, pero logra mantenerse en un valor menor durante varios volúmenes porosos de salmuera inyectados que a menores concentraciones. Es posible que al existir exceso de encadenador este se absorba en el medio poroso adquiriendo una fuerza de anclaje adicional. Pero por otra parte es evidente que las pruebas efectuadas en tubo de vidrio proporcionan buenos resultados para efectos de preselección pero la formulación óptima deberá basarse en experimentos desarrollados en muestras de núcleos.

Chang y colaboradores realizaron pruebas experimentales de persistencia en la reducción de la permeabilidad utilizando como polímero FLOPERM 325 a 92 °C. Como medio poroso utilizaron dos empacamientos colocados en paralelo, para simular dos zonas de una formación productora del campo Nelson Minnelusa. Los resultados obtenidos se presentan en la Figura IV.14.

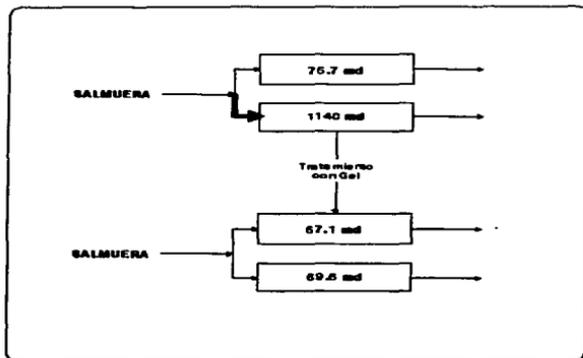


Figura IV.14 Reducción de la permeabilidad en un empaquetamiento que simula dos estratos de la formación Nelson - Minnelusa.

Inicialmente los estratos tenían una permeabilidad de 76.7 mD y 1140 mD respectivamente, originando que el agua de inyección fluyera preferencialmente por el estrato de mayor permeabilidad, dejando sin contactar el aceite contenido en el estrato de menor permeabilidad. Después del tratamiento con el gel las permeabilidades se redujeron a 67.1 mD y 69.6 mD (Figura IV.14). Estas permeabilidades son muy similares por lo que el flujo de agua tenderá a repartirse indistintamente por ambos estratos, incrementando substancialmente la eficiencia de barrido del estrato de mayor permeabilidad.

Chang y colaboradores también hicieron una comparación del mantenimiento en la reducción de la permeabilidad de un biopolímero una poliacrilamida y FLOPERM 325. La experimentación la efectuaron en arena no consolidada a temperatura de 92 °C y utilizando una salmuera con 1.08% de sólidos totales disueltos, STD.

En una gráfica de permeabilidad después del tratamiento (K_f) sobre la permeabilidad inicial (K_i) contra el tiempo en meses presentan sus resultados (Figura IV.15).

Los tres tipos de polímero parten de una relación de permeabilidades K_f/K_i de 10%. El biopolímero del 1º al 2º mes presenta un incremento lineal en la K_f por lo que a los tres meses ya representa el 65% de la K_i . Después del 3er mes el incremento se vuelve asintótico con un 75% de K_i a los 11 meses. El comportamiento de la poliacrilamida es similar presentando a los 11 meses una modificación de la K_f que representa el 68% de la K_i . En lo que respecta al floperm 325 este mantiene una relación constante de K_f/K_i de 10% durante los 11 meses de la experimentación.

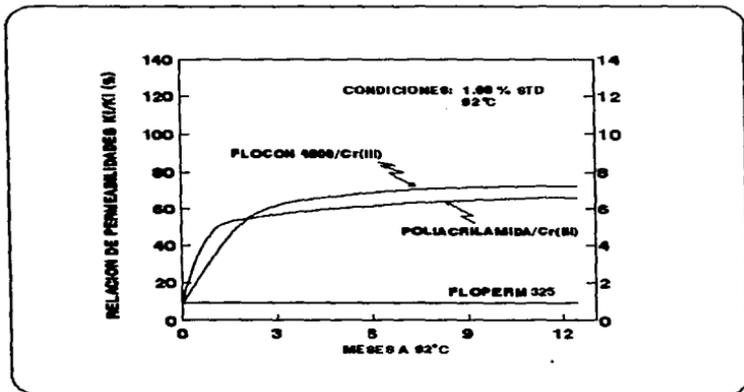


Figura IV.15 Comparación de la persistencia en la reducción de la permeabilidad en un empacamiento para los polímeros Flocon 4800, Floperm 325 y Poliacrilamida.

