

**ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE YACIMIENTOS SOMETIDOS A
INYECCIÓN DE QUÍMICOS (SURFACTANTES, POLÍMEROS Y
MISCELARES) MEDIANTE ANALOGÍAS.**

ANA MARÍA JIMÉNEZ MOLANO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2009

**ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE YACIMIENTOS SOMETIDOS A
INYECCIÓN DE QUÍMICOS (SURFACTANTES, POLÍMEROS Y
MISCELARES) MEDIANTE ANALOGÍAS.**

ANA MARÍA JIMÉNEZ MOLANO

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERA DE PETROLEOS**

**M. Sc. SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO
DIRECTOR**

**Ing. CLAUDIA LORENA DELGADILLO AYA
Ing. GUSTAVO ADOLFO MAYA TORO
CO – DIRECTORES**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2009

AGRADECIMIENTOS

Al ingeniero Samuel Fernando Muñoz Navarro por su orientación y apoyo durante el desarrollo de este proyecto. Por ser un excelente maestro y por recordarnos una y otra vez que las cosas siempre se pueden hacer mejor si colocamos un granito de arena para conseguirlo.

Al ingeniero Nelson León, porque además de ser un buen amigo, siempre estuvo animándome a continuar cuando sentía desfallecer. Por sus valiosos consejos, y su excelente y paciente labor en el diseño y programación de la herramienta software.

A la ingeniera Claudia Delgadillo por sus valiosos consejos que al final dieron fruto y ocasionaron una sensación de alivio y alegría.

A los Ingenieros del Grupo de Recobro Mejorado y del Instituto Colombiano del Petróleo que colaboraron en la realización de este proyecto.

Al ingeniero Juan Felipe García Santamaría por su apoyo incondicional en los momentos más difíciles, por su colaboración y por su valiosa amistad.

A todos los integrantes del Grupo de Investigación Recobro Mejorado por los momentos agradables y por los conocimientos brindados durante mi permanencia en el grupo.

A Dios, porque nunca se cansa de mí, me busca, me comprende y guía mis pasos. Porque me da valor y fortaleza para seguir adelante, y porque pone en mi camino personas que reflejan su presencia y me orientan a encontrar la solución a todo obstáculo que he considerado imposible.

A mi hermosa mamá, porque ha infundido en mí esa valentía necesaria para salir adelante, por su esfuerzo constante y su inmenso amor de madre. Este logro es por ella y para ella.

A mi papá, porque me ha ayudado a ver fácil lo difícil, me ha impulsado a arriesgarme en lo que he creído imposible, y por sentirse orgulloso de mí.

A mi tía Martha, porque gracias a ella parte de este logro es posible. Por tener un corazón tan grande y porque siempre ha creído en mi.

A mis hermanos Juancho, Oscar, cacayo y la negris, porque siempre han estado conmigo regalándome una sonrisa, apoyándome y brindándome su compañía en los momentos difíciles.

A mi abuelita, a mi tía Alicia, a mi tío José, a mi prima Gina, a mi prima Yenny, a Mercy y a Guido, porque están presentes en mi vida, en mi corazón y siento una inmensa gratitud hacia ellos.

A mis amigos del alma, los mejores, Bi, El flaco, Karen, Irene, Yuli, Carol, El mono, Du y Risas, porque son personas inolvidables que permanecerán en mi corazón para siempre.

Ana María Jiménez Molano.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	1
1. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	3
1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.....	3
1.2. POLÍMEROS EMPLEADOS PARA INYECCIÓN.....	5
1.2.1. Poliacrilamidas.....	5
1.2.2. Biopolímeros.....	7
1.3. FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	7
1.4. SCREENING DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	10
1.5. PROBLEMAS COMUNES EN LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS.....	11
1.6. EXPERIENCIAS DE CAMPO EN LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS....	16
1.6.1. Campo Daqing (China).....	17
1.6.2. Campo El Tordillo (Argentina).....	19
1.6.3. Campo Healdton (Estados unidos).....	24
2. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE MISCELARES.....	27
2.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.....	27
2.2. MISCELARES EMPLEADOS PARA INYECCIÓN.....	28
2.3. FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN DE MISCELARES.....	30
2.4. SCREENING DE LA INYECCIÓN DE MISCELARES.....	34
2.5. PROBLEMAS COMUNES EN LA INYECCIÓN DE MISCELARES.....	35
2.6. EXPERIENCIAS DE CAMPO EN LA INYECCIÓN DE MISCELARES ..	38
2.6.1. Campo Bradford, proyecto 7 (Estados Unidos).....	38
2.6.2. Campo El Dorado, proyecto Hegberg (Estados unidos).....	42
2.6.3. Campo Glenn Pool, proyecto Berryhill (Estados unidos).....	45
3. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE SURFACTANTES.....	49
3.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.....	49
3.2. SURFACTANTES EMPLEADOS PARA INYECCIÓN.....	50

3.2.1. Surfactantes aniónicos.....	51
3.2.2. Surfactantes no iónicos.....	52
3.3. FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN DE SURFACTANTES ...	52
3.4. SCREENING DE LA INYECCIÓN DE SURFACTANTES.....	56
3.5. PROBLEMAS COMUNES EN LA INYECCIÓN DE SURFACTANTES.	57
3.6. EXPERIENCIAS DE CAMPO EN LA INYECCIÓN DE SURFACTANTES	59
3.6.1. Campo North Burbank, Tract 97 (Estados Unidos).....	59
3.6.2. Campo Bothamsall (Inglaterra)	62
3.6.3. Campo Borregos (Estados Unidos)	65
4. ANALOGÍAS EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE SURFACTANTES, POLÍMEROS Y MISCELARES	68
4.1. PARÁMETROS ANALÓGICOS PARA PROCESOS DE INYECCIÓN DE SURFACTANTES, POLÍMEROS Y MISCELARES.	69
4.1.1. Parámetros analógicos en procesos de inyección de polímeros	69
4.1.2. Parámetros analógicos en procesos de inyección de miscelares	70
4.1.3. Parámetros analógicos en procesos de inyección de surfactantes.....	72
4.2. MODELO ESTADÍSTICO PARA LA REALIZACIÓN DE ANALOGÍAS ..	73
4.3. EJEMPLO DE APLICACIÓN DEL MODELO	75
4.4. BASE DE DATOS	79
5. CONCLUSIONES	84
6. RECOMENDACIONES.....	86
7. BIBLIOGRAFÍA	88
APÉNDICE A: MANUAL DE USUARIO EORS 2.0.....	93

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema del proceso de inyección de polímeros.....	4
Figura 2. Esquema de inyección continua de polímero	5
Figura 3. Mapa de ubicación del campo Daqing.....	18
Figura 4. Mapa de ubicación del campo El Tordillo.	21
Figura 5. Bloques productores del campo El Tordillo.....	21
Figura 6. Formaciones ubicadas en la cuenca del golfo de San Jorge.....	22
Figura 7. Respuesta de producción con tratamiento de polímeros en el campo El Tordillo	23
Figura 8. Mapa de ubicación del campo Healdton	25
Figura 9. Esquema del proceso de inyección de miscelares	28
Figura 10. Secuencia en el proceso de inyección de miscelares.....	30
Figura 11. Mapa de ubicación del campo Bradford.....	39
Figura 12. Historia de inyección del campo Bradford, proyecto 7.....	41
Figura 13. Historia del rendimiento del campo Bradford, proyecto 7.	41
Figura 14. Mapa de ubicación del campo El Dorado.	43
Figura 15. Historia de inyección y producción del campo El Dorado, proyecto Hegberg.	44
Figura 16. Mapa de ubicación del campo Glenn Pool.....	46
Figura 17. Historia de inyección y producción del campo Glenn Pool, proyecto Berryhill.....	47
Figura 18. Esquema del proceso de inyección de surfactantes	50
Figura 19. Mapa de ubicación del campo North Burbank	60
Figura 20. Historia de inyección y producción del campo North Burbank, Tract 97.....	62
Figura 21. Mapa de ubicación del campo Bothamsall.....	63

Figura 22. Historia de producción del piloto de surfactantes en el campo Bothamsall	64
Figura 23. Mapa de ubicación del campo Borregos.....	66
Figura 24. Historia de producción del piloto de surfactantes en el campo Borregos	67

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Screening para el proceso de inyección de polímeros.....	10
Tabla 2. Características del piloto de producción en el campo Daqing.....	18
Tabla 3. Características del campo El Tordillo.....	23
Tabla 4. Características del campo Healdton	25
Tabla 5. Screening para el proceso de inyección de miscelares	34
Tabla 6. Características del campo Bradford, proyecto 7.	40
Tabla 7. Características del campo El Dorado, proyecto Hegberg.	44
Tabla 8. Características del campo Glenn Pool, proyecto Berryhill.	46
Tabla 9. Screening para el proceso de inyección de surfactantes	56
Tabla 10. Características del campo North Burbank, Tract 97.....	61
Tabla 11. Características del piloto de producción del campo Bothamsall ...	64
Tabla 12. Características del piloto de producción del campo Borregos	66
Tabla 13. Variables analógicas en procesos de inyección de polímeros.....	70
Tabla 14. Variables analógicas en procesos de inyección de miscelares.....	71
Tabla 15. Variables analógicas en procesos de inyección de surfactantes ..	72
Tabla 16. Valores de F_i cuando se trabajan rangos de valores para las propiedades.	75
Tabla 17. Tabla de datos de campos de la base de datos.....	76
Tabla 18. Datos del campo de estudio.....	76
Tabla 19. Factor de similitud entre la porosidad del campo de la base de datos y el campo de estudio.	77
Tabla 20. Factor de similitud entre la permeabilidad del campo de la base de datos y el campo de estudio.	77
Tabla 21. Factor de similitud entre la temperatura del yacimiento del campo de la base de datos y el campo de estudio.	77

Tabla 22. Factor de similitud entre la gravedad del crudo del campo de la base de datos y el campo de estudio.....	78
Tabla 23. Factor de similitud entre la viscosidad del crudo del campo de la base de datos y el campo de estudio.....	78
Tabla 24. Factor de similitud entre el tipo de formación del campo de la base de datos y el campo de estudio.....	78
Tabla 25. Resultados de la aplicación del modelo estadístico.....	79
Tabla 26. Parámetros involucrados en la categoría parámetros del medio poroso para el proceso de inyección de miscelares.	81
Tabla 27. Parámetros involucrados en la categoría información general del campo para el proceso de inyección de miscelares.....	81
Tabla 28. Parámetros involucrados en la categoría información geológica del campo para el proceso de inyección de miscelares.....	82
Tabla 29. Parámetros involucrados en la categoría información de fluidos in-situ para el proceso de inyección de miscelares.....	82
Tabla 30. Parámetros involucrados en la categoría datos de producción del campo para el proceso de inyección de miscelares.....	82
Tabla 31. Parámetros involucrados en la categoría características del pre-tratamiento para el proceso de inyección de miscelares.	83
Tabla 32. Parámetros involucrados en la categoría características del pre-flujo para el proceso de inyección de miscelares.....	83
Tabla 33. Parámetros involucrados en la categoría características del miscelar para el proceso de inyección de miscelares.	83
Tabla 34. Parámetros involucrados en la categoría características del polímero para el proceso de inyección de miscelares.	83

RESUMEN

TITULO: ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE YACIMIENTOS SOMETIDOS A INYECCIÓN DE QUÍMICOS (SURFACTANTES, POLÍMEROS Y MISCELARES) MEDIANTE ANALOGÍAS.

AUTOR: ANA MARÍA JIMÉNEZ MOLANO**.

PALABRAS CLAVES: Inyección de surfactantes, polímeros y miscelares, recobro mejorado, analogía, base de datos, screening, modelo estadístico.

DESCRIPCIÓN:

La inyección de surfactantes, polímeros y miscelares son métodos de recobro mejorado que nacieron para dar solución a los problemas presentados en la inyección de agua, se han probado en campo y han sido difundidos desde finales de 1920. Estos procesos consisten en inyectar al yacimiento fluidos diferentes a los originalmente contenidos en él, con el objetivo de modificar las propiedades de la roca y los fluidos y así, disminuir la saturación de aceite remanente. Debido a la necesidad de aumentar las reservas de hidrocarburos a nivel mundial y por ende en nuestro país, la aplicación de estos procesos se hace atractiva en campos que están siendo sometidos a procesos de inyección de agua con resultados desfavorables. Y surge entonces, la necesidad de contar con una herramienta que permita el estudio, por medio de analogías, de la posible aplicabilidad de estos procesos de recobro mejorado, la cual no existe.

Por tal motivo, se desarrolló de una base de datos especializada en Microsoft Access, que recopila, clasifica e integra datos de campos que a nivel mundial han implementado procesos de inyección de surfactantes, polímeros y miscelares, partiendo de la literatura disponible. La herramienta permite realizar analogías entre los campos almacenados y campos nuevos a estudiar, comparando los principales parámetros de "screening", para encontrar semejanzas e identificar campos análogos, los cuales permitan establecer los resultados de una posible implementación. Entonces, para la realización de estas analogías se desarrolló un modelo estadístico que facilita las comparaciones y ayuda a identificar los campos semejantes; los resultados obtenidos sirven de soporte para tomar decisiones preliminares sobre la implementación de estos procesos, reducir la incertidumbre de aplicabilidad, y disminuir o evitar problemas operacionales una vez aplicada la técnica.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Ingeniería de Petróleos.
Director: M. Sc., M. E. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS AND INTERPRETATION OF SUBJECTED RESERVOIRS TO MICELLAR, POLYMER AND SURFACTANT INJECTION BY USING ANALOGIES*.

AUTHOR: ANA MARÍA JIMÉNEZ MOLANO**.

KEYWORDS: micellar, polymer and surfactant injection, oil recovery, analogy, data base, screening, statistic model.

DESCRIPTION:

The Injection of surfactants, polymers and micellar are enhanced recovery methods which were born to solve problems related to water flooding operations. These methods have been tested on fields and have been broadcasted since late 1920's. These methods consist on injecting different fluids through the reservoir in order to modify rock and fluid properties and reduce the remaining oil saturation. Due to the worldwide need of increasing hydrocarbon reserves the application of these processes is attractive on fields where water flooding is performed with unfavorable results. A tool that allows the study of enhanced oil recovery applications does not exist yet and is therefore needed.

In this project a specialized data base on Microsoft Access was developed. This tool collects, classifies and integrates field data that has been applied worldwide using micellar, polymer and surfactant processes gathered from the literature. The tool allows engineers to make analogies between existing fields and new fields to study and compare the principal parameters of screening which will allow the identification of similarities. Based on that, similar field can be identify and the implementation and results of these enhanced recovery methods can be evaluated. In order to perform these analogies a statistic model was developed. This model facilitates the comparisons between fields and helps to identifying similar fields. The obtained results with tool may be used to make preliminary decisions for implementing enhanced recovery methods. Also it will help to reduce uncertainty and decrease or avoid operational problems once the technique has been applied.

* Graduate Project.

** Physico-Chemical Engineering Faculty, School of Petroleum Engineering.
Tutor: M. Sc., M. E. Samuel Fernando Muñoz Navarro.

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, el mundo enfrenta grandes desafíos energéticos. Esto se debe a la alta demanda de hidrocarburos, que hace necesario incrementar las reservas existentes, para evitar que el consumo mundial lleve al agotamiento de éstas. Por lo tanto, la industria del petróleo requiere la implementación de técnicas de recobro tanto en campos maduros, poco desarrollados o con difíciles condiciones desde el punto de vista de la producción. Todo con la finalidad de incrementar el factor de recobro y las reservas recuperables de crudo.

La inyección de agua es uno de los procesos de recuperación de hidrocarburos más conocidos e implementados a nivel mundial. Sin embargo, la aplicación de esta técnica no es totalmente eficiente en el barrido, ya que deja una alta saturación de aceite remanente, debido a problemas de inyectividad, digitación viscosa, canalización y dificultades de desplazamiento generadas por fuerzas capilares. Por tal motivo, se hace necesaria la aplicación de un proceso de recobro terciario, capaz de disminuir la saturación de aceite remanente y aumentar así el factor de recobro.

En este sentido, se han desarrollado procesos químicos para la recuperación adicional de petróleo, los cuales a través de la inyección de fluidos diferentes a los presentes en el yacimiento, mejoran el desplazamiento del crudo, modificando propiedades de los fluidos y/o la roca. La inyección de surfactantes, polímeros y miscelares hacen parte de este grupo, y serán el enfoque durante en desarrollo de este proyecto.

Para el estudio de pre-factibilidad técnica de un proceso de recobro mejorado, se hace necesario contar con herramientas que permitan el análisis de la posible aplicabilidad del proceso. Con esto, se busca realizar un pronóstico de los posibles resultados, de manera ágil y sencilla. Entonces, se convierten en el primer paso de

la evaluación técnica de implementación de un proceso de recobro, buscando con esto, evitar costosas implementaciones fallidas.

Con el fin de orientar el análisis técnico de la implementación de un proceso de inyección de surfactantes, polímeros o miscelares; el desarrollo de este proyecto se centró en la realización de una base de datos que almacena información de historias de campos sometidos a estos procesos. Con ello, se busca realizar analogías entre los campos almacenados y el campo a estudiar, relacionando sus características generales y/o particulares, identificando sus semejanzas y seleccionando campos análogos, los cuales permitan establecer los posibles resultados de su implementación.

Para la realización de las analogías fue necesario el desarrollo de un modelo estadístico. Éste, parte de los conceptos de la estadística inferencial, realiza comparaciones entre la información almacenada y los datos de estudio, y posteriormente, establece el grado de similitud entre la información. Con esto, el usuario encontrará los campos similares y establecerá el posible comportamiento de su campo, dependiendo de los resultados de los campos análogos.

Finalmente, los resultados obtenidos por medio de la realización de analogías sirven de soporte para la toma de decisiones preliminares, acerca de la implementación de procesos de recobro. En este sentido, la base de datos realizada, es importante para la posible aplicación de procesos de inyección de polímeros, surfactantes y miscelares; convirtiéndose entonces, en una valiosa herramienta para industria del petróleo.

1. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

El proceso de inyección de polímeros se fundamenta en el aprovechamiento de la viscosidad de soluciones acuosas de polímeros para controlar la movilidad de los fluidos en la formación geológica. Su uso más común es realizando modificaciones a procesos de inyección de agua que se estén llevando a cabo, aumentando la viscosidad del agua por medio del uso de soluciones poliméricas. Estas soluciones están formadas por una mezcla de agua y moléculas químicas llamadas polímeros, las cuales se crean por la repetición de unidades químicas simples llamadas monómeros que forman un material resistente y de alto peso molecular apropiado para el control de la producción de agua, y para procesos de recobro mejorado.

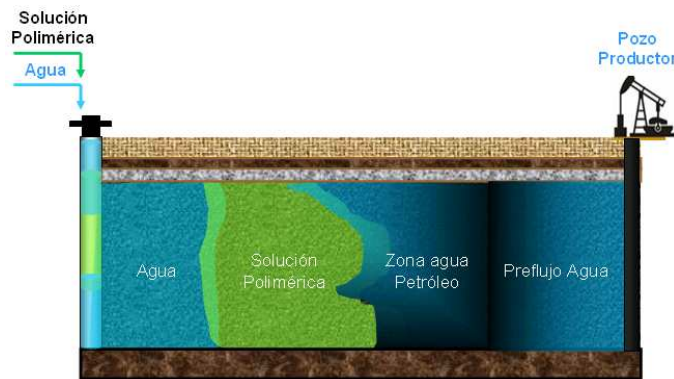
Según Paris de Ferrer², este proceso consiste en añadir al agua de inyección un tapón de polímero de 200 a 1000 ppm, de un alto peso molecular que oscile entre 2–4 MMlb/lbmol, antes de que ésta sea inyectada en el yacimiento; lo cual da origen a una solución muy viscosa a pesar de estar altamente diluida. Este aumento en la viscosidad produce una reducción de la permeabilidad efectiva al agua, la cual crea un frente de fluido desplazante más estable permitiendo un barrido más completo del yacimiento y un mayor desplazamiento de aceite, producto de la mejora de la relación de movilidad agua-petróleo, en comparación con una inyección de agua convencional.

Dado a que muchas veces el agua de formación afecta a los polímeros adversamente, la solución polimérica es frecuentemente precedida por una

² PARIS DE FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela. 1984; p.313.