Del análisis de los resultados presentados por Willhite(2) y por Chang(18) sobre la persistencia en la reducción de la permeabilidad, se puede observar que es posible reducir la permeabilidad de un medio poroso hasta en cuatro órdenes de magnitud. Pero esta reducción no se mantiene constante por tiempo indefinido.

Los cambios más severos se presentan a tiempos cortos tendiendo posteriormente a estabilizarse asintóticamente.

Por otra parte también podemos observar que la mayor cantidad de experimentación se ha enfocado hacia medios porosos no consolidados.

Esto representa una mejor aproximación a lo que sucederá en el yacimiento que las pruebas efectuadas en tubos de vidrio. Sin embargo, una mejor opción será el utilizar núcleos de la formación prospecto.

Experimentación en México

En el Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), se han llevado a cabo estudios para la caracterización de diversos sistemas polímero-encadenador para evaluar la factibilidad de aplicación del proceso de gelación In-situ en yacimientos de México. También se han realizado experimentaciones sobre la modificación de perfiles de flujo por el proceso de gelación in-situ.

El autor de este estudio colaboró en el Instituto Mexicano del Petróleo, en un proyecto sobre la modificación de perfiles de flujo en un medio poroso por medio del proceso de gelación In-situ.

El trabajo en el que se colaboró fue la modificación de perfiles de flujo en un medio poroso estratificado heterogéneo; la metodología que se utilizó se describe a continuación:

Se seleccionaron núcleos de arenas con diferentes permeabilidades cada uno. Con los núcleos seleccionados se estructuró un medio poroso estratificado, conformado por tres estratos con permeabilidades diferentes, figura IV. 16.

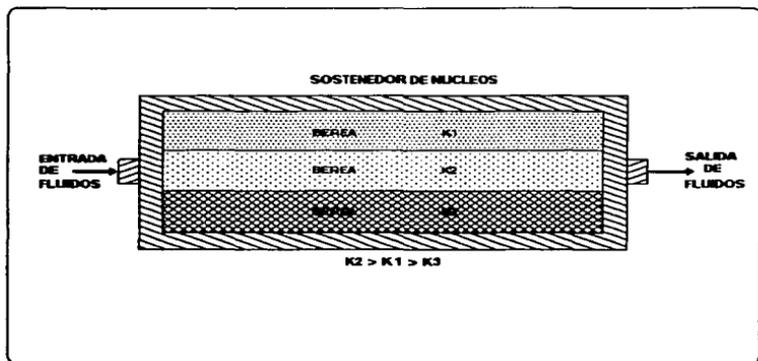


Figura IV.16 Celda experimental para proceso de gelación in-situ en una formación estratificada.

El medio poroso estratificado, representado en la figura IV.16 está constituido por tres capas de núcleo con distintas permeabilidades.

Siendo la permeabilidad del estrato medio, mayor que la del superior y mucho mayor que la del inferior. Los diferentes estratos se encuentran aislados, por lo que no existe comunicación entre ellos y se encuentran contenidos dentro de un equipo sostenedor de núcleos.

El equipo experimental que se utilizó se muestra en la figura IV.17 donde se puede observar que consta de una bomba de inyección de alta presión, transductores de presión con un demodulador de señal, cilindros de transferencia, un baño de temperatura constante, un recolector de efluentes y equipo de control como medidores de temperatura, graficadores y válvulas.

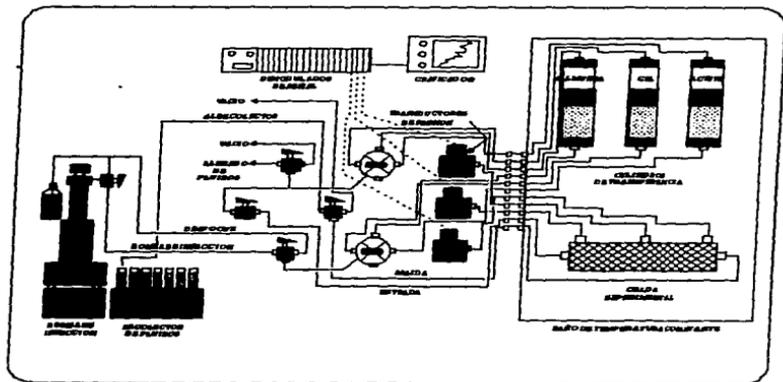


Figura IV.17 Equipo experimental para el estudio de procesos de Gelación In-situ.



El autor con el equipo experimental para el estudio de procesos de Gelación In-situ.

Durante la caracterización de las muestras los valores de permeabilidad obtenidos antes del tratamiento, para los tres estratos fueron de : $K_1= 90$ mD, $K_2= 200$ mD, $K_3= 16$ mD.

La mezcla gelante que se utilizó fue con las siguientes concentraciones:

Xantana ppm	Formol ppm	NaCl ppm	Cr(III) ppm
2 000	2 000	100 000 (10%)	30-50

Tales concentraciones se tomaron, en base a literatura y a experimentos anteriores desarrollados en el mismo Instituto Mexicano del Petróleo.

A partir de la inyección de la solución gelante se dejó envejecer el gel durante cuatro semanas. Posteriormente se evaluó la permeabilidad después del tratamiento con gel obteniéndose los siguientes valores $K_1= 21$ mD, $K_2= 28$ mD, $K_3=16$ mD. Como se puede observar la reducción de la permeabilidad en los estratos de mayor permeabilidad es considerable.

La homogenización de permeabilidades por el proceso de gelación in situ representa una alternativa muy interesante para el incremento de recuperación de hidrocarburos por inyección de agua.

CAPITULO V

PROCESO SELECTIVO DE APLICACIONES

Criterios para selección de pozos

Antes de considerar como óptimo el tratamiento por gelación in-situ de polímeros se deberán analizar los siguientes factores :

- Estudios de laboratorio, análisis PVT
- Análisis del perfil geológico tanto del yacimiento en general como de cada uno de los pozos prospectos.
- Historia de producción y/o de inyección
- Variaciones de permeabilidad del medio poroso
- Costos asociados con la producción de fluidos
- Posibilidad de utilización de algún método para control de producción de agua.

Mody sugiere que la inyección de polímeros es la única forma para poder llevar a cabo la modificación de perfiles de flujo en el yacimiento más allá de las partes cercanas a las paredes del agujero del pozo. Los pozos productores o de inyección que se seleccionen como candidatos para la modificación de los perfiles de flujo deben poseer las siguientes características principalmente:

Pozos productores

Principales características que deberán presentar los pozos productores prospectos para llevar a cabo la modificación de perfiles de flujo del medio poroso.

- Productividad inicial buena con bajo corte de agua.
- Baja eficiencia de recuperación de hidrocarburos en los pozos productores.
- Pozo con alto nivel estructural.
- Grandes costos de bombeo y manejo de agua.
- Limitaciones en la capacidad para manejo de líquidos.
- Fracturas en la zona de agua.
- Canalizaciones del pozo inyector.
- Canalización del agua de fondo o del contacto agua-aceite.
- Abandonado temporalmente debido a los elevados cortes de agua.
- Presencia de flujo anular arriba o abajo del espesor productor.

Pozos Inyectores

Principales características que deben poseer los pozos inyectores prospectos a la modificación de perfiles de Flujo.

- Presencia de zonas con pérdida de fluidos.
- Fracturas que salen de la zona de inyección.
- Disolución de la roca del yacimiento.
- Surgimiento temprano del agua en el pozo productor.
- Eficiencia de recuperación pobre.
- Gasto de inyección excesivo a relativamente baja presión.
- Adversa Relación inyección/producción .

Una vez que se ha seleccionado el pozo prospecto el siguiente paso consiste en diseñar el tratamiento, este debe apoyarse en toda la información disponible y en trabajo de laboratorio.

Método del tratamiento

El factor más importante para el tratamiento exitoso de un pozo es la correcta identificación de la fuente de agua producida. Una vez identificado el problema, el diseño se inicia con la selección de un polímero específico para el yacimiento prospecto. Con apoyo de estudios de laboratorio se evalúa su compatibilidad y estabilidad a las condiciones de la formación.

Se calcula el volumen del tratamiento considerando los parámetros del yacimiento y la penetración que se requiera. A la fecha se utilizan cálculos probabilísticos para determinar el volumen más probable del tratamiento para el pozo específico.

Aproximadamente un 10% de los pozos tratados requieren modificación al volumen inicialmente estimado. El volumen final del tratamiento siempre se determina a través del monitoreo de la respuesta del pozo durante el tratamiento.