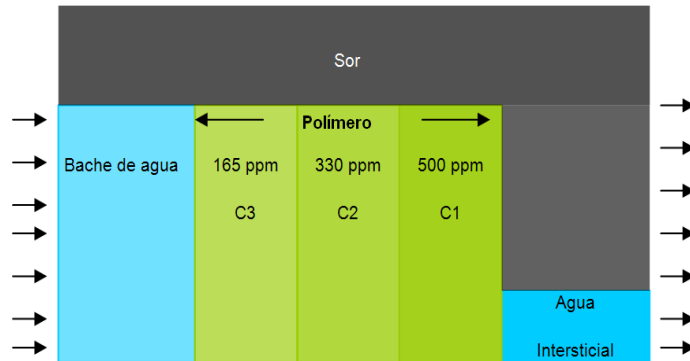
solución de baja salinidad denominada preflujo con el fin de preparar la zona, ajustando la salinidad y el pH de la formación, previniendo alteraciones en el polímero. Usualmente es inyectada en forma de baches, seguido por agua de baja salinidad, con el fin de reducir la mezcla de la solución polimérica con agua de alta salinidad. Para disminuir el contraste de movilidad entre la solución polimérica y el agua detrás de ésta, la concentración del polímero es gradualmente reducida hasta el último bache. El diagrama del proceso se puede observar en la figura 1.

Figura 1. Esquema del proceso de inyección de polímeros



El proceso de inyección de la solución polimérica debe estar diseñado de tal forma que se reduzca gradualmente su concentración, ya que a su vez ocurre una disminución de su viscosidad, y así el agua que se inyecte posteriormente no se digitará debido a diferencias de viscosidad con el bache de polímero, es decir, que se requiere que en la interfase la diferencia de viscosidades no sea tan grande, adicionalmente se consigue una reducción de costos por disminución de químico requerido, en la figura 2 se esquematiza lo mencionado anteriormente para un caso particular; donde se puede apreciar que la concentración del polímero es reducida a medida que aumenta el volumen de solución polimérica inyectada, con el fin de disminuir la diferencia de movilidad entre la solución polimérica y el agua fresca inyectada mas tarde.

Figura 2. Esquema de inyección continua de polímero



Fuente. WILLHITE, Paul & GREEN Don W. Enhanced Oil Recovery. USA: SPE Textbook Series, 2003, p. 101

1.2. POLÍMEROS EMPLEADOS PARA INYECCIÓN

Los polímeros se encuentran clasificados de acuerdo a su origen, ya sea natural o sintético. En la industria han sido aplicados los dos tipos, sin embargo, los sintéticos han mostrado resultados mas favorables y por lo tanto han tenido mayor aplicación a nivel mundial. A continuación se da una breve descripción de los polímeros de uso mas frecuente.

1.2.1. Poliacrilamidas

Son polímeros sintéticos que poseen una unidad monomérica llamada acrilamida, su rendimiento depende del peso molecular y del grado de hidrólisis. Cuando es utilizado para inyección en yacimientos que están produciendo por inyección de agua se somete a hidrólisis parcial, donde parte de la acrilamida se convierte en ácido acrílico, por tal motivo son llamadas poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (PHPA); ésta hidrólisis

tiende a aumentar la viscosidad del agua dulce, pero reduce la viscosidad de las aguas duras.

Grados típicos de hidrólisis son de 30-35% de los monómeros de acrilamidas, este grado de hidrólisis ha sido seleccionado para optimizar ciertas propiedades como son: solubilidad en agua, viscosidad, y la retención. Si la hidrólisis es demasiado pequeña el polímero no es soluble en agua y si es demasiado grande el polímero será demasiado sensible a la salinidad y dureza, perdiendo así sus propiedades originales.

Según Paris de Ferrer³, las poliacrilamidas son las más conocidas debido a que además de aumentar la viscosidad, alteran la permeabilidad de la roca del yacimiento en las zonas invadidas, y reduce la movilidad efectiva del agua inyectada. El resultado final será una reducción en la razón de movilidad y en consecuencia el mejoramiento de la eficiencia de barrido, todo lo cual conduce a un incremento en la recuperación de aceite. Sin embargo, si el peso molecular de la poliacrilamida es demasiado alto el polímero puede taponar los espacios porosos de la formación.

Las poliacrilamidas PHPA presentan gran sensibilidad a la salinidad y a la dureza del agua, también poseen tendencia a la degradación por cizallamiento causado por altas tasas de inyección; estas debilidades se convierten en un obstáculo para su uso en muchos yacimientos. Por otro lado, el PHPA es económico y relativamente resistente a los ataques bacterianos, a la degradación térmica, a exposiciones por largo tiempo en el yacimiento y es estable a pH básicos en comparación con los polímeros naturales, cualidades que son necesarias en el químico al momento de ser aplicado.

³ Ibid.,p.314

1.2.2. Biopolímeros

Son polímeros naturales que se originan a partir de sistemas biológicos, el más común de este tipo es llamado polisacárido; el cual se forma a partir de la polimerización de moléculas de sacárido por fermentación bacteriana. El tipo mas común de polisacárido tiene aplicación en la industria del petróleo y se denomina Gomas Xánticas (Xantan Gums), las cuales usualmente tienen menos peso molecular que las poliacrilamidas y poseen excelentes habilidades viscosificantes en aguas altamente salinas, debido a la rigidez de las moléculas, sin embargo tienen menos habilidades viscosificantes que las poliacrilamidas en agua fresca.

Los biopolímeros se caracterizan por tener buena capacidad viscosificante en aguas de alta salinidad, y resistencia a la degradación por fuertes esfuerzos mecánicos lo cual los hace más fáciles de manejar en las bombas de inyección en el campo, algunos de ellos muestran poco retraso sobre la superficie de la roca, por lo tanto se propagan más fácilmente dentro de la formación que las poliacrilamidas, esto puede reducir la cantidad de polímero requerido para inyección, sin embargo debido a su composición son propensos al ataque bacterial en regiones del yacimiento de baja temperatura. Por tales motivos la estabilidad del polímero está sujeta a la degradación mecánica, a la salinidad y a la temperatura, convirtiéndose en parámetros clave en el proceso de diseño.

1.3. FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

Los polímeros a pesar de poseer fuertes estructuras y ser resistentes a algunos elementos, tienden a ser vulnerables a ciertos factores inherentes al medio donde son expuestos, causando la degradación de sus moléculas ya

sea de forma química, mecánica ó térmica, provocando la pérdida de sus propiedades originales y disminuyendo los beneficios para los cuales fueron inyectados. A continuación se hablará con detalle de cada uno de éstos factores.

• **Salinidad ó contenido de iones divalentes.** Los yacimientos a menudo poseen agua de formación salubre que contiene altas concentraciones de cationes divalentes, en particular de Ca^+ y Mg^+ , que hacen que la viscosidad de la solución polimérica se vea afectada. Debido a que la salinidad causa degradación química en el polímero, la concentración de sales en la formación preferiblemente debe ser pequeña para evitar el fenómeno de floculación del polímero y las interacciones entre los minerales y el químico inyectado.

Willhitte & Green dicen que la presencia de iones divalentes causa problemas de estabilidad a poliacrilamidas en elevadas temperaturas y como el grado de hidrólisis aumenta como resultado de la reacción de la poliacrilamida con el agua, la solubilidad del polímero disminuye en presencia de calcio y magnesio. En comparación con las soluciones de poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas, las viscosidades de las soluciones de Xantan son mucho menos afectadas por los cambios en la salinidad o el contenido de iones divalentes⁴.

Con el fin de reducir este efecto se realiza la inyección un preflujo de agua anterior al polímero para preparar la formación, limpiando cierta cantidad de sales y de esta forma reducir la exposición de los fluidos de inyección a este problema.

⁴ WILLHITE, Paul & GREEN Don W. Enhanced Oil Recovery. USA: SPE Textbook Series, 2003, p. 103,107.

• **Temperatura.** Los polímeros exhiben alteración en su composición debido a la degradación causada por altas temperaturas. Hay dos factores que deben ser considerados (a) la temperatura a la que se somete el polímero, y (b) el periodo de tiempo que se mantenga esta condición. En general, las soluciones poliméricas pierden viscosidad con el aumento de la temperatura; por otro lado, cuando las soluciones poliméricas pasan periodos de tiempo prolongados a elevadas temperaturas, ocurre degradación de las cadenas poliméricas, lo cual también afecta la viscosidad de la solución.

Su estabilidad térmica es la segunda consideración más importante durante el diseño de proyectos de este tipo, para el caso particular de la poliacrilamida se ha comprobado en pruebas de laboratorio que según su estructura es estable en ausencia de oxígeno y de iones divalentes a temperaturas hasta 194 F.

En general, la estabilidad de los polímeros a largo plazo dentro de yacimientos que poseen temperaturas por encima de 160 F, es necesario que sea estudiada para tiempos y ambientes representativos de los campos en estudio.

• **Presencia de acuífero activo y capa de gas.** Para el caso de yacimientos que poseen acuíferos muy activos, no se recomienda realizar inyección de químicos, debido a que el potencial del pozo es suficiente con esta energía natural, lo cual no justifica que se realice una inversión en implementación de estos procesos.

En yacimientos en presencia de capa de gas, la aplicación de una inyección de químicos traería consigo que el aceite movilizado pueda restaurar la capa de gas, presentándose un efecto de llenado, lo cual no sería favorable y no se justificarían los costos de inversión.

- **Etapas de inyección de agua.** Se debe garantizar que el proyecto de inyección de químicos sea iniciado en una etapa temprana de la inyección de agua, ya que en una etapa avanzada los polímeros pueden ser ineficientes debido a que queda una baja saturación de petróleo móvil para recuperar, lo que haría que el resultado de implementar estos procesos fuera desfavorable y se perdiera la inversión.

1.4. SCREENING DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

El screening binario ó criterio de selección para procesos de inyección de polímeros ha sido propuesto a lo largo de los años por diferentes autores basándose en la experiencia, un entendimiento teórico del proceso y análisis de resultados de campos donde se han implementado. La tabla 1 muestra los principales parámetros de screening y los rangos de aplicación presentado por los diferentes autores.

Tabla 1. Screening para el proceso de inyección de polímeros

PARÁMETRO DE YACIMIENTO	AUTORES				
	NPC (1976)	IYOHO (1978)	TABER (1983)	SSI (1986)	TABER-SERIGHT (1997)
Gravedad API	NI	< 40	> 25	> 18	> 15
Temperatura de yacimiento, F	< 250	< 250	< 200	NC	< 200
Viscosidad del aceite en yacimiento, cp	< 150	NC	< 150	< 100	< 150
Presión de Yacimiento, Psia	NC	NC	NC	NC	NC
Permeabilidad promedio Yacimiento, md	> 10	> 50	> 10	> 30	> 10
Espesor productor, ft	NC	NC	NC	NC	NC
Profundidad formación, ft	NC	NC	< 9000	NC	< 9000
Saturación actual de aceite, fracción	NC	> 0,25	> 0,1	NC	> 0,50

Fuente. ECOPETROL-ICP. Screening EOR campos de Colombia. 2008

Como complemento a estos criterios es necesario tener en cuenta que estos proyectos se deben realizar en campos que posean crudos de livianos a

intermedios, la litología preferiblemente debe ser arenisca, ya que los carbonatos son muy heterogéneos y contienen salmueras con alto contenido de iones divalentes los cuales generan adsorción de los químicos.

1.5. PROBLEMAS COMUNES EN LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS.

Los procesos de inyección de polímeros exhiben diferentes problemas durante su desarrollo dependiendo en gran medida del tipo de polímero empleado. Tales problemas son: adsorción, precipitación, degradación, entre otros; la presencia de ellos trae como resultado la pérdida de las propiedades del polímero, reflejándose en una disminución de la efectividad del proceso.

Muchos de ellos se pueden controlar inyectando ciertos aditivos a la solución polimérica ó llevándose a cabo algún programa de monitoreo, pero cuando estos problemas no son detectados a tiempo para seguirse un programa de control puede llevarse al fracaso del proyecto. A continuación se explicará el efecto que causa la presencia de cada uno de estos problemas.

• **Retención.** Es un proceso por el cual átomos, iones o moléculas se detienen, quedando atrapados en un material dificultando su marcha. Para el caso particular de la inyección de polímeros, la retención es causada principalmente por la adherencia del polímero a las paredes de los poros, los cuales son pequeños en relación con el tamaño de la molécula del químico en solución. En la mayoría de los casos, la retención de los polímeros utilizados en aplicaciones de recuperación mejorada de petróleo se considera instantánea e irreversible, lo cual no es del todo cierto, ya que pequeñas cantidades de polímero puede ser removido de la roca porosa con la

exposición prolongada al agua, sin embargo la tasa de retención del polímero es mucho mayor que la tasa de eliminación del mismo⁵.

La retención también puede ocurrir cuando el caudal se aumenta repentinamente después de que el polímero ha sido inyectado a una tasa constante y se ha alcanzado una condición de equilibrio, en este caso la concentración aumenta de manera forzada, y se denomina retención hidrodinámica.

Los factores que influyen en la cantidad de polímero que será retenido en la formación incluye el tipo de polímero, peso molecular, tipo de roca, salinidad y dureza del agua, temperatura y tasa de flujo. La retención del polímero en la formación es un factor significativo para el diseño y siempre debe ser estimada su magnitud, de modo que el tamaño del bache y su composición puedan ser fijados apropiadamente.

- **Adsorción.** Es un proceso físico en el cual las partículas de un material se adhieren a la superficie de otro. Para el caso particular de la inyección de polímeros, la adsorción ocurre por la adherencia del polímero a la superficie de la roca. Dado que los polímeros usados en procesos de recobro mejorado poseen alto peso molecular, se ven afectados principalmente por adsorción mecánica en la roca, la cual se produce en mayor proporción en tanto el peso molecular del químico es mayor, ésta adsorción se produce principalmente en las arcillas debido a que el área superficial es considerablemente mayor, también pueden producirse intercambios iónicos entre los sólidos y la fase acuosa, lo que puede modificar considerablemente la composición de la misma.

⁵ Ibid., p.107

- **Degradación mecánica.** Los polímeros utilizados para inyección, continuamente se encuentran sometidos a esfuerzos de cizallamiento al atravesar cada poro de las rocas del yacimiento; éste esfuerzo es mayor o menor de acuerdo a la tasa a la cual se inyecten, y ocurre muchas veces consecutivamente; éste mal tratamiento produce la ruptura de la cadena polimérica resultando en la degradación del polímero.

Estos materiales a menudo no presentan un comportamiento newtoniano, ya que la viscosidad varía inversamente proporcional con el esfuerzo de cizallamiento, ésta disminución en la viscosidad ocurre debido a que las moléculas del polímero se alinean en la misma dirección hacia donde se está provocando la fricción, logrando un desgaste de las mismas.

La degradación generalmente se inicia cuando comienza el cizallamiento, el cual se presenta cuando hay flujos de alta en la vecindad de los pozos inyectoros, por lo tanto la degradación se da en los poros donde inicia la comunicación, según estudios realizados por Seright: “Apoyo la idea de que la degradación se produce principalmente dentro de una distancia corta después de que el líquido entra en la matriz porosa”⁶.

Las soluciones de poliacrilamida son muy susceptibles a la degradación por esfuerzo cortante. Ellas pueden ser fácilmente degradadas si se someten a grandes esfuerzos llegando a quebrar las moléculas grandes en pequeñas, lográndose cambios en el peso molecular y reducción de la viscosidad aparente de la solución. Asimismo, los polímeros serán mayormente afectados si la formación posee altas concentraciones de sales.

⁶ SERIGHT, citado por Willhite, Paul & Green Don W. Enhanced Oil Recovery. USA: SPE Textbook Series, 2003, p. 119.

Willhitte & Green dicen que debido a que la degradación por cizalla es inevitable en algunas situaciones, ha llevado a que algunos operadores den soluciones al flujo de la poliacrilamida, utilizando placas para degradar el polímero un poco antes de la inyección para reducir la caída de presión mecánica causada por la degradación que se produce en las inmediaciones del pozo; así reduciendo las caídas de presión, inyectar a altas tasas se convierte en posible⁷.

- **Degradación Bacteriana.** Este problema se caracteriza por la rápida destrucción de la cadena de carbohidratos, trayendo consigo una disminución de la viscosidad de la solución. Es ocasionado usualmente en los biopolímeros, por tal motivo, generalmente son inyectados junto a un bactericida como es el formaldehído para controlar el crecimiento bacterial, y de esta forma reducir la precipitación del polímero en la roca.

Se creía que el ataque bacterial no afectaría a los yacimientos de petróleo, por que los organismos no podrían ser transportados a través de los espacios porosos de la roca, sin embargo éste tipo de degradación se ha observado en algunos campos.

- **Degradación oxidativa.** El ataque oxidativo se manifiesta como el ataque del oxígeno disuelto en el agua inyectada, causando la pérdida de la viscosidad de la solución con el tiempo, y se ocasiona tanto en las poliacrilamidas como en los biopolímeros. Esta degradación es catalizada por iones de Fe⁺ disueltos en el agua de formación, y puede prevenirse o minimizarse mediante la reducción del contenido de oxígeno del agua o salmueras diluidas que contengan unas pocas partes por millón.

⁷ WILLHITE & GREEN, op. cit., p.120.

Para estabilizar las soluciones de poliacrilamidas se utiliza ditonito de sodio y para el caso del xántan gums, una mezcla de tiourea, alcohol isopropílico y bisulfato de sodio, el cual ayuda a retardar el ataque oxidativo hasta temperaturas de 207 F.

• **Degradación térmica.** La temperatura del yacimiento es una propiedad fundamental dentro del desarrollo del proceso de inyección de polímeros, de tal forma que no debe ser tan alta que cause su degradación, ni tan baja que provoque que la velocidad de reacción sea lenta.

Esta propiedad depende de muchos otros factores que hacen o no que se afecte el polímero. Se puede decir que los polímeros son estables en ausencia de oxígeno y de iones divalentes a temperaturas hasta 194 F, situación que no se presenta en todos los yacimientos y son condiciones que resultan difíciles de cumplir.

El xántan gums posee una estructura que presenta diferentes configuraciones dependiendo de la salinidad, la concentración de iones divalentes y la temperatura, sus cambios estructurales en la configuración pueden correlacionarse en términos de la temperatura de transición, la cual incrementa con la salinidad y el contenido de iones divalentes. Según Seright: “Una solución de xántan podría mantener al menos la mitad de su viscosidad original por cinco años, si la temperatura no supera de 167F a 176F”⁸.

Dado que la temperatura del yacimiento es un factor fundamental y no puede ser manipulada, es necesario que previamente a la implementación de la inyección de polímeros se realicen estudios de laboratorio que puedan

⁸ SERIGHT, op. cit., p.121

predecir situaciones problema en el yacimiento, con el fin de tomar decisiones acertadas.

- **Baja inyectividad.** Partiendo del hecho que las moléculas de los polímeros según su estructura son más grandes que las del agua y aun más grandes en relación con algunos poros de la roca; en algunas ocasiones los polímeros no fluyen a través de todos los espacios porosos en contacto con la salmuera.

El problema de baja inyectividad se manifiesta en la totalidad o parte de un retraso del irrumpimiento del polímero que es causado por la retención del mismo y se produce en todos los tipos de medios porosos para poliacrilamidas y biopolímeros. La magnitud de la baja inyectividad puede ir desde el 1 % a 2 % hasta un 25% a 30%, dependiendo del polímero y el medio poroso⁹.

1.6. EXPERIENCIAS DE CAMPO EN LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

La implementación de proyectos de inyección de polímeros se ha apoyado en resultados de estudios de laboratorio o de simulación numérica, ya que ayudan a visualizar una factibilidad de aplicación ya sea en piloto, en una sección del campo o en toda su extensión, y de esta forma se reduce el riesgo de falla. La mayor parte de aplicaciones en campo se han llevado a cabo en proyectos piloto, donde se han conseguido resultados favorables en incremento de la producción.

Esta sección se centra en la descripción de algunos campos representativos de la inyección de polímeros, de los cuales se mencionan algunos datos

⁹ WILLHITE & GREEN, op. cit., p.110

reportados en la literatura, los cuales ayudan a tener una visión general del campo, enfocándose en el momento donde se implementó el proceso en estudio.

1.6.1. Campo Daqing (China)

Hace aproximadamente 42 años la ciudad de Daqing no figuraba en el mapa oficial de la China, y el 26 de septiembre de 1959, del pozo Songji número 3, situado en la cuenca de Songliao, comenzó a brotar una gran cantidad de petróleo. Dado que el país se encontraba en vísperas de la celebración del décimo aniversario de la fundación de la República Popular China, se decidió solemnizar esa importante fecha poniendo al nuevo campo petrolífero el nombre de “Daqing”, que significa “magna celebración”.

Desde allí esta ciudad es un orgullo tanto para la industria petrolera china como para el pueblo chino, ya que el descubrimiento de este campo petrolífero transformó el aspecto atrasado que tenía este país, y su rumbo en la industria petrolera.

• **Descripción del campo.** El campo Daqing está ubicado en la provincia de Heilongjiang, al noreste del país, en la cuenca de Songliao, fue descubierto en 1959 y posteriormente fue sometido a inyección de agua en 1960. Posee facies lacustres, multiestratos, y arenas heterogéneas, su ubicación es mostrada en la figura 3.

Debido a la presencia de altos cortes de agua del 92-94%, se decidió realizar inyección de polímeros en 1999 con el fin de controlar los problemas de canalización rápida del agua en los pozos productores. Para facilitar el estudio del nuevo proceso a implementarse, la administración del campo, la

Daqing administration Bureau decidió realizar un proyecto piloto en la formación Saertu, en un área de 124 acres.

Figura 3. Mapa de ubicación del campo Daqing.



Fuente. <http://www.economist.com/images/20040501/CAS933.gif>

• **Descripción del proceso de inyección de polímeros.** Como se nombró anteriormente, el proceso de inyección de polímeros inició en 1999 en la formación Saertu perteneciente al campo Daqing, en un área piloto de 124 acres; para esto, se emplearon 6 pozos inyectoros y 12 pozos productores. Las propiedades de ésta área piloto son mostradas en la tabla 2.

Tabla 2. Características del piloto de producción en el campo Daqing.

Parámetros medio poroso	Permeabilidad	600 md
	Porosidad	26 %
	Profundidad	3268 ft
	Espesor neto	20 ft
Parámetros fluidos Yacimiento	Temperatura yacimiento	113 F
	Salinidad de la formación	3000 ppm
	Saturación inicial crudo	61.1 %
	Saturación final crudo	46.2 %
	Gravedad crudo	32 API
	Viscosidad crudo	9 cp

Para el proceso de inyección de polímero se utilizó poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA), a una concentración entre 1000 y 2000 ppm, del cual se inyectaron 0.7 VP. Para el año 2003 se decidió hacer una

expansión del proyecto en la misma formación, en un área de 1729 acres, contando con 87 pozos inyectores y 121 pozos productores.

La implementación de este proceso de recobro mejorado trajo consigo la extensión de la vida del campo y un incremento en la producción de petróleo¹⁰, para el caso particular del año 2007 se encontró que el 22.3 % del total de la producción del campo fue atribuida a los polímeros inyectados, y en este mismo año la producción de aceite reportada fue de 73 millones de bbl, la cual se mantuvo casi constante durante seis años consecutivos.

Actualmente se considera que el proyecto se encuentra en una etapa inicial, la evaluación y rentabilidad del mismo proyecta a ser promisorio, y en cuanto al ámbito de aplicación del proyecto se pronostica una probable expansión¹¹.

- **Problema reportado.** Un problema destacado en la revisión literaria fue la pérdida de viscosidad de polímero inyectado debido a los esfuerzos de corte que presentó dicho químico con las tuberías de inyección, además dado a que el polímero utilizado es sintético, permitió que éste pudiera degradarse fácilmente¹². La solución a este problema no fue reportada.

1.6.2. Campo El Tordillo (Argentina)

Para Argentina el hallazgo de petróleo en 1907 en la formación Comodoro Rivadavia, dio inicio a un ciclo de fructífero desarrollo de su industria, aunque con sufridas transformaciones según los cambios políticos. Sin embargo las actividades del campo El Tordillo han mostrado un crecimiento constante, producto de la fuerte inversión que Tecpetrol como operador, y sus

¹⁰ WANG Dongmei, SERIGHT, SHAO. Zhenbo & WANG Jinmei. Key Aspects of Project Design for Polymer Flooding at the Daqing Oil Field. SPE 109682

¹¹ Worldwide EOR Survey. Oil & Gas Journal 2000.

¹² WANG, SERIGHT, SHAO & WANG, op. cit.

asociados en la UTE (Repsol YPF, Petrobras y EDC Argentina) han realizado durante los últimos trece años.

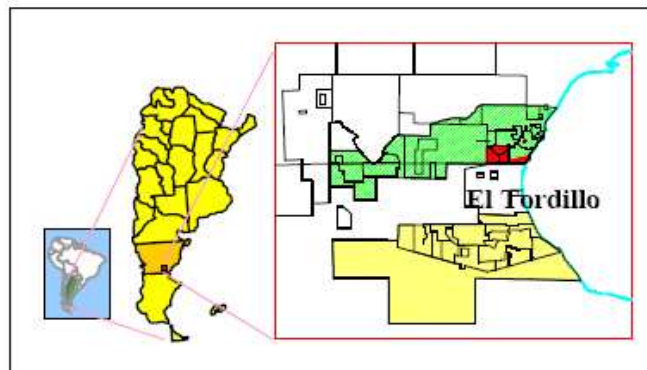
Desde 1991 a la fecha, con sólo una pequeña disminución en el periodo de la crisis del petróleo de 1998, la petrolera destinó grandes recursos que hoy superan los 100 millones de dólares anuales en busca de mantener e incrementar sus niveles productivos, lo cual demuestra su ritmo de producción y desarrollo actual.

• **Descripción del campo.** El campo El Tordillo está ubicado en el flanco norte de la cuenca de San Jorge en la provincia de Chubut, al sur de Argentina, 1500 Km al sur de Buenos Aires y está operado por Tecpetrol, su ubicación es mostrada en la figura 4. La zona productora posee facies lacustres, multiestratos, y sus reservas de hidrocarburos incluyen series de paquetes de areniscas, de las cuales se cree que su forma no se deba a fracturas naturales. El campo está dividido en 8 asignaciones de producción, que son llamados como en la figura 5¹³.

Los hidrocarburos en el campo El Tordillo están atrapados en numerosos cuerpos de arenas fluviales que están agrupados en tres formaciones: El trébol, Comodoro Rivadavia y Mina-El Carmen. La formación Comodoro Rivadavia posee una falla normal fluvial donde dominan areniscas, es aquí donde se encuentra el más importante yacimiento de hidrocarburos el cual más adelante será objetivo a inyección de polímeros. Las formaciones son mostradas en la figura 6.

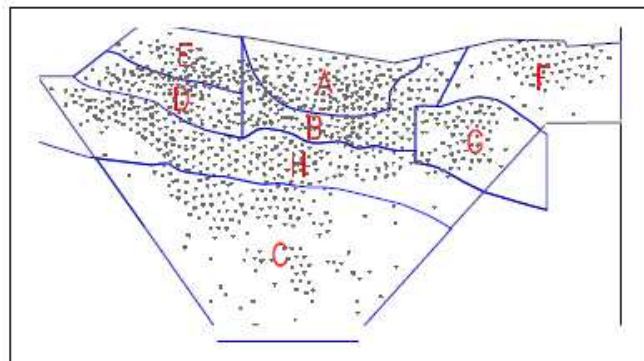
¹³ TABEADA, CONDAL, CORSINI, entre otros. El Tordillo reservoir static characterization study: El Tordillo field, Argentina. SPE 69660.

Figura 4. Mapa de ubicación del campo El Tordillo.



Fuente. TABEADA, CONDAL, CORSINI, entre otros. El Tordillo reservoir static characterization study: El Tordillo field, Argentina. SPE 69660.

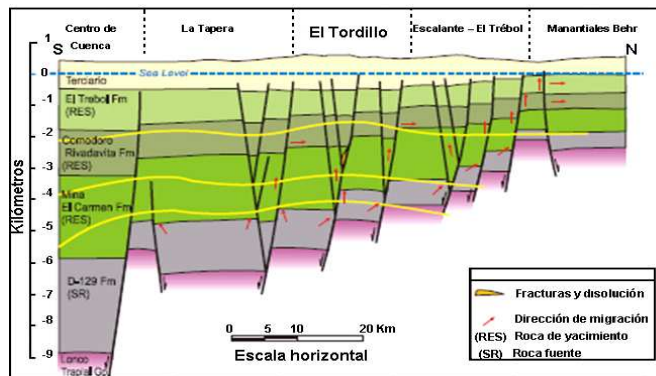
Figura 5. Bloques productores del campo El Tordillo



Fuente. TABEADA, CONDAL, CORSINI, entre otros. El Tordillo reservoir static characterization study: El Tordillo field, Argentina. SPE 69660.

El campo fue descubierto en 1932 y la inyección de agua fue iniciada en 1975. Esta inyección de agua trajo consigo una canalización severa en los pozos productores, para lo cual se hicieron instalaciones selectivas de inyección, sin embargo seguía irrumpiendo gran cantidad de agua. En 1994 se decidió hacer conversión de los patrones de inyección a escalonados para manejar un sistema lineal de inyección.

Figura 6. Formaciones ubicadas en la cuenca del golfo de San Jorge.



Fuente. MURUAGA, FLORES, NORMAN & ROMERO. Combining bulk gels and colloidal dispersion gels for improved volumetric sweep efficiency in a mature waterflood. SPE 113334.

En el año de 1995 (PPCSA) la petrolera Pérez Company S.A. empezó a estudiar la utilización de tratamientos con geles, en 1999 un estudio indicó que inyección de geles de baja concentración podrían implementarse en el campo El Tordillo y definitivamente en el año 2000 se decidió realizar inyección de geles con el fin de taponar zonas ladronas y de esta manera reducir las altas permeabilidades; preparando al yacimiento para una posterior inyección de polímeros, la cual se dio inicio en el año 2005 en dos pozos con un espaciado de 40 acres y aun está vigente.

La administración del campo (Tecpetrol), decidió realizar la expansión del proyecto en todo el campo en un área de 552 acres y la inyección de polímeros se realizó en la formación Comodoro Rivadavia, de la cual su zona productora es 57¹⁴.

• **Descripción del proceso de inyección de polímeros.** El proceso de inyección de polímeros inició en el año 2005 en todo el campo, para esto se

¹⁴ NORMAN, TURNER, ROMERO, CENTENO & MURUAGA. A review of over 100 polymer gel injection well conformance treatments in Argentina and Venezuela: design, field implementation, and evaluation. SPE 101781.

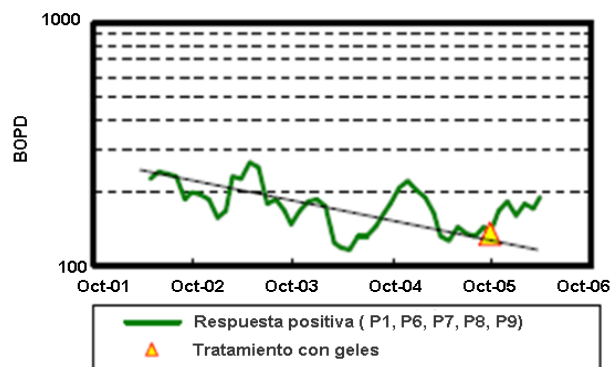
emplearon 15 pozos inyectoros y 74 pozos productores, las propiedades del campo son mostradas en la tabla 3.

Tabla 3. Características del campo El Tordillo.

Parámetros medio poroso	Permeabilidad	500 md
	Porosidad	24 %
	Profundidad	5450 ft
	Espesor neto	57 ft
	Temperatura yacimiento	185 F
	Salinidad de la formación	3000 ppm
Parámetros fluidos Yacimiento	Saturación inicial crudo	50.9 %
	Saturación final crudo	45.2 %
	Gravedad crudo	21 API
	Viscosidad crudo	5 cp

Durante la inyección se utilizó poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA) en concentraciones de 3000 – 4000 ppm y se presentó un promedio total de sólidos disueltos de 7000 ppm. El comportamiento de su producción reportó respuestas favorables, las cuales se pueden observar en la Figura 7, de allí se puede apreciar el incremento en la producción de aceite en los pozos P1, P6, P7, P8, P9 debido a la inyección de polímeros¹⁵.

Figura 7. Respuesta de producción con tratamiento de polímeros en el campo El Tordillo



Fuente. NORMAN, TURNER, ROMERO, CENTENO & MURUAGA. A review of over 100 polymer gel injection well conformance treatments in Argentina and Venezuela: design, field implementation, and evaluation. SPE 101781.

¹⁵ NORMAN, TURNER, ROMERO, CENTENO & MURUAGA. A review of over 100 polymer gel injection well conformance treatments in Argentina and Venezuela: design, field implementation, and evaluation. SPE 101781.

Actualmente el proyecto se encuentra en una etapa inicial, su evaluación de desempeño por la inyección de polímeros es exitosa y de la rentabilidad del mismo aún no se puede decir nada. A la fecha no se han reportado problemas en éste campo con la implementación de la inyección de polímeros¹⁶.

1.6.3. Campo Healdton (Estados Unidos)

La aparición de este campo petrolero en el estado de Oklahoma abrió el mercado con un exceso de oferta de petróleo, trayendo un gran impacto en la zona, llevando a la creación de una ley de la compra de petróleo nueve meses después del descubrimiento del campo en agosto de 1913, lo cual hizo de Healdton el primer campo en el estado que debía ser regulado por una comisión estatal. Este precedente trajo consigo las leyes de conservación de petróleo para evitar el despilfarro económico y físico de la energía proveniente del petróleo en la mayoría de los estados que producían este recurso.

• **Descripción del campo.** El campo Healdton está ubicado al sur de Oklahoma, y al oeste del condado de Carter, aproximadamente 20 millas al oeste de la ciudad de Admore y está operado por Unocal, su ubicación es mostrada en la figura 8. La zona productora se caracteriza por poseer grandes plegamientos que se formaron en el paleozoico, que dio lugar a numerosos anticlinales donde se almacenan los hidrocarburos, aunque el petróleo se ha encontrado únicamente en rocas del ordovícico¹⁷.

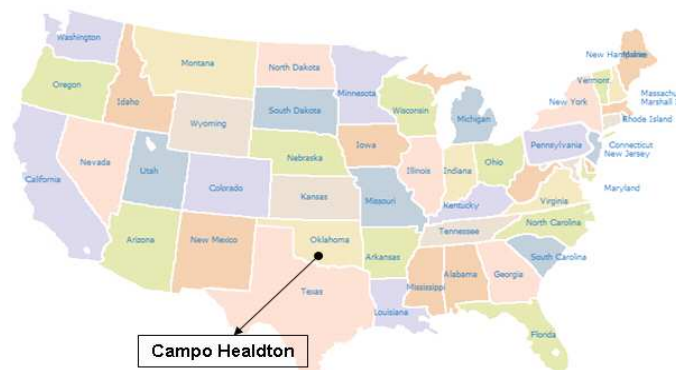
El campo fue descubierto en 1913 y fue sometido a recobro secundario por inyección de agua con el fin de incrementar las recuperaciones, iniciándose

¹⁶ Worldwide EOR Survey. Oil & Gas Journal 2008.

¹⁷ POWERS, Sidney. Age of the oil in southern Oklahoma fields. SPE 918564.

las operaciones en 1968. La presencia de cortes de agua del 91%, llevó a tomar la decisión de inyectar polímeros en 1982, lo cual se realizó en un área de 2010 acres, correspondientes a la totalidad del campo, en la formación wichita de la cual su zona productora son las arenas Healdton.

Figura 8. Mapa de ubicación del campo Healdton



Fuente. <http://www.worldmapfinder.com>

- **Descripción del proceso de inyección de polímeros.** El proceso de inyección de polímeros inició en 1982 en todo el campo, para esto, se emplearon 105 pozos inyectoros y 162 pozos productores. Las propiedades del campo son mostradas en la tabla 4.

Tabla 4. Características del campo Healdton

Parámetros medio poroso	Permeabilidad	346 md
	Porosidad	26.2 %
	Profundidad	800 ft
	Espesor neto	50 ft
Parámetros fluidos Yacimiento	Temperatura yacimiento	80 F
	Saturación inicial crudo	56 %
	Saturación final crudo	47 %
	Gravedad crudo	33 API
	Viscosidad crudo	10 cp

Durante la inyección se utilizó poliácridamida parcialmente hidrolizada (PHPA), a una concentración de 3000 ppm, de la cual se inyectaron 0.6 VP. Debido a la poca profundidad y una amplia infraestructura, la inyección de

polímeros y tratamientos fueron muy exitosos en alterar el barrido vertical y en la disminución de los cortes de agua, ya que modificaron positivamente a seguir la producción de petróleo por 40 años o más hasta los restantes de la vida económica.

Se considera que el proyecto se ha completado hasta la mitad prevista, su evaluación de desempeño por la inyección de polímeros es exitosa y se considera un proyecto rentable¹⁸. A la fecha no se han reportado problemas en este campo con la implementación de la inyección de polímeros.

¹⁸ Worldwide EOR Survey. Oil & Gas Journal 1988.

2. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE MISCELARES

2.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

La inyección de miscelares es un método de recobro mejorado muy complejo y a la vez promisorio, orientado a la recuperación de petróleos livianos, empleando una solución miscelar como elemento clave del proceso; con el fin de desplazar el petróleo en forma miscible ó inmisible. Se basa en la inyección de un tapón miscelar, el cual se caracteriza por ser una solución que contiene una mezcla de agua, hidrocarburo, surfactante, co-surfactante, y salmuera, que al ser inyectada simula un lavado de grasa con detergentes, que logra desprender el crudo del medio poroso para luego ser desplazado con agua.

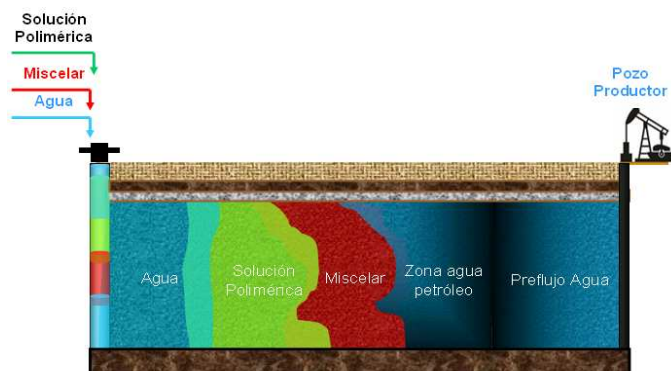
Según Tomas & Alí ¹⁹, este proceso consiste en la inyección de 5 a 20% de volúmenes porosos desplazables de solución miscelar, la cual contiene el mismo volumen de hidrocarburos y agua, 10 al 15 % de surfactante, junto con pequeñas cantidades de sal y un alcohol adecuado; este último para controlar la viscosidad y el comportamiento de la fase. El tapón miscelar fue diseñado para desplazar el aceite y el agua de manera miscible, sin embargo, frecuentemente al inicio desplaza el aceite inmisiblemente pero a muy baja tensión interfacial. Indiferente del tipo de desplazamiento que ocurra, el tapón miscelar va a generar un efecto favorable en razón de movilidades, representado en un incremento en la producción de petróleo.

¹⁹ THOMAS, Sara & ALI, Farouq. Micellar-polymer flooding: status and recent advances. JCPT, Vol. 31, No.8. Octubre 1992.

Dado que el tapón miscelar posee poca movilidad, éste es impulsado por una solución diluida de un polímero soluble en agua, que tiene como función amortiguar y mejorar la relación de movilidades del bache miscelar. La solución polimérica va disminuyendo gradualmente su concentración con el fin de mitigar el efecto de la adversa relación de movilidades entre la solución amortiguadora y el posterior bache de agua.

Ya que muchas veces el agua de formación afecta la solución miscelar hostilmente, ésta es frecuentemente precedida por una solución de baja salinidad denominada preflujo con el fin de ajustar el pH y la salinidad, de modo que la interacción de los químicos con la formación no cause alteraciones en sus propiedades originales, tales como la densidad o la viscosidad. El diagrama del proceso se puede observar en la figura 9.

Figura 9. Esquema del proceso de inyección de miscelares



2.2. MISCELARES EMPLEADOS PARA INYECCIÓN

Las soluciones miscelares no poseen una clasificación específica, lo cual permite que sean diferenciadas únicamente por la composición de los elementos que la conforman. Esta composición va ligada principalmente a las características de la zona donde va a ser inyectada, con el fin de que no se

degrade rápidamente y logre una recuperación extra de petróleo como inicialmente se había establecido.

A pesar de que no existe una regla para elegir las concentraciones apropiadas, se han desarrollado dos enfoques para mejorar la recuperación de aceite. En uno de ellos, una relativa baja concentración de surfactante es inyectada en una gran cantidad de 15 a 60% volúmenes porosos del miscelar, para reducir la tensión interfacial entre el agua y el aceite y así incrementar la recuperación de petróleo. En el segundo enfoque, se propone inyectar un volumen poroso relativamente pequeño de 3 a 20 % y una alta concentración de surfactante en el miscelar, lo cual causará que las miscelas solubilizan al aceite y al agua durante el desplazamiento del tapón. Esta alta concentración en el sistema puede inicialmente desplazar el aceite en forma miscible. Sin embargo, como el tapón de alta concentración se mueve a través de todo el yacimiento, éste es diluido por los fluidos de la formación y el proceso en última instancia, poco a poco, se convierte en un flujo del tipo de baja concentración. No obstante, este primer desplazamiento de petróleo constituye un banco de aceite, el cual es muy importante en el establecimiento de la eficiencia de desplazamiento²⁰.