Principales etapas del tratamiento

El pozo candidato debe ser preparado para el tratamiento y provisto de medidores de fondo y de superficie según se requiera. Posteriormente se procede a limpiar el pozo para iniciar el tratamiento.

Las etapas que se efectúan en una aplicación de campo son las siguientes:

- Selección y evaluación del sistema gelante.
- Pretratamiento.
- Tratamiento con el sistema gelante.

Selección y evaluación del sistema gelante

Para la selección y evaluación del sistema gelante se deben considerar todos los aspectos presentados y discutidos anteriormente. Deberá evaluarse la concentración del polímero y el encadenador más adecuado a las condiciones de temperatura, salinidad y pH del yacimiento en base al tiempo disponible para colocarlo en el lugar deseado. Se recomienda analizar los reactivos y el gel formado en el campo para tener un mejor control del tiempo de gelado y la compatibilidad química, y en caso de que se requieran modificaciones, realizarlas inmediatamente en el lugar.

Pretratamiento

El pretratamiento que deba realizarse al pozo dependerá en gran medida del polímero y encadenador seleccionado, aunque todos los pozos deberán ser acondicionados mediante un prelavado antes de efectuar el tratamiento. Primero se recomienda un tratamiento ácido para remover los sólidos que estén cercanos y abrir los canales del agua. Posteriormente se inyectarán dos volúmenes de salmuera equivalentes a los de la tubería de producción, para probar la inyectividad del pozo y proveer de un bache protector al gel.

Tratamiento

Una vez que el yacimiento ha sido acondicionado con el pretratamiento se inicia el tratamiento estableciendo un gasto de inyección con agua. Se mezcla el polímero y se inicia su inyección al gasto establecido, monitoreando y analizando continuamente los cambios de presión. Para asegurar que el tratamiento se coloca en la zona adecuada y los pozos no serán hidráulicamente fracturados, se utilizan las gráficas modificadas de Hall. Esta gráfica presenta el comportamiento de la caída de presión contra el volumen de gel inyectado.

Los cambios en la pendiente de la línea, indican cambios en el perfil de inyección. Una disminución en la pendiente indica aumento en la inyectividad lo cual sugiere un canal más permeable o probablemente la presencia de una fractura inducida. Un aumento en la pendiente indica una disminución en la inyectividad. Un incremento continuo representará una señal de daño por la presencia de polímeros no hidratados o por una colocación rápida del gel. Un incremento pequeño pero estabilizado representa cambios preferenciales en el fluido. Un incremento súbito es signo de una rápida gelación o al inicio de la inyección en zonas de baja permeabilidad, frecuentemente zonas de aceite, ambas son condiciones para una corrección inmediata o la terminación de la inyección.

Una vez que se ha inyectado el gel, se inyectan dos volúmenes equivalentes al de la tubería de producción de crudo ligero o diesel, para limpiar el área del pozo y restaurar el área cercana. Posteriormente se cierra el pozo por un lapso de 2 a 5 días para proporcionar el tiempo suficiente para que el gel desarrolle la fuerza requerida. Finalmente, se incrementa el gasto suavemente para evitar alcanzar la presión de rompimiento del gel y que éste se regrese en la producción. El gasto debe mantenerse a un nivel bajo durante aproximadamente dos semanas, incrementándolo lentamente hasta alcanzar el gasto deseado.

Resultado de aplicaciones en campo

A la fecha el proceso de gelación In-situ a sido aplicado en cientos de casos de campo, principalmente en Estados Unidos de América. En la mayoría de los tratamientos se ha incrementado substancialmente la producción de aceite y disminuido la de agua. Ha sido utilizado en yacimientos estratificados, naturalmente fracturados y con problemas de conificación de agua o gas. Algunos ejemplos de aplicaciones se presentan a continuación:

Caso 1.

El campo East Texas, se caracteriza porque la permeabilidad entre sus estratos varía de 300 a 3000 mD. Se decidió tratar 13 pozos inyectores con geles de Goma Xhantana-Cr(III), con el objeto de desviar el flujo del agua hacia zonas que no habían sido barridas. Las propiedades principales del yacimiento se presentan en la Tabla 13. El tratamiento se inició en marzo de 1985, se inyectó un volumen total de 50,500 barriles de solución gelante en un lapso de 2 meses.