De lo anterior, con un tapón que posea una concentración baja de surfactante, la producción de aceite se mantiene en un periodo de tiempo mucho menor que si la concentración del surfactante es alta. De allí, que la recuperación de petróleo sea una función de la cantidad total del surfactante inyectado.

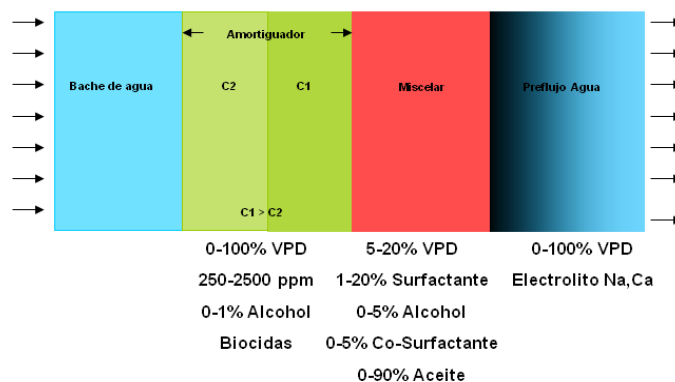
Por otro lado, los surfactantes que hacen parte del tapón miscelar, usualmente son sulfonatos de petróleo, los cuales poseen un peso equivalente promedio ubicado en un rango de 390 a 450. Otros tipos de

²⁰ POETTMANN.F.H. Microemulsion Flooding. 2007; p.2

surfactantes pueden ser usados, sin embargo la economía en general, propone el uso de sulfonatos de petróleo. En cuanto a los co-surfactantes, los más utilizados son alifáticos, aromáticos, y etoxilados de alcohol. Aunque el electrolito utilizado es por lo general cloruro de sodio, ocasionalmente otras sales son añadidas con frecuencia. Cada componente en la solución tiene un importante efecto en las propiedades físicas del miscelar y por consiguiente en la eficiencia de desplazamiento del aceite.

La solución amortiguadora generalmente está formada por polímeros de alto peso molecular, preferiblemente poliacrilamida parcialmente hidrolizada, por razones económicas y a que no se degrada tan rápidamente como los biopolímeros. Los rangos establecidos para los baches que hacen parte del proceso son mostrados en la figura 10.

Figura 10. Secuencia en el proceso de inyección de miscelares



2.3. FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN DE MISCELARES

Las aplicaciones en campo de soluciones miscelares han reflejado cierta vulnerabilidad del miscelar a algunos factores inherentes al medio donde son expuestos, ó a la composición de los elementos que forman la solución. Estos factores pueden conllevar a que disminuya la estabilidad del tapón

miscelar y la pérdida de propiedades originales del mismo. A continuación se describirán algunos de éstos factores.

•**Salinidad ó contenido de iones divalentes.** Las zonas productoras usualmente contienen iones divalentes de Ca⁺, Mg⁺ y otros iones multivalentes que hacen parte del agua de formación, la cual al reaccionar con el surfactante causa su precipitación y logra disminuir la viscosidad del tapón de polímero considerablemente. La presencia de minerales arcillosos en la roca incrementa la capacidad de intercambio iónico de la misma, produciendo un aumento en la cantidad de sales que alteran negativamente el comportamiento del miscelar y el polímero.

El contenido de iones divalentes en la zona de interés logra cambiar drásticamente el flujo del miscelar a través del yacimiento, ya que se torna mucho mas débil que al inicio del proyecto. Para que no sea tan notorio este problema, dependiendo de la cantidad de iones que posea la formación, se hace necesario disminuir la concentración de la salmuera que hace parte del tapón miscelar con el fin de lograr un balance de sales, mitigar el efecto de sus altas concentraciones y alargar la vida del proyecto sin incrementar en costos.

Las soluciones miscelares pueden ser diseñadas de tal forma que sean compatibles con la salinidad del yacimiento, lo cual no se consigue en su totalidad, es por tal razón que muchos autores proponen un estudio previo de mineralogía de la zona en cuestión, que en la mayoría de casos no se realiza. Sin embargo, en todas las aplicaciones se reporta la inyección de un preflujo de agua que prepara la formación productora, reduciendo el

contenido de sales para que de esta forma el miscelar sea inyectado con mucha más confianza y no se degrade tan fácilmente²¹.

• **Temperatura.** El tapón miscelar exhibe cierta vulnerabilidad a altas temperaturas que provocan su inestabilidad en el yacimiento. Si la temperatura de éste llegara a ser muy alta, puede resultar en un problema de manipulación de fluidos en el campo, debido al aumento en la presión de vapor de los hidrocarburos en el miscelar²².

Además, un incremento en la temperatura causa alteraciones en el comportamiento de fase, dado a que se modifica la salinidad óptima, representada en un incremento de sus valores, y a su vez un incremento en la tensión interfacial²³.

La estabilidad térmica es una consideración muy importante en los diseños de estos proyectos, en especial por que el surfactante que posee la solución miscelar es el elemento más vulnerable a esta propiedad. Sin embargo, el rango de temperatura de campos donde se ha aplicado esta técnica es bastante amplio, encontrándose valores entre 35 y 200 F.

• **Tipo de co- surfactante.** Los co-surfactantes, denominados también alcoholes, son agregados a la solución miscelar para aumentar la solubilidad de algunos surfactantes y para modificar la viscosidad del sistema. Los alcoholes de bajo peso molecular son solubles en agua, por el contrario, los alcoholes de mayor peso molecular como el pentanol y hexanol, tienen baja solubilidad en agua.

²¹ Ibid., p. 20-23

²² Ibid., p. 5

²³ WILLHITE & GREEN, op. cit., p. 256, 257.

Pruebas en campo y laboratorio demostraron que el tipo de co-surfactante y su concentración afecta el comportamiento de la fase, la tensión interfacial y la viscosidad del sistema. La disminución del peso molecular del alcohol permite su solubilidad en agua, lo cual cambia la salinidad óptima del tapón a un valor más alto y se incrementa la tensión interfacial al valor de la salinidad óptima, por tales razones la solubilización de los componentes del tapón miscelar disminuye. En general, la salinidad óptima se ve afectada por el tipo y cantidad del alcohol presentes en el sistema, ya que esta se incrementa con el aumento de la concentración del alcohol y la disminución del peso molecular del mismo²⁴.

Los procesos de inyección de miscelares son más eficientes en el desplazamiento de petróleo mientras el surfactante y co-surfactante actúan en conjunto, ya que hay más estabilidad de la emulsión que si actuaran por separado donde el surfactante sería retenido en la roca con más facilidad.

• **Estructura del surfactante.** La estructura molecular de los surfactantes afecta el comportamiento de fase de una solución miscelar, ya que un incremento en el número de carbonos que hacen parte de una cadena de surfactante, reduce la salinidad óptima del tapón y la tensión interfacial de la fase, lo cual se traduce en una solubilización de los parámetros que hacen parte del miscelar. Éste comportamiento ocurre de igual forma en yacimientos que poseen altas o bajas temperaturas²⁵.

Los surfactantes poseen una pobre tolerancia a la salinidad y generalmente han sido usados en yacimientos que poseen salinidades menores del 2% en peso. Sin embargo, algunos yacimientos tienen temperaturas y salinidades mas allá de del rango donde pueden ser usados.

²⁴ WILLHITE & GREEN, op. cit., p. 255, 256.

²⁵ WILLHITE & GREEN, op. cit., p. 259-262.

- **Etapas de inyección de agua.** Es de gran importancia que estos proyectos sean realizados en una etapa temprana de inyección de agua que garantice la presencia de una cantidad permisible de petróleo que pueda ser recuperado, para que así pueda justificarse la inversión.

2.4. SCREENING DE LA INYECCIÓN DE MISCELARES

El criterio de selección para procesos de inyección de miscelares ha surgido de la experiencia de aplicaciones de estos proyectos en campos donde se han analizado los resultados, y de una recopilación de todos ellos se han creado ciertos rangos donde ha sido factible su aplicación. La tabla 5 muestra los principales parámetros de screening y los rangos de aplicabilidad de este proceso.

Tabla 5. Screening para el proceso de inyección de miscelares

Gravedad API	> 15
Temperatura del yacimiento, F	< 200
Viscosidad del aceite en el yacimiento, cp	< 35
Presión de yacimiento, psia	NC
Permeabilidad promedio del yacimiento, md	> 10
Porosidad, %	13-32
Espesor productor, ft	NC
Profundidad formación, ft	< 9000
Saturación actual de aceite, fracción	> 0.35

Fuente. TABER, J.J & MARTIN, F.D. Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil. SPE 12069.

Como complemento a estos criterios es recomendable realizar estos proyectos en campos que posean crudos de livianos a intermedios, de tipo aromático, parafínico ó nafténico, la litología preferiblemente debe ser areniscas y calizas y la salinidad del agua de formación debe presentar

valores entre 25 y 5000 ppm, lo cual garantizaría la permanencia del miscelar en el yacimiento por un largo periodo sin ser degradado por altas salinidades.

2.5. PROBLEMAS COMUNES EN LA INYECCIÓN DE MISCELARES.

Las soluciones miscelares exhiben ciertos problemas causados principalmente por la vulnerabilidad del surfactante a ciertos elementos que provocan su degradación, esto causa que el miscelar pierda sus propiedades originales, disminuyéndose la efectividad del proceso para lo cual fue diseñado. Dichos problemas pueden ser controlados manteniéndose concentraciones apropiadas de los compuestos del miscelar, siempre y cuando exista un programa de monitoreo que oriente a la toma de decisiones apropiadas. A continuación se describirán los principales problemas presentados durante el desarrollo de este tipo de proceso.

• **Precipitación del surfactante.** La precipitación es un proceso en el cual ocurre la separación de sustancias por asentamiento gravitacional, debido al agregado de químicos que alteran su estado físico o su solubilidad. Para el caso de la inyección de miscelares, este fenómeno es causado por la presencia de iones multivalentes, los cuales separan las fases del surfactante y co-surfactante y ocurre una separación cromatográfica de las especies que hacen parte del surfactante.

La solubilidad del surfactante en el tapón miscelar disminuye cuando la salinidad incrementa, sin embargo el fenómeno de precipitación ocurre a muy bajas concentraciones de sal, generalmente cuando el ión es aluminio o potasio. Incluso, el aumento de concentración del surfactante a valores por

encima del valor crítico, provoca su precipitación y al mismo tiempo su redisolución en la mezcla²⁶.

En fin, los surfactantes pueden precipitar en virtud de una serie de diferentes condiciones dado que el proceso es complejo y difícil de predecir. Es por tal motivo que antes de realizar aplicaciones del proceso, se deben realizar una serie de pruebas que estudien este fenómeno en condiciones lo más cercanamente posibles a las del campo con el fin de prevenir este tipo de problema en un futuro.

• **Adsorción del surfactante.** La adsorción es un proceso por el cual átomos, iones o moléculas son atrapados en la superficie de un material. Para el caso particular de la inyección de miscelares, este fenómeno ocurre principalmente por la adherencia de partículas de surfactante a la superficie de la roca. La adsorción del surfactante es función del tipo de surfactante, peso equivalente, concentración, minerales de la roca, temperatura, contenido de arcilla y tasa de flujo de la solución.

Las arcillas son el lugar propicio para que se presente la adsorción, debido a que el área superficial es considerablemente mayor. Cuando una solución de surfactante contiene una amplia mezcla de componentes de diferente peso equivalente, los de mayor peso molecular tienden a ser preferencialmente adsorbidos y a moverse más lentamente por el medio poroso que las moléculas de menor peso molecular. Así mismo, la cantidad adsorbida normalmente aumenta con la concentración del surfactante en la solución. La adsorción también ha demostrado ser función de la temperatura, disminuyendo ligeramente con el aumento de ésta²⁷.

²⁶ WILLHITE & GREEN, op. cit., p. 272-274.

²⁷ WILLHITE & GREEN, op. cit., p. 274-277.

La presencia de este problema puede ser reducida en cierto grado, inyectando preflujos de carbonato de sodio Na_2CO_3 , usando aditivos alcalinos o preflujos de alcalinos para incrementar el pH que reduzcan la exposición del químico a la adsorción.

Este factor debe ser tenido en cuenta antes de diseñar un proyecto de inyección de químicos con el fin de estimar un aproximado de lo que probablemente la formación adsorberá y así diseñar el tamaño óptimo del bache de solución química y su concentración.

• **Inmovilización de la solución miscelar.** La inmovilización de la solución miscelar es considerada cuando esta pierde su movilidad debido a la alta tensión interfacial entre la solución amortiguadora y el tapón miscelar, lo que provoca que queden residuos de la solución detrás del frente del amortiguador de movilidad y se produzca retención del surfactante y digitación viscosa de la solución polimérica.

Los factores que promueven la inmovilización del miscelar son el alto peso equivalente del surfactante, baja solubilidad del co-surfactante en agua, alta concentración de la salmuera, y baja temperatura. A fin de reducir la pérdida de surfactante por inmovilización del miscelar, la salinidad del tapón en la interfase debe ser modificada, reduciendo la salinidad y cambiando la selección de surfactante y co-surfactante. Sin embargo, se debe tener cuidado al hacer éstas modificaciones, de tal forma que se obtenga un sistema óptimo donde haya un equilibrio adecuado de estos factores²⁸.

²⁸ POETTMANN, op. cit., p. 23, 24

2.6. EXPERIENCIAS DE CAMPO EN LA INYECCIÓN DE MISCELARES

La inyección de soluciones miscelares ha sido ampliamente probada en campo desde finales de 1920 e inicios de 1930. Cerca de 30 proyectos de inyección han sido reportados, donde se ha hecho evidente que la respuesta en recuperación de petróleo ha sido asombrosa en la mayoría de los casos, mostrándose una recuperación del 50% o más de aceite al inicio de la inyección.

Esta sección describe algunos campos representativos de este proceso, de los cuales se reportan algunos datos expresados en la literatura, los cuales ayudan a conocer el campo, creando un enfoque especial en el momento de aplicación de la inyección de miscelares.

2.6.1. Campo Bradford, proyecto 7 (Estados Unidos)

La aparición del campo Bradford ha marcado la historia de los estados unidos desde su aparición, 8 años después del primer hallazgo en Titusville en 1959. Este descubrimiento empezó a reflejar en la región de Bradford elementos positivos, como la mejora de la calidad de vida de los habitantes y el reconocimiento de su ciudad, llegando a ser nombrada la capital de la energía de Estados Unidos.

El progreso y el arduo trabajo de esta ciudad conllevó a que en 1881 se construyera la más antigua refinería de funcionamiento continuo de los Estados Unidos y la más antigua del mundo en refinación de petróleo. Este mismo año se reportó que más del 83% del petróleo del país provenía de Bradford. Esta evolución se ha reflejado en el transcurso de los años en un crecimiento explosivo de la industria petrolera de la región y hoy en día sigue el mismo curso.

• **Descripción del campo.** El campo Bradford está ubicado en el noreste del estado de Pennsylvania, condado Mc Kean de Estados Unidos y está operado por Pennzoil, su ubicación es mostrada en la figura 11. La zona productora se caracteriza por poseer arenas 3rd de grano fino y de mayor almacenamiento de hidrocarburos, provenientes del pérmico.

Figura 11. Mapa de ubicación del campo Bradford



Fuente. <http://www.worldmapfinder.com>

El campo fue descubierto en 1868, fue puesto en producción primaria un año después y en 1970 se dio inicio al proyecto piloto de inyección de miscelares The Bingham Project 7, en un área de 46.5 acres²⁹.

• **Descripción del proceso de inyección de miscelares.** Dada la planeación del proyecto de inyección de miscelares, se inició la inyección de un preflujo de agua el 15 de enero de 1971, se inyectó un tapón miscelar el 13 de marzo de 1971 y finalmente se realizó la inyección de un tapón polimérico el 3 de junio de 1971.

La solución miscelar inyectada estaba formada por: 0.13 VP de sulfonato de petróleo, 0.39 VP de destilado de petróleo, 0.46 VP de agua y 0.02 VP de co-surfactante, toda ésta mezcla tenía una viscosidad de 25 cp. En cuanto al

²⁹ DANIELSON, PAYNTER & MILTON. Tertiary recovery by the maraflood process in the Bradford field. SPE 4753.

tapón polimérico, se utilizó poliacrilamida 500 a una concentración de 1500 ppm y a una viscosidad de 50 cp. Para la realización de éste proyecto piloto se emplearon 2 pozos inyectoros y 2 pozos productores. Las propiedades del campo son mostradas en la tabla 6.

Tabla 6. Características del campo Bradford, proyecto 7.

Parámetros medio poroso	Permeabilidad	82 md
	Porosidad	18 %
	Profundidad	1860 ft
	Espesor neto	23.7 ft
	Temperatura yacimiento	68 F
Parámetros fluidos Yacimiento	Saturación inicial crudo	40 %
	Saturación final crudo	22 %
	Gravedad crudo	45 API
	Viscosidad crudo	5 cp

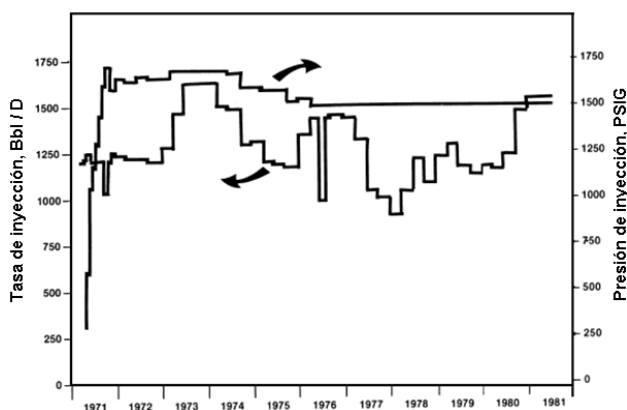
La historia de inyección del proyecto 7, se puede observar en la figura 12, de allí se puede apreciar el comportamiento de la inyección un año después de iniciado el proyecto, donde las tasas son altamente variables, presentándose una tasa máxima de inyección de 1600 Bbl/día a mediados de 1973. El comportamiento de su producción no reportó los resultados esperados, lo cual se pueden observar en la Figura 13, de allí se puede apreciar las altas tasas de producción de petróleo al inicio del proyecto, las cuales fueron disminuyendo considerablemente, hasta llegar a valores cercanos a los iniciales ³⁰. El proyecto se encuentra terminado, no hay reportes de su evaluación de desempeño, y de la rentabilidad del mismo no se dice nada.

• **Problemas reportados.** Los problemas reportados en la revisión literaria con su respectiva solución son los siguientes: (1) Problemas de inyektividad, causado por taponamiento de geles en filtros de pozos. La solución a este problema fue inyectando hipoclorito de sodio para estimular la inyección de polímero. (2) Degradación del polímero por cizalla. La solución a este

³⁰ GUCKERT & PAYNTER. Micellar-polymer flooding projects in the Bradford field. SPE 10027.

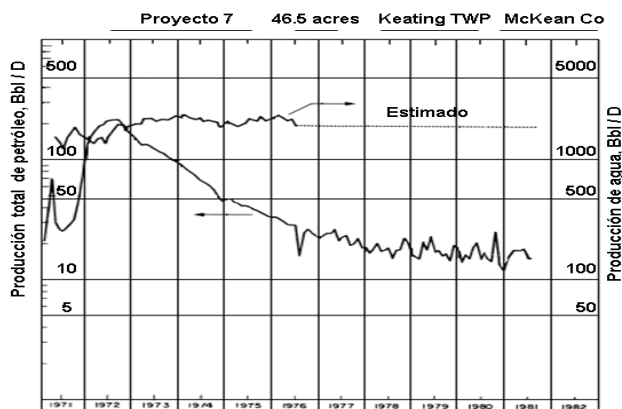
problema fue regulando las tasas de inyección con dispositivos de caída de presión en lugar de válvulas. (3) Fracturamiento de la formación causado por la inyección del polímero. No hay solución a este problema, pero se realizó un control con trazadores de nitrato de sodio y tiocianato de potasio³¹³².

Figura 12. Historia de inyección del campo Bradford, proyecto 7.



Fuente. GUCKERT & PAYNTER. Micellar-polymer flooding projects in the Bradford field. SPE 10027.

Figura 13. Historia del rendimiento del campo Bradford, proyecto 7.



Fuente. GUCKERT & PAYNTER. Micellar-polymer flooding projects in the Bradford field. SPE 10027.

³¹ GUCKERT & PAYNTER, op. cit.

³² DANIELSON, PAYNTER & MILTON, op. cit.