Los registros tomados después del tratamiento muestran cambios en el perfil de flujo para 12 de los 13 pozos tratados. Antes del tratamiento el campo producía 900 BOPD con una fuerte tendencia a la baja. Una vez efectuado el tratamiento la producción se incrementó a 1180 BOPD con tendencia a seguir incrementándose, como se observa en la Figura IV.16. Sin embargo hasta el momento en que se publicó la información (6 meses transcurridos) se consideró prematuro para emitir una evaluación definitiva de los resultados. Se considera que se obtendrá una recuperación de aceite adicional por el tratamiento con geles de 319,000 barriles de aceite.

Litología	Arenisca
Profundidad	1138 mts.
Temperatura	80 °C
Espesor neto	11 mts
Permeabilidad	300 a 3000 mD
Porosidad promedio	25 %
Salinidad (STD)	30,000 ppm
Terminación	Entubado

Tabla 13. Propiedades del yacimiento

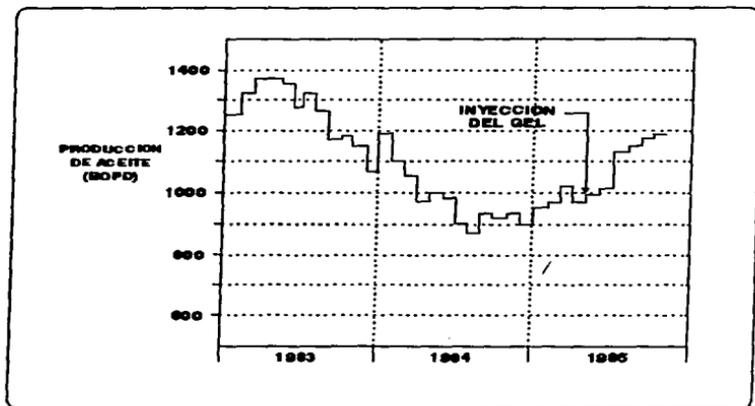


Figura IV.16 Respuesta de la producción de aceite después del tratamiento con Xanthana - Cr (III)

Caso 2.

El pozo se localiza en el oeste de Texas. La formación productora está constituida por caliza dolomitizada altamente fracturada con temperatura de fondo de 110 °C. Su producción antes de aplicar el proceso de gelación in-situ era de trazas de aceite y 1200 BWPD. El tratamiento fue monitoreado midiendo presión de fondo y temperatura para evitar fracturar el pozo o taponarlo.

La disminución de la temperatura observada alrededor del pozo (de 110 a 63 °C), por el contacto con la mezcla gelante retrasó el tiempo de gelado de 4 a 12 horas con respecto al que se había determinado para 110 °C. El volumen del tratamiento fue de 625 barriles de solución gelante, seguido de 200 barriles de crudo ligero para restablecer la producción de aceite. Después de la inyección se cerró el pozo por 2 semanas.

Al regresar el pozo a producción se obtuvieron 350 BWPD incrementándose rápidamente a 1000. La producción de aceite se mantuvo constante durante 14 meses en 25 barriles. El costo del tratamiento se recuperó en los primeros 5 meses de producción después del tratamiento.

Caso 3.

El pozo se localiza en el campo Keystone en EUA. Produce de la formación Ellenburger, por el empuje de un acuífero muy activo y por casquete de gas. El espesor del estrato varía de pocos pies a varios cientos de pies, esta compuesto por un 95% de dolomías y 5% de carbonatos.

Presenta grandes fracturas, con espacios regulares y cavernas. La producción de aceite ha disminuido debido a serios problemas de conificación del agua de fondo y de gas del casquete.

El uso de la tecnología de gelación in-situ fue considerada ideal para evitar los problemas de conificación e incrementar la producción de aceite. Antes de la aplicación del proceso, el pozo producía 2 BOD y 220 BWD presentando un elevado nivel de fluido arriba de las perforaciones. La permeabilidad y porosidad estimadas fueron de 10 y 1000 mD y de 6 y 8% respectivamente. La temperatura y presión de fondo fueron de 60 oC y 1000 psig respectivamente.

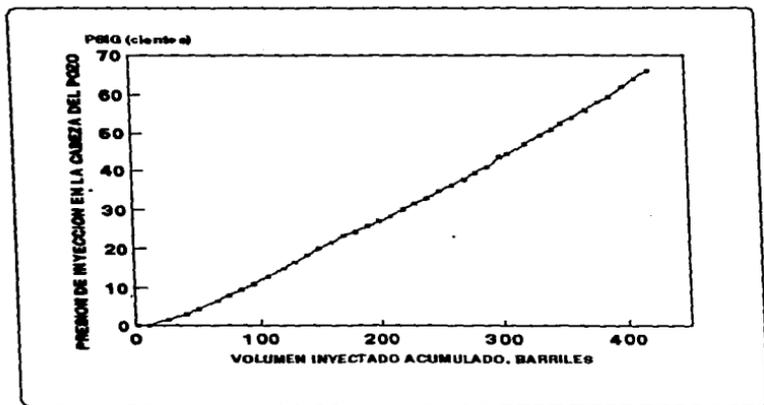


Figura IV.17 Gráfica de Producción Formación Ellenburger

El volumen del tratamiento fue estimado en 500 barriles de solución gelante. La inyección se inició a 25 galones por minuto y presión de 1050 psig. Conforme progresó el tratamiento el gasto de inyección disminuyó a 20 galones por minuto y la presión se incrementó a 1950 psig. La concentración del polímero se mantuvo constante en 6000 ppm y la de encadenador se varió de 400 a 800 ppm. el monitoreo continuo (datos de la Figura IV.17), indicó la terminación de la inyección a los 415 barriles de solución gelante. Después del tratamiento el pozo produjo 90 BOPD y se estabilizó en 70 BOPD y 105 BWPD (47% de la producción antes del tratamiento). transcurrido un año el pozo continuó produciendo 60 BOPD y 175 BWPD originando un incremento substancial en la Eficiencia de Recuperación.

Caso 4.

Se trató el pozo 35 del campo ZB con poliacrilamida encadenada con Cr(III). Este pozo fue cerrado debido a que resultaba antieconómico por la excesiva producción de agua, antes de cerrarlo producía 16 BOPD y 3100 BWPD. Se le inyectaron 500 barriles de solución gelante compuesta por 2% de APH con una relación de encadenador de 44:1. Para los últimos 300 barriles fue necesario modificar la formulación a una relación 88:1. Una vez concluida la inyección se cerró el pozo por 5 días.

Se declaró como éxito técnico, operacional y económico en base al abatimiento en la producción de agua y en consecuencia los costos de su manejo. En la figura IV.18 se presentan gráficamente las historias de producción de agua y aceite antes y después de haber aplicado el tratamiento. El 40% en la reducción del agua producida se mantuvo con el tiempo. La producción de aceite inmediatamente después del tratamiento se elevó a más de 60 BOPD con respecto a 16 que producía antes del tratamiento. Esta producción declinó con el tiempo.

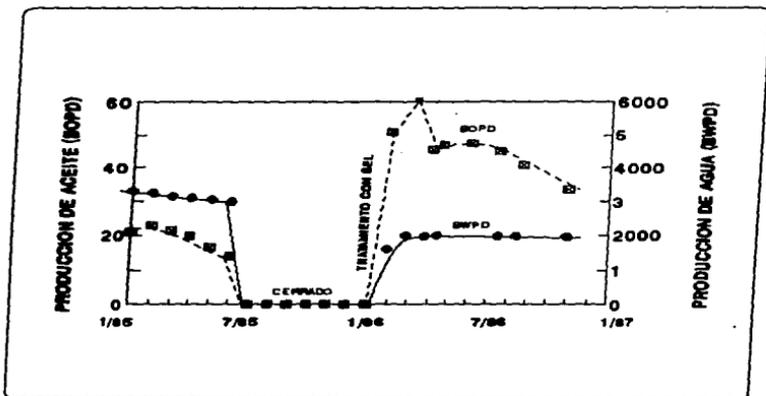


Figura IV.18 Respuesta en la producción de aceite después del tratamiento con Policrilamida - Cr(III) . Pozo 35 del Campo ZB

En base a los resultados de la Tabla 14, se puede concluir que el tratamiento con gels en Wyoming Big Horn resulta más exitoso cuando se aplica a pozos inyectoros. Se tiene una recuperación promedio de 215,000 barriles de aceite a condiciones estándar (BSTO) por pozo inyector contra 5,300 BSTO por pozo productor. Aunque el costo por tratamiento, tanto para un pozo inyector como para un productor es casi el mismo, 45,200 contra 45,100 dólares, el costo promedio por barril de aceite adicional producido resulta menor en 8 dólares para el inyector. Del 100% de aceite producido con los 29 tratamientos el 98.3% proviene de pozos inyectoros y tan solo el 1.7% de los productores.