2.6.2. Campo El Dorado, proyecto Hegberg (Estados Unidos)

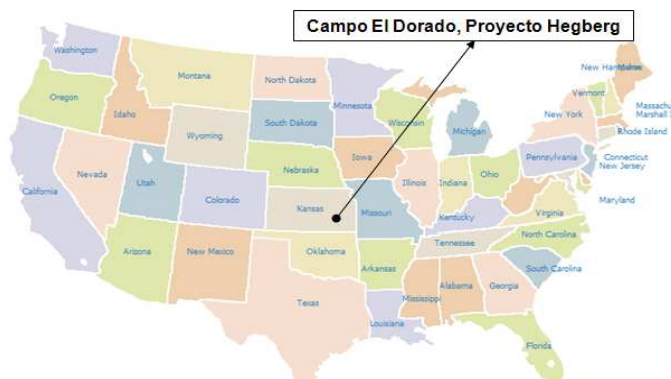
El campo El Dorado influyó en el curso de la historia de los Estados Unidos por ser el mayor productor y proveedor único entre los campos existentes durante la primera guerra mundial. Para 1918 este campo fue el responsable del 12.8 % de la producción nacional de petróleo y el 9 % de la producción mundial. El nivel de producción de este campo fue también crucial para realizar contribuciones sustanciales de petróleo durante la segunda guerra mundial.

Otro impacto de gran alcance para la región y la nación fue el desarrollo de la industria aeronáutica en Wichita a través de inversiones provenientes de la exploración petrolera. La ciudad de El Dorado ha prosperado con toda esta actividad, muchas de las compañías petroleras se han ubicado y empresas de servicios han hecho un negocio energético.

Hoy en día, el legado del auge petrolero del Condado de Butler sobre la vida en la región, invaden el paisaje con las aeronaves en el cielo, mas de 1500 empleos bien remunerados y el museo del petróleo en Kansas, que cuenta con la mejor colección clásica de equipos operativos del país. Con esto se demuestra el gran impacto que ha tenido este campo, siendo aún de vital importancia para la economía local y regional de la época actual y promete ser así durante muchos años en el futuro.

• **Descripción del campo.** El campo El Dorado está ubicado en el estado de Texas, condado Butler de Estados Unidos y está operado por DOE-Cities Services Oil Company. Su ubicación es mostrada en la figura 14. Las arenas productoras del grupo admire se caracterizan por ser homogéneas, de grano fino formadas en un ambiente deposicional deltáico.

Figura 14. Mapa de ubicación del campo El Dorado.



Fuente. <http://www.worldmapfinder.com>

El campo fue descubierto en 1915, y en 1947 se inició un proyecto piloto de inyección de agua, el cual fue llevado a expansión en 1950, y fue terminado en febrero de 1971. La inyección de miscelares se llevó a cabo en dos diferentes proyectos dentro de éste campo, llamados: Chesney y Hegberg³³; éste último será descrito a continuación.

• **Descripción del proceso de inyección de miscelares.** Después de la inyección de agua en toda la extensión del campo, se inició el proyecto Hegberg. Allí se inyectaron 118500 Bbl de pre-tratamiento el 18 de noviembre de 1975, el cual estaba formado por cloruro de sodio a una concentración de 20000 ppm. El 20 de junio de 1976 se inyectó 134776 Bbl de preflujo, compuesto por 2810 ppm de silicato de sodio y 4820 ppm de hidróxido de sodio. Entre el 22 de marzo de 1977 y el 1 de abril de 1978, se inyectaron 22626 Bbl de solución miscelar de aceite compuesta por 289500 ppm de four sodium alky aryl, 26300 ppm de etilenglicol mono butil éter y 667800 ppm de crudo. En esta misma fecha se inyectó 134776 Bbl de una solución miscelar de agua, compuesta por 2810 ppm de cloruro de sodio y 4820 ppm de nitrilotriacetic acid trisodium salt. Por último, el 5 de abril de 1978, se inyectaron 624950 Bbl de poliacrilamida a 680 ppm. Para la

³³ POETTMANN, op. cit., p. 49-52.

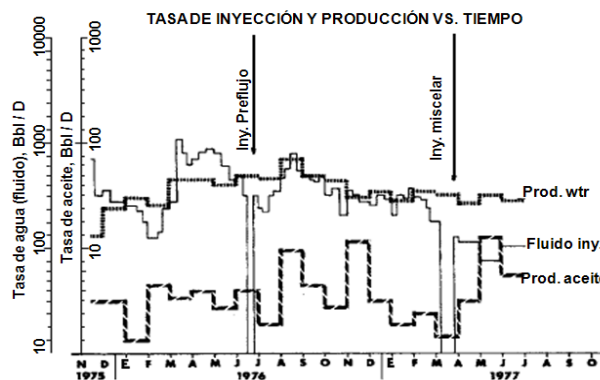
realización de este proyecto piloto en un área de 25.6 acres se emplearon 9 pozos inyectores, 4 pozos productores y 2 pozos de observación. Las propiedades del campo son mostradas en la tabla 7.

Tabla 7. Características del campo El Dorado, proyecto Hegberg.

Parámetros medio poroso	Permeabilidad	208 md
	Porosidad	24.5 %
	Espesor neto	17.5 ft
	Temperatura yacimiento	69 F
Parámetros fluidos Yacimiento	Saturación inicial crudo	30.7 %
	Gravedad crudo	37 API
	Viscosidad crudo	4.8 cp

La historia de inyección y producción del proyecto Hegberg se puede observar en la figura 15, de allí se puede apreciar que un mes después de la inyección del preflujo de agua la producción de petróleo se incrementó y presentó unos pequeños altibajos, luego de llegar a ciertos picos máximos. Con esto se demuestra que el proyecto arrojó resultados favorables en recuperación adicional de petróleo, sin embargo, no hay reportes de evaluación de desempeño, ni de rentabilidad³⁴.

Figura 15. Historia de inyección y producción del campo El Dorado, proyecto Hegberg.



Fuente. MILLER & RICHMOND. El Dorado micellar- polymer project facility. SPE 6469.

³⁴ MILLER & RICHMOND. El Dorado micellar- polymer project facility. SPE 6469.

• **Problema reportado.** Un problema reportado durante la inyección de la solución miscelar es la baja inyectividad debido a la baja calidad del agua inyectada y a movimientos de finos que causaron taponamientos. Este problema fue tratado con programas de monitoreo de la calidad del agua³⁵³⁶.

2.6.3. Campo Glenn Pool, proyecto Berryhill (Estados Unidos)

La aparición del primer campo de Oklahoma, llamado Glenn pool, trajo consigo dos años más tarde el nombramiento de esta ciudad como estado. Durante 1907, Oklahoma produjo más petróleo que cualquier otro estado en los Estados Unidos y cualquier otro país del mundo. Este mismo año se fundó una compañía de gas natural, se construyeron refinerías alrededor de la región, se planeó la construcción de un oleoducto desde Glenn pool para proporcionar servicio de gas a la ciudad de Oklahoma y trajo consigo una importante inversión de capital para el estado, todo esto junto con el hecho de promover el auge de campos petroleros de Illinois y Pennsylvania, indica que su aparición ha desarrollado un importante papel en el desarrollo de la industria petrolera de estados unidos.

• **Descripción del campo.** El campo Glenn Pool está ubicado en el estado de Oklahoma, condado de Creek de Estados Unidos y está operado por Exxon. Su ubicación es mostrada en la figuras 16. La zona productora se caracteriza por poseer arenas limpias, discontinuas, separadas por vetas impermeables de shale formadas en un ambiente deposicional deltáico.

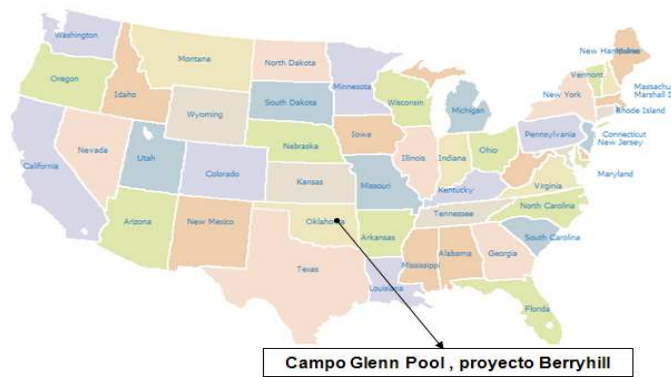
El campo fue descubierto en 1905 y en 1941 se decidió realiza la inyección de un gas represurizado en todo el campo. Para 1955 se decidió crear un piloto de inyección de agua en la sección Wm Berryhill, los resultados

³⁵ POETTMANN, op. cit., p. 49-52.

³⁶ MILLER & RICHMOND, op. cit.

positivos de este proyecto condujeron a una extensión comercial del proceso de inundación en la parte principal del campo en 1966.

Figura 16. Mapa de ubicación del campo Glenn Pool.



Fuente. <http://www.worldmapfinder.com>

Un proyecto piloto de inyección de vapor, ubicado en el suroeste de la sección de Berryhill fue activado en 1976 y cerrado en 1978, debido a problemas económicos, antes de que la viabilidad del proyecto fuera establecida. Las propiedades del campo son mostradas en la tabla 8.

Tabla 8. Características del campo Glenn Pool, proyecto Berryhill.

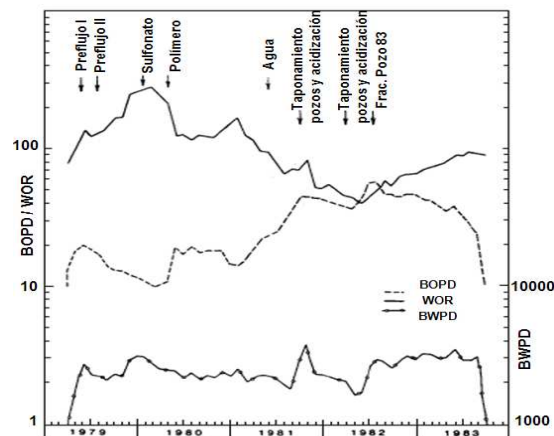
Parámetros medio poroso	Permeabilidad	150 md
	Porosidad	19.6 %
	Profundidad	1500 ft
	Espesor neto	28 ft
Parámetros fluidos Yacimiento	Temperatura yacimiento	100 F
	Saturación final crudo	32 %
	Gravedad crudo	39 API
	Viscosidad crudo	4 cp

• **Descripción del proceso de inyección de miscelares.** En 1979 una inyección de polímero y sulfonato fue llevada a cabo, y para 1981 dos pozos de observación mostraron excelente respuesta al proceso. Como resultados de estos test un piloto miscelar fue iniciado en la misma área, el mismo año hasta septiembre de 1983, y seguidamente una fase de polímero que terminó

en mayo de 1987. Los elementos inyectados en el piloto según el anterior orden cronológico fueron: (1) 0.7 VP de un pre-tratamiento, formado por 0.67 %w de cloruro de sodio, (2) 0.2 VP de un preflujo I, formado por 4.5%w de cloruro de sodio, (3) 0.35 VP un preflujo II formado principalmente por 0.75 %w de cloruro de calcio, (4) 0.1 VP de solución miscelar formada por 4.5 %w de cloruro de sodio, 5%w de soda cáustica, xileno, alcohol isopropílico y una pequeña cantidad de salmuera, (5) finalmente, 0.35 VP de poliacrilamida a una concentración de 35 %w. Para la realización de éste proyecto piloto en un área de 18 acres, se emplearon 4 pozos inyectoros y 9 pozos productores³⁷.

Las respuestas de producción del proyecto Berryhill se pueden observar en la figura 17, de allí se puede apreciar un aumento considerable en la producción de aceite, en tanto que la producción de agua se encuentra en un rango cercano de valores, tomando una tendencia casi constante³⁸.

Figura 17. Historia de inyección y producción del campo Glenn Pool, proyecto Berryhill.



Fuente. CRAWFORD & CRAWFORD. Wm. Berryhill micellar polymer project: a case history. SPE 14444.

³⁷ BAE & SYED. Glenn pool surfactant flood pilot test: part 2- field operations. SPE 15551

³⁸ CRAWFORD & CRAWFORD. Wm. Berryhill micellar polymer project: a case history. SPE 14444

• **Problemas reportados.** Los problemas reportados en la revisión literaria con su respectiva solución son los siguientes: (1) El prefluo II se degradó por presencia de bacterias. La solución a este problema fue tratando los filtros y suavizantes con formaldehído a una concentración de 100 ppm y el resto del sistema fue tratado con acroleína, adicionalmente se creó un programa de monitoreo constante para observar las respuestas inmediatas a las bacterias. (2) Precipitación del sulfonato cerca a los pozos productores. Este problema fue tratado diseñando un procedimiento en el que la molécula de sulfonato se convierte en una sal soluble en agua^{39 40}.

³⁹ CRAWFORD & CRAWFORD, op. cit.

⁴⁰ BAE & SYED, op. cit.

3. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE SURFACTANTES

3.1. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Los surfactantes son conocidos como agentes tensioactivos de humectación, formados por compuestos orgánicos del petróleo y otros aditivos, que se caracterizan por poseer un segmento liposoluble (soluble en aceite) y otro hidrosoluble (soluble en agua), lo cual permite que éste ocupe la interfase entre los dos líquidos, a fin de reducir la tensión interfacial entre ellos y que ocurra una dispersión mas fácilmente.

Según Paris de Ferrer⁴¹, este proceso consiste en añadir bajas concentraciones de surfactante al agua de inyección para que al momento de llegar al yacimiento, el petróleo atrapado en el medio poroso por fuerzas capilares, se haga móvil y sea desplazado por el fluido inyectado, es decir, se trata de que ocurra como un desplazamiento miscible, sin la desventaja característica de la movilidad desfavorable y la segregación por gravedad, a fin de lograr un barrido más eficiente y un incremento en la recuperación de petróleo. El principal objetivo de este proceso es recobrar el petróleo residual, entre 20 a 40 % del volumen poroso que permanece después de la recuperación primaria o de una inyección de agua, y mejorar la eficiencia de barrido volumétrico.

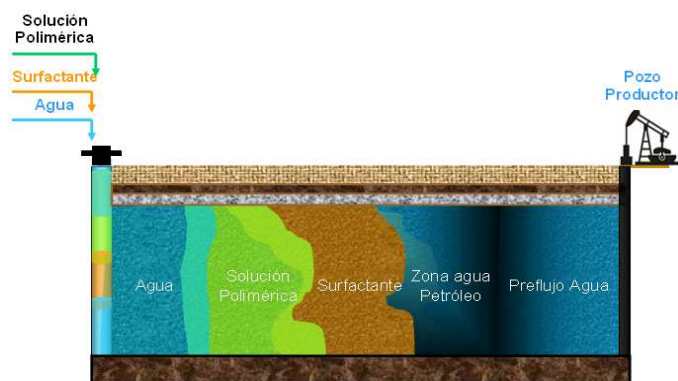
Con el fin de asegurarse que la movilidad del surfactante este bien controlada, éste es impulsado por un volumen de solución polimérica que actúa como amortiguador, ésta va a ir reduciendo gradualmente las

⁴¹ PARIS DE FERRER, op. cit., p. 316.

concentraciones del polímero para mitigar el efecto de la adversa relación de movilidades entre la solución amortiguadora y el posterior bache de agua.

Dado a que estudios de laboratorio han demostrado que obtener bajas tensiones interfaciales entre el petróleo y el surfactante entre un orden de 0.01 a 0.001 dinas/cm durante el desplazamiento sólo puede alcanzarse en un rango muy pequeño de concentración de hidróxido de sodio (0.2 – 0.3 moles/litro), se requiere inyectar un preflujo de agua con baja salinidad antes de inyectar el surfactante, con el fin de ajustar el pH y desplazar todas las sales de la formación, evitando que se pongan en contacto con la solución de surfactante⁴². El diagrama del proceso se puede observar en la figura 18.

Figura 18. Esquema del proceso de inyección de surfactantes



3.2. SURFACTANTES EMPLEADOS PARA INYECCIÓN

Los surfactantes se pueden clasificar de acuerdo a la naturaleza iónica de sus cabezas ó grupos polares, en no iónicos, iónicos (aniónicos, catiónicos) y anfotéricos. Los surfactantes no iónicos no tienen grupos con carga en sus cabezas. En cambio, la cabeza de un surfactante iónico lleva una carga neta. Si la carga es negativa, el surfactante es aniónico; si la carga es positiva

⁴² PARIS DE FERRER, op. cit., p. 316.

entonces será catiónico. En el caso de ser anfotérico el surfactante posee una cabeza con dos grupos de cargas opuestas.

Durante el desarrollo de proyectos de inyección de surfactantes y otros procesos de recobro mejorado, la industria ha reportado únicamente el uso de surfactantes de tipo aniónico, y no iónico. Los otros dos no tan tenido utilidad debido a que son muy propensos al fenómeno de adsorción en los intersticios de los clastos. A continuación se muestra una breve descripción de los surfactantes de uso mas frecuente en la industria.

3.2.1. Surfactantes aniónicos

Este tipo de surfactante se caracteriza por que las moléculas que lo conforman están cargadas negativamente. Son los de mayor aplicación en procesos de inyección, debido a que son relativamente resistentes a la retención, ya sea por adsorción, precipitación o filtración, y además pueden resultar bastante económicos.

Los sulfonatos del petróleo se encuentran categorizados en este grupo, éstos son los de mayor utilización, son derivados del petróleo crudo obtenidos como productos de refinería, son fáciles de obtener en grandes cantidades, y además se caracterizan por poseer una alta actividad interfacial. Los sulfonatos sintéticos también hacen parte de éste grupo, ellos se obtienen de la sulfonatación de un compuesto orgánico puro, son más costosos que los anteriores, pero tienden a ser más efectivos en el desplazamiento de aceite. Además poseen mayor resistencia a iones metálicos tales como calcio y magnesio, por ello están menos propensos a la adsorción que los anteriores. Algunos surfactantes aniónicos comúnmente encontrados son: dodecil sulfato de sodio (SDS), lauril sulfato de amonio y otras sales de alquilsulfato, lauril éter sulfato de sodio (SLES), alquil benceno sulfonato, jabones y sales

de ácidos grasos, y aquellos basados en aniones sulfato, sulfonato o carboxilato⁴³.

3.2.2. Surfactantes no iónicos.

Este tipo de surfactantes se caracterizan por que no forman enlaces iónicos, son utilizados principalmente como co-surfactantes, debido a que sus propiedades tensoactivas en reducción de la tensión interfacial, generalmente no son tan buenas como las aniónicas, sin embargo, dada su tolerancia a las altas salinidades, se usan junto con otros surfactantes para fortalecerlos y brindarles resistencia a los diferentes esfuerzos a los que son sometidos en el medio poroso. Los poli-alcoholes y el poli-glicol se encuentran en esta categoría, se caracterizan porque controlan la viscosidad de la solución, así como también el comportamiento de la fase. Otros surfactantes iónicos empleados son: alquil polióxido de etileno, copolímeros de polióxido de etileno y óxido de propileno llamados comercialmente polióxaminas, alquil poliglucósidos, incluyendo: octil glucósido, decil maltosido, alcoholes grasos, alcohol cetilico, alcohol oleico, cocoamida metil éter, cocoamida dietil éter, y cocoamida trietil éter⁴⁴.

3.3. FACTORES QUE AFECTAN LA INYECCIÓN DE SURFACTANTES

Los proyectos de inyección de surfactantes han mostrado resultados muy variables en recuperación adicional de petróleo, debido a la vulnerabilidad que presenta el surfactante a la presencia de uno o mas factores inherentes al medio donde son expuestos ó a la estructura de sus moléculas; esto provoca la pérdida de sus propiedades originales, debilitan la estabilidad del

⁴³ WILLHITE & GREEN, op. cit., p. 241,242.

⁴⁴ WILLHITE & GREEN, op. cit., p. 241,242.

tapón en el yacimiento y se eliminan las ventajas de su aplicación. A continuación se describirán algunos de éstos factores.

• **Presencia de bacterias.** Las bacterias son microorganismos presentes en aguas empleadas para inyección y en aquellas generadas en yacimientos de petróleo, el control de estos microorganismos se hace necesario, dado a que su presencia puede ocasionar taponamiento en las formaciones productoras y en las líneas de conducción, corrosión en los equipos y tanques y en el caso particular de procesos de inyección de surfactantes provocan la rápida degradación de dicho químico.

Los microorganismos (bacterias, hongos y algas) pueden subsistir bajo diversos pH; las bacterias y las algas son el grupo más grande de microorganismos que afectan los equipos industriales y el desarrollo de los campos petroleros. En la mayoría de los sistemas industriales debe emplearse productos químicos como biocidas, por que el control del crecimiento microbiano por medio de cambios en las condiciones físicas y químicas no se puede hacer de una manera práctica.

En general los bactericidas se utilizan para el control o eliminación de microorganismos que se encuentran en la fase acuosa de los fluidos utilizados en la industria. Dependiendo de la naturaleza de los microorganismos presentes, se utilizan uno u otro tipo de bactericidas o combinación de los mismos. Los dos tipos de biocidas más comunes son los oxidantes tipo cloro, los cuales requieren de tratamientos complementarios para mejorar su efectividad y los no oxidantes que ofrecen la posibilidad de controlar la actividad microbiana en sistemas que no son compatibles con el

cloro, como los sistemas con alto contenido de materia orgánica ó amoniaco⁴⁵.

•**Salinidad ó contenido de iones divalentes.** La presencia de iones divalentes de Ca⁺ y Mg⁺ en el agua de formación afecta negativamente la solubilidad del surfactante en agua, debido a que provoca su rápida precipitación, lo cual puede obstaculizar el desempeño del proceso, cambiando drásticamente el flujo del surfactante a través del yacimiento.

Con el fin de reducir este problema, se hace necesaria la inyección de un preflujo de agua que reduzca la cantidad de sales de la formación y se evite el contacto con la solución surfactante. Además, se utilizan varios aditivos con el surfactante para protegerlo contra las sales minerales. Los aditivos más populares son amonio, carbonato de sodio y trifosfato de sodio.

En el transcurso de los años se han logrado avances en el uso de sulfonatos de petróleo como surfactantes, debido a que son más efectivos que los surfactantes convencionales, menos susceptibles a la adsorción a la superficie de la roca y a las interacciones con los minerales, principal limitación en procesos de inyección de químicos⁴⁶.

•**Estructura del surfactante.** En el desarrollo de un proyecto de inyección de surfactantes, la estructura de dicho químico juega un papel muy importante en la eficiencia de desplazamiento de petróleo, esto se ha expuesto en diferentes estudios que han demostrado la existencia de una correlación entre la eficiencia de desplazamiento y su peso equivalente, siendo el peso equivalente la razón del peso molecular con el número de grupos de sulfonatos presentes en la molécula.

⁴⁵ <http://www.sintelub.com>

⁴⁶ PARIS DE FERRER, op. cit., p. 316,317.

Los sulfonatos con alto peso equivalente causan una gran reducción en la tensión interfacial, pero desafortunadamente no son solubles en agua y son rápidamente adsorbidos. El primer problema se resuelve mezclándolos con otros de bajo peso equivalente, con lo que se logra el equilibrio entre la solubilidad y la reacción de tensión interfacial⁴⁷.

Las características y la estructura de los sulfonatos de petróleo adecuado para aplicaciones de recuperación de petróleo dependerán de la composición química de la materia prima, el grado de sulfonación, y el número promedio de grupos sulfonato adsritos a cada molécula. El peso molecular óptimo de las mezclas de sulfonatos oscila entre 400 y 450, con un peso equivalente entre 375 y 475 lb/mol, sin embargo a valores de peso equivalente por encima de 450 son solubles en aceite y por debajo de 350 tienden a ser solubles en agua⁴⁸.

• **Temperatura.** La estabilidad térmica es una consideración muy importante en los diseños de proyectos de inyección de surfactantes, sin embargo la estructura de estos permite que sean altamente vulnerables a la degradación a temperaturas de yacimiento elevadas, reportándose en la literatura desarrollo de estos proyectos a temperaturas por debajo de 175 F⁴⁹.

• **Etapa de inyección de agua.** Los resultados favorables en recuperación de petróleo durante el desarrollo de proyectos de inyección de surfactantes se deben principalmente a la presencia de una cantidad permisible de petróleo móvil para recuperar que ha quedado después de una etapa temprana de inyección de agua, ya que de esta forma se justifica la inversión realizada.

⁴⁷ PARIS DE FERRER, op. cit., p. 316,317.

⁴⁸ WILLHITE & GREEN, op. cit., p. 241,242.

⁴⁹ PARIS DE FERRER, op. cit., p. 318.

3.4. SCREENING DE LA INYECCIÓN DE SURFACTANTES

Los rangos de aplicabilidad de proyectos de inyección de surfactantes han surgido de un estudio de la información de los proyectos implementados en todo el mundo; de allí se han especificado las características óptimas del crudo y del yacimiento donde los proyectos podrían ser exitosos. La tabla 9 muestra los principales parámetros de screening y los rangos de aplicabilidad para un proyecto de inyección de surfactantes.

Tabla 9. Screening para el proceso de inyección de surfactantes

Gravedad API	> 25
Temperatura del yacimiento, F	< 175
Viscosidad del aceite en el yacimiento, cp	< 30
Presión de yacimiento, psia	NC
Permeabilidad promedio del yacimiento, md	> 20
Espesor productor, ft	> 10
Profundidad formación, ft	< 8000
Saturación actual de aceite, fracción	> 0.3

Fuente. PARIS DE FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela. 1984; p.318.

Como complemento a estos criterios, se aconseja la aplicación de este tipo de proyectos en crudos que oscilen entre livianos e intermedios, ya que bajo este tipo de crudos es donde se comportan mejor los químicos. La litología preferiblemente debe ser arenisca, con bajo contenido de arcillas, sin yeso ni anhidrita, ya que estas generan la adsorción de los químicos. La salinidad del agua de formación debe presentar valores menores de 5000 ppm de calcio y magnesio, lo cual garantizaría la permanencia del surfactante en el yacimiento.

3.5. PROBLEMAS COMUNES EN LA INYECCIÓN DE SURFACTANTES.

Los surfactantes se caracterizan por ser fluidos de alta complejidad química, que al entrar en contacto con el petróleo y las rocas del yacimiento que han estado en equilibrio físico-químico durante muchos años con la salmuera connata, provoca varios fenómenos de transferencia de masa: adsorción, intercambio iónico, etc., y además fenómenos de no equilibrio. Todo esto complica considerablemente el problema de obtención y el mantenimiento de una formulación óptima a lo largo del proceso, dado a que se pierden las propiedades originales del surfactante y es difícil controlar todas las variables. A continuación se describirán los principales problemas presentados durante el desarrollo de este tipo de proceso.

• **Adsorción del surfactante.** La adsorción del surfactante es un proceso en el que ciertas moléculas de dicho químico son adheridas a la superficie de la roca, provocando la pérdida de las propiedades originales del mismo. Se han realizado estudios acerca de la influencia de la estructura sobre la adsorción, los cuales parecen indicar que una mayor ramificación de las cadenas alquilo permite mantener la baja tensión y disminuir este proceso.

Durante el proceso de adsorción, la mezcla de surfactante puede fraccionarse, dado a que los sulfonatos de petróleo empleados contienen una amplia distribución de pesos moleculares. Tales mezclas pueden fraccionarse entre el agua y el petróleo, con las especies de mayor peso molecular pasando al aceite. Como consecuencia la mezcla de surfactantes que queda en la fase agua posee un peso molecular cada vez más bajo, lo que provoca un cambio en la composición del surfactante; este proceso es considerado semejante a una separación cromatográfica⁵⁰.

⁵⁰ <http://yacimientos-de-gas-condensado.blogspot.com>

Este fenómeno normalmente aumenta con la concentración del mismo en la solución y disminuye con el incremento de la temperatura, además es función del tipo de surfactante, peso equivalente, minerales de la roca, contenido de arcilla y tasa de flujo de la solución. Se puede reducir inyectando baches de carbonato de sodio y usando aditivos alcalinos que reduzcan la exposición del químico a la adsorción.

• **Precipitación del surfactante.** El fenómeno de precipitación del surfactante consiste en la disociación por asentamiento gravitacional del químico inyectado debido a la presencia de iones divalentes. Un aumento en la concentración por encima del valor máximo provoca este fenómeno, y en algunos casos su redisolución. La alternativa mas empleada para contrarrestar este problema es usando un pre-flujo de agua que reduce el contenido de sales en el yacimiento.

• **Emulsiones.** Las emulsiones son mezclas de dos líquidos inmiscibles de manera mas o menos homogénea que resultan de procesos de no equilibrio durante el desarrollo de diferentes técnicas de recobro mejorado. Para el caso particular de una inyección de surfactantes, la presencia de este fenómeno ocurre entre dicho químico inyectado y el aceite contactando, en presencia de tensiones interfaciales ultra-bajas.

En tal caso, las emulsiones formadas pueden ser a menudo estables, viscosas y pueden taponar el yacimiento. Esto ha ocurrido en ciertos ensayos pilotos, y por lo tanto ha despertado la idea del uso de soluciones alcalinas que contrarresten este efecto. Sin embargo debe notarse que la presencia controlada de una emulsión viscosa puede ser beneficiosa porque puede taponar las zonas de alta permeabilidad y así obligar el fluido inyectado a penetrar en las otras zonas. Esto implica saber producir tales emulsiones

cuando se quiere, es decir al principio de la inyección o en el frente del tapón, y por otra parte saber evitarlos después⁵¹.

3.6. EXPERIENCIAS DE CAMPO EN LA INYECCIÓN DE SURFACTANTES

La implementación de proyectos de inyección de surfactantes surgió en los años 20, reportándose un total fracaso en el desarrollo de los mismos. Sin embargo, el interés por entender este tipo de procesos resurgió en los años 70, y de ahí en adelante se han logrado avances notables en el uso de sulfonatos de petróleo como surfactante, sin embargo, los éxitos en campo han estado limitados, y muchos problemas quedan aún por resolverse. A continuación se describirán algunos campos representativos de la inyección de surfactantes, de los cuales se mencionan datos relevantes y referentes al momento de implementación del proceso en estudio.

3.6.1. Campo North Burbank, Tract 97 (Estados Unidos)

La ciudad de Burbank contaba con doscientos habitantes cuando fue descubierto el yacimiento petrolífero que iba de norte a este de la ciudad, el 14 de mayo de 1920. Como resultado de ello, Burbank se convirtió en un boom y un centro de actividad sobre el ámbito petrolero, reportándose una producción de treinta y un millones de barriles de petróleo para 1921.

La Phillips Petroleum Company y la Sinclair Oil & Gas Company construyeron grandes refinerías cerca de la ciudad, hoteles, tiendas de comestibles, cafeterías y servicios para toda la región. En la actualidad, Burbank ha disminuido en cuanto el auge petrolero lo ha hecho, y su economía se ha visto apoyada por la agricultura, el ganado y granos básicos.

⁵¹ <http://yacimientos-de-gas-condensado.blogspot.com>

• **Descripción del campo.** El campo North Burbank está ubicado en el estado de Oklahoma, condado Osage de Estados Unidos y está operado por Phillips Petroleum Company. Su ubicación es mostrada en la figura 19. Las arenas productoras se caracterizan por ser homogéneas, de grano fino y estar formadas en un ambiente deposicional fluvial.

Figura 19. Mapa de ubicación del campo North Burbank



Fuente. <http://www.worldmapfinder.com>

El campo fue descubierto el 14 de mayo de 1920 y a partir de 1950 empezó a producir por inyección de agua, además ha sido objetivo de varios estudios de laboratorio de recuperación terciaria. Un pequeño piloto de inyección de vapor se realizó en 1965, con resultados decepcionantes. Posteriormente un piloto de inyección de polímeros fue llevado a cabo en el tract 40 y 49, el cual produjo petróleo incremental por más de 12 años⁵².

• **Descripción del proceso de inyección de Surfactante.** El piloto North Burbank tract 97 de surfactantes inició el 1 de diciembre de 1975, con la inyección de 0.244 VP de un preflujo de agua hasta el 19 de abril de 1976. En esta misma fecha se inyectó 0.168 VP de un preflujo salino hasta el 2 de agosto de 1976. Seguidamente se inyectó 0.051 VP de tapón de surfactante

⁵² Trantham. Prospects of commercialization, surfactant / polymer flooding, North Burbank Unit, Osage county, OK. SPE 9816.

formado por 3 %w de isobutil alcohol, 5 %w de witco TRS -10-410 (sulfonato de petróleo), y 15000 ppm de cloruro de sodio, hasta el 15 de septiembre de 1976. Finalmente, entre el 15 de septiembre de 1976 al 16 de junio de 1978, se inyectaron 0.465 VP de poliacrilamida aniónica a una concentración de 2000 ppm⁵³⁵⁴. Para la realización de este proyecto piloto se emplearon 9 pozos inyectoros y 16 pozos productores en un área de 90 acres. Las propiedades del piloto son mostradas en la tabla 10.

Tabla 10. Características del campo North Burbank, Tract 97.

Parámetros medio poroso	Permeabilidad	24 md
	Porosidad	16.5 %
	Profundidad	3000 ft
	Espesor neto	43 ft
	Temperatura yacimiento	120 F
Parámetros fluidos Yacimiento	Saturación inicial crudo	35 %
	Gravedad crudo	39 API
	Viscosidad crudo	3 cp

La historia de producción del piloto Tract 97, se puede observar en la figura 20, de allí se puede apreciar el incremento en producción de aceite a partir de noviembre de 1976, en tanto que la producción de agua se encuentra en un rango cercano de valores, tomando una tendencia casi constante. Para 1986 aun se seguía produciendo aceite incremental debido al químico inyectado, sin embargo, se encontraron resultados desfavorables en particular en las zonas del campo donde la heterogeneidad era extrema. Por lo tanto a pesar de manifestarse muy buenos resultados, la inyección de polímeros fue seleccionada para un tamaño comercial de expansión, ya que su implementación resultaba menos costosa y lograba una mejora en el barrido de petróleo en zonas heterogéneas⁵⁵. El proyecto se encuentra

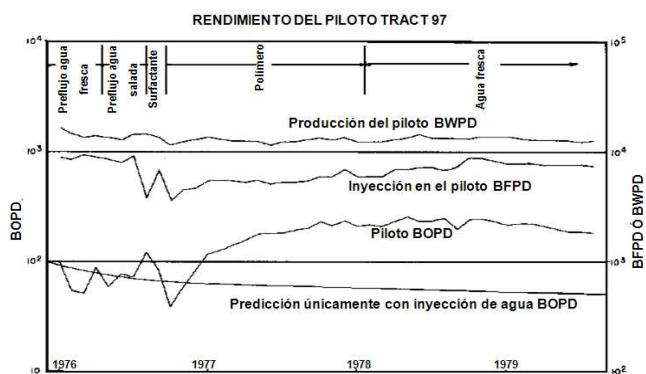
⁵³ BONEAU & CLAMPITT. A surfactant system for the oil-wet sandstone of the North Burbank Unit. SPE 5820.

⁵⁴ Trantham, op. cit.

⁵⁵ BRADFORD, COMPTON & HOLLIS. Operational problems in North Burbank unit surfactant / polymer project. SPE 7799.

terminado, su evaluación de desempeño por la inyección del surfactante es exitosa, pero no fue rentable su implementación a gran escala⁵⁶.

Figura 20. Historia de inyección y producción del campo North Burbank, Tract 97.



Fuente. BRADFORD, COMPTON & HOLLIS. Operational problems in North Burbank unit surfactant / polymer project. SPE 7799.

Problema reportado. Un problema reportado durante la inyección del tapón de surfactante hace referencia al problema de control de temperatura del sulfonato, ya que esas variaciones afectaron su viscosidad y la cantidad requerida. Este problema fue tratado instalando dispositivos de control para mantener la temperatura del químico en un nivel apropiado⁵⁷.

3.6.2. Campo Bothamsall (Inglaterra)

A continuación se presenta una breve información del campo y algunas características del proceso.

• **Descripción del campo.** El campo Bothamsall está ubicado al este de Midland, 225 Km al noroeste de Londres y está operado por Bp. Su ubicación

⁵⁶ Worldwide EOR Survey. Oil & Gas Journal 1988.

⁵⁷ BRADFORD, COMPTON & HOLLIS, op. cit.

es mostrada en la figura 21. La zona productora se caracteriza por poseer arenas erosionadas, ubicadas en forma de camas en un domo fallado.

Figura 21. Mapa de ubicación del campo Bothamsall



Fuente. <http://www.panavision-tours.es>

El campo fue descubierto en 1958 y fue puesto en producción en 1959. Sometido a Inyección de agua en 1962 causando la sobrepresión del yacimiento representado en fracturas alrededor de los pozos inyectoros, diez años después se presentaron altos cortes de agua de casi del 97%, por tal motivo se decidió realizar inyección de surfactantes⁵⁸.

• **Descripción del proceso de inyección de Surfactante.** El piloto de inyección de surfactante fue puesto en marcha entre julio de 1983 y septiembre de 1984, empleando 0.25 VP de solución surfactante, la cual esta compuesta por 1500 ppm de ethoxy sulphate, 12.4 ppm de alkane sulphonate, 37.6 ppm de petroleum sulphonate y alcohol; éste último con el fin de mejorar la solvencia del surfactante y el comportamiento de la fase. Esta mezcla fue inyectada en tamaños de bache grandes pero a una baja concentración. Finalmente se inyectó una solución polimérica, y en septiembre de 1984 nuevamente agua. Para la realización de éste proyecto

⁵⁸COOPER, SOUTHWORTH, WALSH & MORGAN. Field experience in the Bothamsall surfactant flood project. SPE 13990.

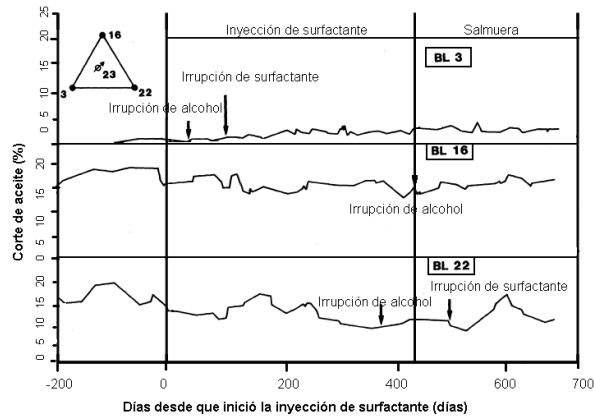
piloto se emplearon 5 pozos inyectoros y 8 pozos productores, en un área de 10.2 acres⁵⁹. Las propiedades del campo son mostradas en la tabla 11.

Tabla 11. Características del piloto de producción del campo Bothamsall

Parámetros medio poroso	Permeabilidad	14 md
	Porosidad	12 %
	Profundidad	3103 ft
	Espesor neto	60.7 ft
	Temperatura yacimiento	110 F
Parámetros fluidos Yacimiento	Saturación inicial crudo	62 %
	Saturación final crudo	40 %
	Gravedad crudo	41 API
	Viscosidad crudo	3 cp

La historia de producción del piloto, se puede observar en la figura 22, de allí se puede apreciar un leve incremento en la producción de aceite en los pozos BL3, BL16 Y BL22, debido a la inyección del surfactante, la cual se mantuvo casi constante hasta aproximadamente 600 días después de la inyección del químico⁶⁰.

Figura 22. Historia de producción del piloto de surfactantes en el campo Bothamsall



Fuente. COOPER, SOUTHWORTH, WALSH & MORGAN. Field experience in the Bothamsall surfactant flood project. SPE 13990.

⁵⁹ COOPER, SOUTHWORTH, WALSH & MORGAN, op. cit.

⁶⁰ COOPER, SOUTHWORTH, WALSH & MORGAN, op. cit.

• **Problemas reportados.** Los problemas reportados en la revisión literaria con su respectiva solución son los siguientes: (1) Baja productividad debido al taponamiento en el equipo de bombeo por formación de ceras. La solución a este problema fue realizando un lavado con agua caliente, tratamientos y uso de raspadores. (2) Producción temprana del químico en el pozo productor. Para esto, se siguió un programa de monitoreo, control con trazadores y optimización del tratamiento de aguas producidas. (3) Formación de fracturas. Este problema fue reducido realizando un control a la presión de inyección. (4) Retención del surfactante provocado por la presencia del alcohol. No hay solución a este problema, pero se realizó un monitoreo a esta variable⁶¹.

3.6.3. Campo Borregos (Estados Unidos)

A continuación se presenta una breve descripción del campo y algunas características del proceso.

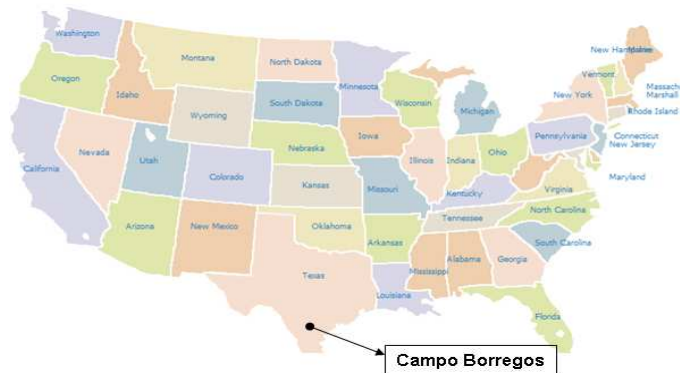
• **Descripción del campo.** El campo Borregos está ubicado en el estado de Texas, condado Kleberg de Estados Unidos y está operado por Exxon. Su ubicación es mostrada en la figura 23. La zona productora se caracteriza por poseer areniscas de grano medio a heterogéneo con contenido de mortmorillonita, formadas en un ambiente deposicional deltaico, ubicadas en un anticlinal alto.