Tratamientos Número	Total 29	Inyectores 17	Productores 12
Incremento Prod. aceite (BSTO)	3,720,000	3,650,000	63,000
Recuperación prom. por tratamiento	128,000	215,000	54300
Costo prom. por tratamiento (USD)	44,300	43,200	43,100
Costo promedio por barril adicional de aceite producido (USD)	0.3	0.21	8.21
Porcentaje de aceite recuperado(%)	100	98.3	1.7

Tabla 14. Comportamiento de 29 pozos de Wyoming Big Horn.

Litología	Carbonatados	Areniscas
Número de tratamientos	18	6
Recuperación adicional de aceite (BSTO)	2,870,000	770,000
Recuperación promedio por tratamiento (BSTO)	261,000	129,000
Costo promedio por tratamiento (USD)	46,300	43,100
Costo promedio por barril de aceite adicional (USD)	0.18	0.33

Tabla 15. Comparación de tratamientos aplicados a formaciones de areniscas y carbonatos.

En lo que respecta al efecto de la litología sobre el proceso de gelación in-situ se puede observar en la tabla 15, que éste resulta más exitoso en formaciones carbonatadas que en areniscas. La recuperación promedio por tratamiento en barriles de aceite a condiciones estándar es de 261,000 en carbonatados y de 129,000 en areniscas. El costo promedio por barril de aceite adicional en dólares resulta de 0.18 para las formaciones carbonatadas y de 0.33 para las de areniscas, lo que implica un costo adicional de 0.15.

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Espero que el presente trabajo constituya un medio de consulta rápida para los estudiantes de la carrera de Ingeniero Petrolero interesados en conocer la factibilidad de aplicación del proceso de gelación in-situ, como mecanismo de Recuperación Mejorada, de las variables que se manejan, así como el estudio de sensibilidad de los factores que determinan el proceso. Así mismo se conceptuá que contiene los fundamentos teóricos para entender el proceso de Recuperación Secundaria de Hidrocarburos.

De los resultados exitosos que se presentan en la literatura consultada se colige que la gelación in-situ es un proceso que al aplicarlo correctamente y considerando sus variables determinantes, nos puede conducir a cambiar la historia de producción de un pozo, dándonos elevados índices de recuperación de hidrocarburos del yacimiento.

Se recomienda que se profundice en el estudio de este proceso para tratar de extrapolar sus resultados a nuestros campos petroleros, contribuyendo así al engrandecimiento de esta industria mexicana.

A continuación se presentan las conclusiones generales en base a la literatura consultada:

- El Proceso de Gelación In-situ es aplicable a yacimientos naturalmente fracturados o estratificados, con problemas de producción excesiva de agua o para corregir efectos de conificación de agua o gas en pozos productores.

- Para su aplicación, en primer término se requiere una adecuada selección de los pozos en el yacimiento prospecto, en base a sus historias de producción, información geológica, petrofísica, análisis PVT y del fenómeno del flujo transitorio; además se requiere de un estudio del comportamiento de producción o de inyección que incluya los aspectos económicos.

- Una vez seleccionado cada pozo se procede, con el apoyo del laboratorio, al diseño del tratamiento en el pozo, mismo que consta de tres etapas que son: la selección del sistema gelante, el pre-tratamiento del pozo y la inyección del gel.

- El análisis de las variables que afectan el tiempo de gelado es muy importante ya que de ello dependerá que el gel adquiera su máxima eficiencia, justo en el lugar que se requiera dentro del medio poroso y con ello la elevación en la recuperación de aceite.

- En general, se observó que el tiempo de gelado, tiende a disminuir conforme aumenta la concentración de polímero, la concentración de encadenador y la temperatura, para los dos polímeros estudiados.

- Se puede concluir que todas las variables (concentraciones, temperatura y salinidad), están relacionadas entre ellas y presentan efectos significativos sobre el tiempo de gelado.

- De las aplicaciones en campo, se observaron incrementos en la producción de aceite por pozo muy superiores al 100% y disminución considerable en la producción de agua. También se observa mayor éxito en los tratamientos a pozos inyectoros que a pozos productores en los que se pretendió mejorar sus condiciones; en formaciones carbonatadas la gelación fué mas efectiva que en las de areniscas.