El campo fue descubierto en 1949 y este mismo año fue puesto en producción primaria, dos años después se planeó la realización de un piloto de inyección de surfactantes para 1965⁶².

⁶¹ COOPER, SOUTHWORTH, WALSH & MORGAN, op. cit.

⁶² WEAVER. Simulation of waterflood behavior in a reservoir previously invaded by water. SPE 2984.

Figura 23. Mapa de ubicación del campo Borregos



Fuente. <http://www.worldmapfinder.com>

• **Descripción del proceso de inyección de Surfactante.** El piloto de inyección de surfactante fue puesto en marcha entre 1965 y 1966, empleando 0.3 VP de solución surfactante, de viscosidad de 0.4 cp, formada por una mezcla de sulfonato aniónico y alcohol. En octubre de 1968 se inyectó agua para probar el surfactante y en diciembre de este mismo año se expandió la inyección de agua. Para la realización de éste proyecto piloto se emplearon 4 pozos inyectoros y 1 pozo productor, en un área de 1.25 acres⁶³. Las propiedades del campo son mostradas en la tabla 12.

Tabla 12. Características del piloto de producción del campo Borregos

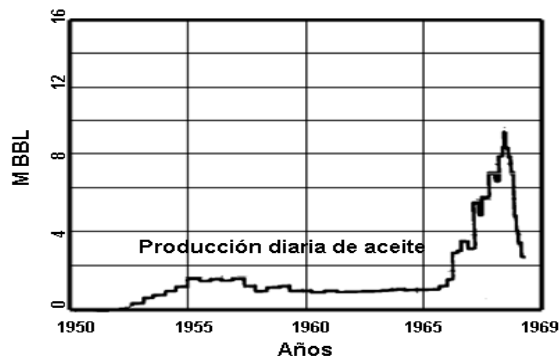
Parámetros medio poroso	Permeabilidad	162 md
	Porosidad	21 %
	Profundidad	7000 ft
	Espesor neto	3.8 ft
	Temperatura yacimiento	165 F
Parámetros fluidos Yacimiento	Gravedad del crudo	42 API
	Viscosidad crudo	0.36 cp

La historia de producción del piloto, se puede observar en la figura 24, de allí se puede apreciar un incremento considerable en la producción de aceite a

⁶³ PURSLEY & GRAHAM. Borregos field surfactant pilot test. SPE 4084.

finales de 1966 debido a la inyección del surfactante, la cual tuvo su pico máximo a inicios de 1968, donde empezó a disminuir drásticamente⁶⁴.

Figura 24. Historia de producción del piloto de surfactantes en el campo Borregos



Fuente. WEAVER. Simulation of waterflood behavior in a reservoir previously invaded by water. SPE 2984.

• **Problemas reportados.** Los problemas reportados en la revisión literaria con su respectiva solución son los siguientes: (1) Producción temprana del químico en el pozo productor. Para reducir este problema se realizó un monitoreo y control de las tasas de producción. (2) Adsorción del surfactante. No hay solución a este problema, pero se realizó un monitoreo a esta variable⁶⁵.

⁶⁴ WEAVER, op. cit.

⁶⁵ PURSLEY & GRAHAM, op. cit.

4. ANALOGÍAS EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE SURFACTANTES, POLÍMEROS Y MISCELARES

Las analogías son el enfoque primordial para el desarrollo de la base de datos especializada desarrollada en este proyecto. Éstas se definen como comparaciones o relaciones entre dos o más objetos o experiencias, apreciando y señalando características generales y particulares. El objetivo es generar razonamientos y conductas basándose en la existencia de semejanzas entre unos y otros, es decir, son relaciones de semejanza entre elementos de estudio diferentes. La analogía es una forma inductiva de argumentar, fundada en si dos o más entidades son semejantes en uno o más aspectos, es probable que existan entre ellos más semejanzas en otras facetas⁶⁶.

Trasladando esta definición al ámbito de la industria del petróleo, su aplicación ha sido orientada al desarrollo de herramientas para el análisis de pre-factibilidad técnica de procesos de recobro mejorado, donde se realizan analogías entre datos de proyectos implementados a nivel mundial y datos de un campo nuevo. Se busca con esto plantear la posibilidad de implementación de dicho proceso, con el fin de encontrar campos similares que sirvan como referencia para una futura aplicación. Este mismo enfoque fue tenido en cuenta para el desarrollo de la base de datos especializada, complementándola con un modelo estadístico para facilitar la realización de las analogías.

El modelo estadístico desarrollado facilita la realización de analogías, estableciendo el grado de similitud de la información; de esta forma, el

⁶⁶ <http://es.wikipedia.org>

usuario podrá encontrar los campos similares y establecerá el posible comportamiento de su campo de estudio, partiendo de los resultados de campos análogos.

Los resultados de las analogías son altamente influenciados por las variables determinantes de cada proceso, en este caso llamadas parámetros analógicos. Estos parámetros son factores que se toman como necesarios para analizar o valorar una situación, ellos serán los elementos a compararse y permitirán la identificación de los campos análogos. Los parámetros serán seleccionados en la herramienta a criterio propio del usuario, según su experiencia en el desarrollo de procesos de inyección de surfactantes, polímeros y miscelares. Sin embargo, a continuación se proponen los parámetros analógicos para cada uno de estos procesos, identificados durante el desarrollo de este trabajo.

4.1. PARÁMETROS ANALÓGICOS PARA PROCESOS DE INYECCIÓN DE SURFACTANTES, POLÍMEROS Y MISCELARES.

El estudio detallado de los procesos de inyección de surfactantes, polímeros y miscelares realizado en capítulos anteriores, redundará en la identificación de variables que afectan el comportamiento de cada uno de estos. Los factores que afectan su rendimiento, problemas comúnmente presentados y el screening técnico, son la clave para definir los parámetros analógicos ó los parámetros de mayor relevancia en estos procesos.

4.1.1. Parámetros analógicos en procesos de inyección de polímeros

Para el proceso de inyección de polímeros, se proponen como aspectos determinantes los nombrados a continuación:

• **Factores que afectan su rendimiento.** Salinidad ó contenido de iones divalentes, temperatura del yacimiento, presencia de acuífero activo y capa de gas, así como la etapa de inyección de agua.

• **Variables involucradas en el screening técnico.** Gravedad API, temperatura del yacimiento, viscosidad del aceite en el yacimiento, permeabilidad promedio del yacimiento, profundidad de la formación y la saturación actual de aceite.

Por tanto, se puede apreciar que hay una gran variedad de elementos involucrados en el desarrollo de un proyecto de inyección de polímeros y que deben ser tenidos en cuenta antes de llevar a cabo su implementación. Entonces, se han tomado como variables fundamentales las presentadas por diferentes autores en el screening técnico, sin embargo es necesario contar con otros elementos claves, a fin de lograr el óptimo desarrollo de estos procesos. Los parámetros analógicos propuestos son mostrados en la tabla 13.

Tabla 13. Parámetros analógicos en procesos de inyección de polímeros

Parámetros de Analogía	Información general del campo	Mecanismo de producción primario
		Duración de la inyección de agua
	Información de fluidos in situ	Salinidad del agua de formación
		Gravedad API
		Viscosidad del aceite
		Saturación actual de aceite
	Parámetros de medio poroso	Profundidad de la formación
		Temperatura del yacimiento
		Permeabilidad promedio

4.1.2. Parámetros analógicos en procesos de inyección de miscelares

Del estudio del proceso de inyección de miscelares se identificaron los siguientes elementos:

- **Factores que afectan su rendimiento.** Salinidad ó contenido de iones divalentes, temperatura del yacimiento, tipo de co-surfactante, estructura del surfactante, presencia de acuífero activo y capa de gas, además de la etapa de inyección de agua.

- **Variables involucradas en el screening técnico.** Gravedad API, temperatura del yacimiento, viscosidad del aceite en el yacimiento, permeabilidad promedio del yacimiento, porosidad, profundidad de la formación y saturación actual de aceite.

De lo anterior, se puede apreciar que además de los parámetros de screening que dominan el proceso, algunos otros deben ser tomados en cuenta, debido a que influyen en gran medida en los resultados de la aplicabilidad de la técnica. Características como la estructura del surfactante y el tipo de co-surfactante, que influyen en la buena implementación del proceso, no se consideran parámetros analógicas dado que no son elementos válidos para evaluar la factibilidad de la inyección de miscelares, sino que hacen parte de un posterior estudio de viabilidad técnico-económica. Los parámetros analógicos propuestos son mostrados en la tabla14.

Tabla 14. Parámetros analógicos en procesos de inyección de miscelares

Parámetros de Analogía	Información general del campo	Mecanismo de producción primario
		Duración de la inyección de agua
	Información de fluidos in situ	Salinidad del agua de formación
		Gravedad API
		Viscosidad del aceite
		Saturación actual de aceite
		Profundidad de la formación
	Parámetros de medio poroso	Temperatura del yacimiento
		Porosidad
		Permeabilidad promedio

4.1.3. Parámetros analógicos en procesos de inyección de surfactantes

Para evaluar la pre-factibilidad técnica de implementación de un proceso de inyección de surfactantes, se identificaron los siguientes elementos:

- **Factores que afectan su rendimiento.** Presencia de bacterias, salinidad ó contenido de iones divalentes, estructura del surfactante, temperatura del yacimiento, etapa de inyección de agua, presencia de acuífero activo y capa de gas.

- **Variables involucradas en el screening técnico.** Gravedad API, temperatura del yacimiento, viscosidad del aceite en el yacimiento, permeabilidad promedio del yacimiento, espesor productor, profundidad de la formación, saturación actual de aceite.

De lo anterior, se puede deducir que los parámetros de screening y los factores que afectan la inyección de surfactantes son fundamentales en el desarrollo de estos procesos. Sin embargo, la estructura del surfactante no es considerada parámetro analógico, dado a que no puede ser comparada para evaluar la factibilidad de aplicación de la inyección de surfactantes. Los parámetros analógicos propuestos son mostrados en la tabla 15.

Tabla 15. Parámetros analógicos en procesos de inyección de surfactantes

Parámetros de Analogía	Información general del campo	Mecanismo de producción primario
		Duración de la inyección de agua
		Presencia de bacterias
	Información de fluidos in situ	Salinidad del agua de formación
		Gravedad API
		Viscosidad del aceite
		Saturación actual de aceite
	Parámetros de medio poroso	Profundidad de la formación
		Temperatura del yacimiento
		Permeabilidad promedio

4.2. MODELO ESTADÍSTICO PARA LA REALIZACIÓN DE ANALOGÍAS

La base de datos desarrollada en este proyecto permite realizar analogías entre la información almacenada de casos históricos de inyección de surfactantes, polímeros y miscelares implementados a nivel mundial y campos de estudio introducidos por el usuario. Las analogías se hacen mediante un modelo que parte de los conceptos de la estadística descriptiva, realiza comparaciones entre la información almacenada y los datos de estudio, y posteriormente, establece el grado de similitud entre la información. Esto le permite al usuario establecer cuál sería el comportamiento de un campo en el cual se desea implementar un determinado proceso de recobro, dependiendo de los resultados de los campos más análogos. A continuación, se describirá la metodología para el análisis estadístico de la realización de analogías.

Para la realización de las analogías, se estableció inicialmente un modelo que determina un puntaje para cada uno de los campos almacenados en la base de datos, respecto del campo de estudio. La ecuación 1⁶⁷ expresa lo expuesto anteriormente.

$$S_x = \frac{\sum_{i=1}^n F_i}{n} * 100 \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde:

Sx: Puntaje obtenido por un campo de la base de datos respecto del campo de estudio. El mayor de todos estos valores señalará al campo más análogo al campo estudiado y en la medida en que este valor disminuye, disminuirá su grado de analogía. Su valor es porcentual.

⁶⁷ CHARLA PRIVADA M.Sc. Diana Mercado, Ingeniera de Petróleos - ICP

n: Número de propiedades que se van a tener en cuenta a la hora de hacer la analogía.

Fi: Factor de similitud entre el valor de una determinada propiedad del campo de estudio respecto al valor de la misma propiedad perteneciente a cada uno de los campos de la base de datos.

Este factor indica que tan parecidos son los valores comparados; entre más se acerque a 1, mas semejantes van a ser y entre mas se acerque a cero indicará que hay un grado de diferencia elevado. Se calcula como se muestra en la ecuación 2.

$$F_i = 1 - \frac{|p_i - p_{ie}|}{\max\{p_i - p_{ie}\}} \quad \text{Ecuación 2}$$

Donde:

Pi: Valor de la propiedad a comparar, perteneciente a un campo de la base de datos.

Pie: Valor de la propiedad a comparar, perteneciente al campo de estudio.

Máx {Pi-Pie}: Es la máxima de las diferencias encontradas comparando todos los campos de la base de datos con el campo de estudio, respecto de una misma propiedad.

Para el caso particular en que el valor de la propiedad no sea numérico sino una cadena de caracteres, el valor del factor de similitud es cero cuando estas cadenas no son iguales.

Al llevarse a cabo las comparaciones de los parámetros, se pueden presentar diferentes casos dependiendo de la información que se posea. Puede ocurrir que se comparen valores puntuales, rangos de valores ó valores puntuales con rangos de valores; para facilitar el cálculo del factor de

similitud en cualquiera de estos casos, se creó una tabla práctica y útil, que se puede apreciar en la tabla 16.

Tabla 16. Valores de F_i cuando se trabajan rangos de valores para las propiedades

Valor de la propiedad en el campo de la base de datos	Valor de la propiedad en el campo de estudios	Condición	F_i
Rango de valores comprendidos entre X_1 y X_2	Rango de valores comprendidos entre Y_1 y Y_2	$X_1 \leq Y_1 < Y_2 \leq X_2$	<ul style="list-style-type: none"> • $1 - \frac{ X_1 - Y_1 }{\max\{p_i - p_{ie}\}}$ si $X_1 - Y_1 > Y_2 - X_2$ • $1 - \frac{ X_2 - Y_2 }{\max\{p_i - p_{ie}\}}$ si $X_1 - Y_1 < Y_2 - X_2$
Rango de valores comprendidos entre X_1 y X_2	Rango de valores comprendidos entre Y_1 y Y_2	$Y_1 \leq X_1 < X_2 \leq Y_2$	0
Rango de valores comprendidos entre X_1 y X_2	Valor puntual Y	$X_1 \leq Y \leq X_2$	1
Rango de valores comprendidos entre X_1 y X_2	Valor puntual Y	$X_1 < X_2 < Y$	$1 - \frac{ X_2 - Y }{\max\{p_i - p_{ie}\}}$
		$Y < X_1 < X_2$	$1 - \frac{ X_1 - Y }{\max\{p_i - p_{ie}\}}$
Valor puntual X	Rango de valores comprendidos entre Y_1 y Y_2	$Y_1 \leq X \leq Y_2$	0

Fuente. MERCADO SIERRA, M.Sc. Diana Patricia. Asesoría privada.

4.3. EJEMPLO DE APLICACIÓN DEL MODELO

Con el fin de ilustrar de manera didáctica el funcionamiento del modelo estadístico desarrollado, se mostrará a continuación un ejemplo empleando datos reales de campos sometidos a inyección de polímeros, que serán comparados con datos de un campo nuevo X .

Supóngase que se cuenta con una base de datos que posee información de cinco (5) campos que fueron sometidos al proceso de inyección de polímeros y que los parámetros de analogía que se disponen son seis (6). Lo anterior se puede apreciar en la tabla 17. Además, las características del campo nuevo a estudiar, con datos supuestos para poder realizar el ejemplo, son mostrados en la tabla 18.

Tabla 17. Tabla de datos de campos de la base de datos

Campo	Parámetros de Analogía					
	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)	Temperatura yacimiento (F)	Gravedad crudo (API)	Viscosidad del crudo (cp)	Tipo de formación
Daqing	26	600	113	32	9	Arenisca
El tordillo	24	500	185	21	5	Arenisca
Hankensbuettel Westblock 4	28	2000 - 4000	136	27	11	Arenisca
Vacuum Grayburg - San Andrés	11.6	17.3	105	38	1.47	Dolomita
Healdton	26.2	346	80	33	10	Arenisca

Tabla 18. Datos del campo de estudio

Campo	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)	Temperatura yacimiento (F)	Gravedad crudo (API)	Viscosidad del crudo (cp)	Tipo de formación
X	26.6	2107	95	18	10	Arenisca

El proceso de estudio analógico por medio del modelo desarrollado, se realiza de la siguiente manera:

1. Número de propiedades a tener en cuenta en la analogía: $n=6$.
2. Se calcula el factor de similitud de cada propiedad, para cada uno de los campos de la base de datos respecto del campo nuevo X, teniendo en cuenta la ecuación 2. Esto es mostrado en las tablas 19, 20, 21, 22, 23, 24.

Tabla 19. Factor de similitud entre la porosidad del campo de la base de datos y el campo de estudio.

Porosidad del campo de estudio=26.6 %			
Campo	Porosidad (%)	$ p_i - p_{ie} $	Fi
Daqing	26	0.6	0.96
El tordillo	24	2.6	0.8266
Hankensbuettel Westblock 4	28	1.4	0.9066
Vacuum Grayburg - San Andrés	11.6	15	0
Healdton	26.2	0.4	0.9733
$\max\{ P_i - P_{ie} \}$		15	

Tabla 20. Factor de similitud entre la permeabilidad del campo de la base de datos y el campo de estudio.

Permeabilidad del campo de estudio=2107 md			
Campo	Permeabilidad (md)	$ p_i - p_{ie} $	Fi
Daqing	600	1507	0.2788
El tordillo	500	1607	0.2309
Hankensbuettel Westblock 4	2000 - 4000	0	1
Vacuum Grayburg - San Andrés	17.3	2089.7	0
Healdton	346	1761	0.1572
$\max\{p_i - p_{ie}\}$		2089.7	

Tabla 21. Factor de similitud entre la temperatura del yacimiento del campo de la base de datos y el campo de estudio.

Temperatura del campo de estudio= 95 F			
Campo	Temperatura (F)	$ p_i - p_{ie} $	Fi
Daqing	113	18	0.8
El tordillo	185	90	0
Hankensbuettel Westblock 4	136	41	0.5444
Vacuum Grayburg - San Andrés	105	10	0.8888
Healdton	80	15	0.8333
$\max\{p_i - p_{ie}\}$		90	

Tabla 22. Factor de similitud entre la gravedad del crudo del campo de la base de datos y el campo de estudio.

Gravedad del crudo del campo de estudio= 18 API			
Campo	Gravedad del crudo (API)	$ p_i - p_{ie} $	Fi
Daqing	32	14	0.3
El tordillo	21	3	0.85
Hankensbuettel Westblock 4	27	9	0.55
Vacuum Grayburg - San Andrés	38	20	0
Healdton	33	15	0.25
$\max\{p_i - p_{ie}\}$		20	

Tabla 23. Factor de similitud entre la viscosidad del crudo del campo de la base de datos y el campo de estudio.

Viscosidad del crudo del campo de estudio= 10 cp			
Campo	Viscosidad crudo (cp)	$ p_i - p_{ie} $	Fi
Daqing	9	1	0.8827
El tordillo	5	5	0.4138
Hankensbuettel Westblock 4	11	1	0.8827
Vacuum Grayburg - San Andrés	1.47	8.53	0
Healdton	10	0	1
$\max\{p_i - p_{ie}\}$		8.53	

Tabla 24. Factor de similitud entre el tipo de formación del campo de la base de datos y el campo de estudio.

Tipo de formación del campo de estudio= Arenisca			
Campo	Tipo de formación del campo	$ p_i - p_{ie} $	Fi
Daqing	Arenisca	0	1
El tordillo	Arenisca	0	1
Hankensbuettel Westblock 4	Arenisca	0	1
Vacuum Grayburg - San Andrés	Dolomita	1	0
Healdton	Arenisca	0	1
$\max\{p_i - p_{ie}\}$		1	

3. Se calcula el puntaje obtenido para cada campo de la base de datos respecto del campo de estudio. Los resultados son mostrados en la tabla 25.

Tabla 25. Resultados de la aplicación del modelo estadístico.