- Es posible que se obtenga mayor eficiencia de recuperación en pozos inyectoros, debido a que el gel penetra dentro de la formación modificando los perfiles de flujo y permitiendo que se contacten zonas de aceite que no habían sido contactadas. Por otra parte, en lo que respecta a la litología, es probable que las diferencias de recuperación de aceite se deban a que las formaciones carbonatadas tienden a presentar mayores problemas de heterogeneidad, que pueden ser corregidos por el proceso de Gelación In-situ.

Los resultados anteriores nos sirven de base para afirmar que el proceso de Gelación in-situ se muestra como una alternativa que permite el incremento de producciones de aceite muy importante.

BIBLIOGRAFIA

1. Gales J. R., T-S Young, G. P. Willhite, and D. W. Green; "Equilibrium Swelling and Syneresis Properties of Xanthan Gum-Cr(III) Gels"; *SPE 17328; Enhanced Oil Recovery Symposium*; p 83-97; April 17-20 1988; Tulsa.

2. Sydansk R. D.; "Acrylamide - Polymer/Chromium(III)-Carboxylate Gels for Near Wellbore Matrix Treatments"; *SPE 20214; 7th Symposium on Enhanced Oil Recovery*; p 397-408; April 22-25 1990; Tulsa.

3.- Sydansk R. D.; "A New Conformance-Improvement-Treatment Chromium(III)"; *SPE 17329; Enhanced Oil Recovery Symposium*; p 99-114; April 17-20 1988; Tulsa.

4. Sydansk R. D. and T. B. Smith; "Field Testing of a New Conformance-Improvement-Treatment Chromium(III) Gel Technology"; *SPE 17383; Enhanced Oil Recovery Symposium*; p 699-707; April 17-20 1988; Tulsa.

5. Mody B. G. and M. K. Dabbous; "Reservoir Sweep Improvement with Cross-Linked Polymer Treatment"; *SPE 17948; Middle East Oil Technical Conference and Exhibition*; p 1-9; March 11-14 1989, Manama, Bahrain.

6. Moradi-Araghi A., G. Bjorson and P. H. Doe; "Thermal Stable Gels for Near Wellbore Permeability Contrast Corrections"; *SPE 18500; International Symposium on Oilfield Chemistry*; p 367-378; February 8-10 1989; Houston.

7. Wagner O. R., W. P. Weisrock and C. Patel; "Field Application of Lignosulfonate Gels to Reduce Channeling, South Swan Hills Miscible Unit, Alberta, Canada"; SPE 15547; 61st Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers; p 2-4; October 4-8 1986; New Orleans.

8. Chang P. W., I. M. Goldman and K. J. Stingley; "Laboratory Studies and Field Evaluation of a New Gelant for High-Temperature Profile Modification"; SPE 14235; 60th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers; p 1-6; September 22-25 1985; Las Vegas.

9. Sydansk R.D.; "A Newly Developed Chromium(III) Gel Technology"; SPE 19308.

10. Chy Gang Huang, D. W. Green and G. P. Willhite; "An Experimental Study of the In-Situ Gelation of Chromium(+3)-Polyacrylamide Polymer in Porous Media"; SPE 12638; 4th Symposium on Enhanced Oil Recovery; p 103-109; April 15-18 1984; Tulsa.

11. FLOPERM 500, Advanced, Oil-Permeable Gel Treatment Immobilizes water, Boosts Oil Production Dramatically; Oil Field Division. 1991.

12. Enhancement Services, "A Technical Paper of 29 Gelled-Polymer Treatments in Wyoming, USA". Enhancement Services, Inc.

13. Flory, P.J.; "Principles of Polymer Chemistry"; Cornell University Press, Ithaca, New York; 1953; Chap. IX, XI and XIII.

14. Hermans, J.J.; "Statical Thermodynamics of Slown Polymer Networks"; *J. Poly. Sci.*; 1962; 191.

15. Loreto Mendoza Eduardo G., *Apuntes de la Materia Recuperación Secundaria de Hidrocarburos. Facultad de Ingeniería, UNAM; 1991.*

16. Arriola Torres A., Arteaga Cardona M., *Apuntes de la Materia de Recuperación Mejorada de Petróleo, División de estudios de postgrado, Facultad de Ingeniería, UNAM; 1992.*

17. *Proyecto Experimental Modificación de Perfiles de Flujo en un medio poroso estratificado. IMP. 1990.*