Puntaje final de cada campo							
Campo	Fi Poros.	Fi Permea.	Fi Temp. Yac.	Fi Grav. crudo	Fi viscos. crudo	Fi formación	$S_x = \frac{\sum_{i=1}^n F_i}{n} * 100$
Daqing	0.96	0.2788	0.8	0.3	0.8827	1	70.3601
El tordillo	0.8266	0.2309	0	0.85	0.4138	1	55.3580
Hankensbuettel Westblock4	0.9066	1	0.5444	0.55	0.8827	1	81.395
Vacuum Grayburg	0	0	0.8888	0	0	0	14.8148
Healdton	0.9733	0.1572	0.8333	0.25	1	1	70.2326

De los resultados mostrados en la tabla anterior, se puede determinar que el campo que más se asemeja al campo de estudio X, es el campo Hankensbuettel Westblock 4, dado a que es el campo de la base de datos que mayor puntaje obtuvo. Además, se puede apreciar que el campo Vacuum Grayburg fue el campo menos análogo al campo de estudio, ya que presentó el menor puntaje de todos.

4.4. BASE DE DATOS

Las bases de datos son un conjunto de información ó colección de datos relacionados que se encuentra agrupada de forma estructurada. Dichos datos deben estar organizados de tal forma que se puedan identificar los objetos y las relaciones entre ellos, independientemente de su utilización.

Para el desarrollo de este trabajo se siguió este enfoque, y como primer paso se realizó una planificación de la información que se quería almacenar, teniendo en cuenta dos aspectos importantes: los datos disponibles y la

información necesaria. En el caso particular, como se desea elaborar una base de datos analógica de yacimientos sometidos a procesos de inyección de surfactantes, polímeros y miscelares, los datos disponibles es la información encontrada para cada caso histórico y la información necesaria es la arrojada como resultados después de realizadas las analogías.

La recopilación de información de casos de campo donde se implementaron los procesos de inyección de surfactantes, polímeros y miscelares fue un proceso largo de búsqueda, análisis y selección de información, que en muchos casos es escasa. Sin embargo, realizando la revisión y análisis de los datos contenidos en más de 70 artículos técnicos, se logró seleccionar información de 62 casos de campo, entre ellos, 12 pertenecientes a inyección de surfactantes, 18 a inyección de miscelares y 32 a inyección de polímeros, principalmente aplicados en países como: Estados Unidos, Canadá, Inglaterra, China, Alemania, Francia, entre otros.

Debido a que existen diferentes tipos de datos que pueden ser almacenados, entre ellos: caracteres (texto), valores numéricos, fechas, información lógica (falso o verdadero, si o no), imágenes, etc.; es importante contar con una estructura para poder acceder a ellos de una forma rápida. Teniendo en cuenta que la información recopilada de los 62 casos de campo donde se implementaron los procesos de inyección de surfactantes, polímeros y miscelares es extensa, se hace necesario contar con un esquema de organización, que agrupe los diferentes parámetros en categorías.

Las categorías empleadas fueron: información general del campo, parámetros del medio poroso, información geológica, datos de producción del campo, características del químico inyectado (dependiendo del proceso) y problemas operacionales con su respectiva solución. A cada una de estas categorías se asociaron ciertos parámetros, dependiendo del proceso

implementado en campo. En las tablas 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33 y 34 se puede apreciar la forma en que quedó organizada la información para el caso particular de la inyección de miscelares. Ésta misma estructura fue empleada para los campos donde se implementaron polímeros y surfactantes.

Tabla 26. Parámetros involucrados en la categoría parámetros del medio poroso para el proceso de inyección de miscelares.

Categoría	Parámetros
Parámetros del medio poroso	Profundidad, pies
	Espesor neto, pies
	Porosidad, %
	Permeabilidad, md
	Temperatura de yto, F
	Presión de yto, psia

Tabla 27. Parámetros involucrados en la categoría información general del campo para el proceso de inyección de miscelares.

Categoría	Parámetros
Información general del campo	País
	Estado
	Ubicación
	Condado
	Operador
	Fecha descubrimiento del campo
	Nombre del campo
	Nombre del proyecto
	Área, Acres
	Presión inicial, psia
	OOIP, MMBBI
	Presión de punto de burbuja inicial, psia
	Mecanismo producción primario
	GOR, SCF/STB
	Perspectiva histórica
	Producción anterior
	Corte de agua antes de inyección del químico, %
	Ámbito del proyecto
	Madurez del proyecto
	Evaluación del proyecto
Rentabilidad	

Tabla 28. Parámetros involucrados en la categoría información geológica del campo para el proceso de inyección de miscelares.

Categoría	Parámetros
Información geológica	Tipo de formación
	Zona productora
	Cuenca
	Edad
	Ambiente deposicional
	Geología estructural
	Rocas y facies
	Estratigrafía
	características de la formación
	Mapa estructural

Tabla 29. Parámetros involucrados en la categoría información de fluidos in-situ para el proceso de inyección de miscelares.

Categoría	Parámetros
Información de fluidos in -situ	Gravedad de crudo, API
	Viscosidad crudo, cp
	Salinidad agua de formación, ppm
	Saturación inicial de crudo, %
	Saturación final de crudo, %
	Saturación inicial de agua, %
	Saturación inicial de gas, %
	FVF aceite (Bo), RB/STB

Tabla 30. Parámetros involucrados en la categoría datos de producción del campo para el proceso de inyección de miscelares.

Categoría	Parámetros
Datos de producción del campo	No. Pozos productores
	No. Pozos inyectoros
	No. Pozos observación
	Espaciamiento entre pozos (acres)
	Mecanismo recobro primario
	Aceite recuperado etapa primaria, MMSTB
	Factor recobro etapa primaria, %
	Mecanismo recobro secundario
	Aceite recuperado etapa secundaria, MMSTB
	Factor recobro etapa secundaria, %
	Mecanismo recobro terciario
	Aceite recuperado etapa terciaria, MMSTB
	Factor de recobro etapa terciaria, %
	Producción total aceite del patrón (BBL)
	Historia de producción del campo
Curvas de producción	

Tabla 31. Parámetros involucrados en la categoría características del pre-tratamiento para el proceso de inyección de miscelares.

Categoría	Parámetros
Características del pre-tratamiento	Fecha de iniciación
	Composición pre-tratamiento
	Tasa de inyección Bbl/día
	Viscosidad, cp
	Volumen inyectado pre-tratamiento, VP
	Patrón de inyección

Tabla 32. Parámetros involucrados en la categoría características del pre-flujo para el proceso de inyección de miscelares.

Categoría	Parámetros
Características del pre-flujo	Fecha de iniciación
	Composición pre flujo
	Tasa de inyección, B/d
	Viscosidad, cp
	Volumen inyectado pre-flujo, VP
	Patrón de inyección

Tabla 33. Parámetros involucrados en la categoría características del miscelar para el proceso de inyección de miscelares.

Categoría	Parámetros
Características del miscelar	Químico inyectado
	Fecha de iniciación
	Composición miscelar
	Tasa de inyección, B/d
	Viscosidad, cp
	Volumen inyectado miscelar, VP
	Patrón de inyección

Tabla 34. Parámetros involucrados en la categoría características del polímero para el proceso de inyección de miscelares.

Categoría	Parámetros
Características del polímero	Polímero inyectado
	Fecha de iniciación
	Tasa de inyección, B/d
	Volumen inyectado, VP
	Concentración, ppm
	Viscosidad, cp.
	Patrón de inyección

5. CONCLUSIONES

- Se implementó una base de datos especializada denominada EORS, la cual recopila, clasifica e integra casos históricos de campos objeto a proyectos de inyección de surfactantes, polímeros y miscelares, que permite realizar analogías entre campos nuevos y los contenidos en ésta, orientando al estudio preliminar de una posible aplicación de estos procesos.
- El estudio analógico permite obtener datos confiables que conlleven al análisis preliminar de un prospecto o candidato a inyección de surfactantes, polímeros y miscelares, del cual no se posee información suficiente para su caracterización, o de un campo en desarrollo que no posea un plan de recobro definido.
- La elaboración de analogías se convierte en un estudio acertado si se realiza con base en conceptos estadísticos. Por ello, el modelo realizado siguiendo estos conceptos, determina con claridad el mayor grado de semejanza entre la información almacenada y los datos de estudio. Siendo de esta forma, una representación matemática veraz para el estudio analógico, que puede extenderse a otros métodos de recobro mejorado y a otras ramas de la ingeniería.
- La herramienta software permitió reducir el tiempo de análisis y facilitó realizar la labor para la cual fue diseñada de manera ágil y certera, constituyéndose en un elemento clave al momento de evaluar la pre-factibilidad de implementación de procesos de inyección de surfactantes, polímeros y/o miscelares.

- Al realizar el análisis en la herramienta desarrollada, se parte de un conjunto de datos provenientes de un campo considerado como prospecto para inyectar surfactantes, polímeros o miscelares y los resultados analógicos arrojados, permiten orientar el estudio de una posible implementación hacia aquellos procesos que puedan tener éxito, convirtiéndose así en un soporte para la toma de decisiones preliminares.

6. RECOMENDACIONES

- La herramienta software EORS está orientada al análisis de pre-factibilidad técnica de procesos de inyección de surfactantes, polímeros y miscelares, con lo cual se sugiere su uso para el estudio de yacimientos colombianos que no poseen un proceso de recobro definido ó que llevan una inyección de agua con resultados desfavorables.
- El modelo estadístico desarrollado en este proyecto puede ser aplicado para el análisis de otros procesos de recobro mejorado, con lo cual se sugiere crear bases de datos con información de casos de campo de diferentes técnicas, implementarles el modelo y realizar las analogías respectivas. Con esto, será posible orientar la toma de decisiones preliminares, en diversos métodos de recobro.
- Luego de realizado el estudio analógico, es importante revisar las referencias bibliográficas almacenadas para cada uno de los campos contenidos en la base de datos. Con esto, es posible encontrar información adicional, que pueda ser complementaria e importante para el usuario que está realizando el estudio.
- Para darle un uso adecuado a la base de datos desarrollada en este trabajo, se recomienda que el usuario se encuentre capacitado en temas relacionados con la inyección de químicos. Esto con el fin de seleccionar las mejores variables analógicas, las cuales influirán de forma marcada en el adecuado funcionamiento de la herramienta software y permitirán obtener los mejores resultados. Además, se garantizará una adecuada

interpretación del estudio analógico y un mejor uso de la información contenida en la aplicación.

7. BIBLIOGRAFÍA

ABDO, M.K.; PHELPS, C.H. Field Experience With Floodwater Diversion by ComplexdBiopolymers. SPE. 12642, 1984.

AGUEY, J.A. Field Performance Analysis of Micellar-Polymer Pilot Flood. SPE. 10732, 1982.

AGUEY, O.J. Field Performance Analysis of Micellar-Polymer Pilot Flood. SPE. 10732, 1982.

AHO, G.E.; BUSH, J. Results od the Bell Creek Unit "A" Micellar-Polymer Pilot. SPE. 11195, 1982.

ANGERT, P.F. Preflush Analysis of the Glenn Pool Surfactant Flood Expansion Project. SPE. 14441, 1985.

BAE, J.H.; SYED, E.U. Glenn Pool Surfactant Flood Pilot Test: Part 2- Field Operations. SPE. 15551, 1988.

BASAN, P.B.; McCALEB, J.A.; BUXTON, T.S Important Geological Factors Affecting the Sloss Field Micellar Pilot Project. SPE. 7047,1978.

BELDEN,W.M. Design and Operation of Micellar-Polymer Pillot Project Facilities Bell Creek Fields, Montana. SPE. 9043, 1980.

BILHARTZ, Jr, H.L.; CHARLSON, G.S. Field Polymer Stability Studies.SPE. 5551, 1975.

BOURDAROT, G.; SARDIN, M. Chateaugard Field Test Recovery Mechanisms and Interpretation. SPE. 12685, 1985.

CHAPOTIN, D.; LOMER, J.F.; PUTZ, A. The Chateaugard Industrial Microemulsion Pilot Design and Performance. SPE. 14955, 1986.

COFFMAN, C.L.; ROSENWALD, G.W. The El Dorado Micellar-Polymer Project. SPE. 5408,1975.

CRAWFORD, C.C.; CRAWFORD M.E. Wm. Berryhill Micellar-Polymer Project: A Case History. SPE. 14444, 1985.

DANIELSON, H.H.; PAYNTER, W.T.; MILTON, Jr, H.W.Tertiary Recovery by the Maraflood Process in the Bradford Field. SPE. 4753, 1976.

DEHENKKER, T.G.; BOWZER, L.J.; COLEMAN, R.V.; BARTOS, W.B. A Progress Report on Polymer-Augmented Waterflooding Wyoming's North Basin and Byron Fields. SPE 14953, 1986.

EARLOUGHER, Jr, R.C.; O'NEAL, J.E.; SURKALO, H. Micellar Solution Flooding: Field Test Results and Process Improvements. SPE 5337, 1975.

EDEN, A.L.; FOX, M.J. Optimum Plan of Depletion. SPE. 17458, 1988.

ESTABROOK, E.L.; RADER, C.M. History of Production of Salt Creek Oil Field, Wyoming. SPE 925199.

FANCHI, J.R.; CARROLL, H.B. Evaluation of the Wilmington Field Micellar-Polymer Project. SPE. 12681, 1988.

GENETTI, D.B.; WHITAKER, C.A.; SMITH, D.P.; PRICE, L.M. Applying Improved Recovery Processes and Effective Reservoir Management to Maximize Oil Recovery at Salt Creek. SPE 81458, 2003.

GOGORTY, W.B. Micellar-Polymer Flooding- An Overview. SPE 7041, 1978.

GOLDBURG, A.; STEVENS, P.D. Micellar-Polymer Demonstration in the Bell Creek Field. SPE. 9797, 1981.

GRANTZ, R.E. Waterflood History Match Study of the Torchlight Tensleep

GUCKERT, L.G.; PAYNTER, W.T. Micellar-Polymer Flooding Projects in the Bradford Field. SPE 10027, 1982.

GUPTA, S.P. Compositional Effects on Displacement Mechanisms of the Micellar Fluid Injected in the Sloss Field Test. SPE. 8827, 1984.

GUPTA, S.P. Dispersive Mixing Effects on the Sloss Field Micellar System. SPE. 9782, 1982.

HARTSHORNE, J.M.; NIKONCHIK, J.S. Micellar-Polymer Flood Shows Success in Bell Creek Field. SPE 13122, 1984.

HAUS, W.R. Design of Micellar-Polymer System for a Wilmington Low-Gravity Oil. SPE. 8892, 1981.

HEARN, C.L. The El Dorado Steam Drive- A Pilot Tertiary Recovery Test. SPE. 3780, 1972.

HEFFERN, E.W.; SUFFRIDGE, F.E.; VALCHO, J.J.; FENOGLIO, D.J. Development of a Crude Oil Sulfonate for Micellar-Polymer Flooding of the Salt Creek Field in Natrona County, Wyoming. SPE. 9813, 1982.

HILL, J.M. Los Angeles Basin, New Oil from Old Fields. SPE. 38330, 1997.

HOLM, I.W. Design, Performance, and Evaluation of the Uniflood Micellar-Polymer Process- Bell Creek Field. SPE. 11196, 1982.

HOWEL, J.C.; McATEE, R.W.; SNYDER, W.O.; TONSO, K.L. Large-Scale Field Application of Micellar-Polymer Flooding. SPE. 7089, 1979.

<http://www.sintelub.com>

<http://yacimientos-de-gas-condensado.blogspot.com>

JOHNSON, R.E. KENNELLY, R.G. SCHWARZ, J.R. Chemical and Physical Applications in Treating Produced-Fluid Emulsions of the Bell Creek Micellar-Polymer Flood. SPE 15175, 1988.

JONES, S.C.; McATEE, R.W. A Novel Single-Well Field Test of a Micellar Solution Slug. SPE. 3802, 1972.

JONES, M.A. Waterflood, Mobility Control: A Case History. SPE. 1427, 1966.

KEITH, B.D.; McCALEB, J.A. A Geological Model for Improved Oil Recovery Project- Tensleep Sandstone, Torchlight Field, Big Horn Basin, Wyoming.

LLAVE, F.M.; BURCHFIELD, T.E. A Novel Method of Developing In-Depth Permeability Modification Using Surfactant-Alcohol Blends. SPE. 20484, 1993.

LORENZ, P.B.; TAHM, M.K. Calcium Effects in the DOE Surfactant- Polymer Pilot Test. SPE. 9814, 1981.

MANRIQUE, E.J.; MUCI, V.E.; GURFINKEL, M.E. EOR Field Experiences in Carbonate Reservoirs in the United States. SPE. 100063-PA-P, 2007.

Micellar Pilot. SPE 9046, 1981.

MILLER, R.J.; RICHMOND, C.N. El Dorado Micellar-Polymer Project Facility. SPE. 6469, 1978.

MILTON, Jr, H.W. Evaluation Coring Results at a Micellar- Polymer Flood. SPE. 12648, 1984.

ONDRUSEK, P.S. Micellar-Polymer Flooding in the Bradford Field. SPE. 15550, 1988.

PARIS DE FERRER, M. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Ediciones Astro Data S.A. Maracaibo, Venezuela, 1984

POETTMANN, F.H. Microemulsion Flooding. 2007

PRATS, M.; MILLER, W.C. The Role of Technical Publications in the Advancement of Fluid Injection Processes for Oil Recovery. SPE 4698, 1973.

PUTZ, A.; CHEVALIER, J.P.; STOCK, G. A Field Test of Microemulsion Flooding, Chateaufrenard Field, France. SPE 8198, 1981.

RATERMAN, K.T. A Mechanistic Interpretation of the Toerchlight Micellar-polymer Pilot. SPE. 18087, 1990.

ROWALT, R.J. A Case History of <polymer Waterflooding-Brelum Field Unit. SPE 4671, 1973.

SAMPATH, K.; JONES, L.G.; STROM, E.T., PHELPS, C.H.; CHIOU, C.S. A New Biopolymer for High-Temperatures Profile Control: Part II-Filed Results. SPE. 19867, 1989.

SAYYOUH, M.H.M.; FARUOQ ALI, S.M.; STAHL, C.D. Rate Effects in Tertiary Micellar Flooding of Bradford Crude Oil. SPE. 7639, 1981.

SHURTZ, G.C.; BREINER, W.G.; COMEAUX, B.G. New Thru-Tubing Gravel Pack Techniques. SPE. 5660, 1975.

SITARAMAIAH, G.; SMITH, C.L. Turbulent Drag Reduction by Polyacrylamide and Other Polymers. SPE. 2405, 1968.

SMITH, C.L.; ANDERSON, J.L.; ROBERTS, P.G. New Diverting Techniques for Acidizing and Fracturing. SPE. 2751, 1969.

SMITH, F.W. The Behavior of Partially Hydrolyzed Polyacrylamide Solutions in porous Media. SPE. 2422, 1970.

STAUB, H.L. Results of a Micella-Polymer Flood in a Flooded-out, Low Gravity Reservoir. SPE. 9791, 1981.

SWIFT, S.C.; BROWN, L.P. Interference Testing for Reservoir Definition The State of Art. SPE. 5809, 1976.

TABER, J.J. & MARTIN, F.D. Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil. SPE 12069.

TAGGART, D.L.; RUSSELL, G.C. Sloss Micellar-Polymer Flood Post Test Evaluation Well. SPE. 9781, 1981.

THOMAS, R.D.; SPENCE, K.L.; BURTCHE, F.W.; LORENZ, P.B. Performance of DOE's Micellar-Polymer Project in Northwest Oklahoma. SPE. 10724, 1982.

THOMAS, Sara & ALI, Farouq. Micellar-polymer flooding: status and recent advances. JCPT, Vol. 31, No.8. Octobre 1992.

TREIBER,L.E.; YANG, S.H. The Nature of Polymer and Wellbore Treatment to Minimize It. SPE. 14948, 1986.

TRUSHENSKI, S.P.; DAUBEN, D.L.; PARRISH, D.R. Micellar Flooding-Fluid Propagation, Interaction, and Mobility. SPE. 4582, 1974.

WANOSKI, J.L.; TREIBER,L.E.; MYAL,F.R. CALVIN, J.W. Sloss Micellar Pilot: Project Design and Performance. SPE. 7092, 1978.

WHITE, J.L.; GODDARD, J.E.; PHILLIPS, H.M. Use of Polymers to CONTROL Water Production in Oil Wells. SPE. 3672,1973.

WILLHITE, Paúl & GREEN Don W. Enhanced Oil Recovery. SPE textbook series. USA, 2003.

WILLINGHAM,Q.W.; HOWALD, C.D. Case history of the Tensleep Reservoir, Torchlight Field, Wyoming. SPE. 1166, 1965.

WO,S.; WHITMAN,L.D.; STEIDTMANN, J.R. Estimates of Potencial CO2 Demand for CO2 EOR in Wyoming Basins. SPE. 122921, 2009.

Worldwide EOR Survey. Oil & Gas Journal.

APÉNDICE A: MANUAL DE USUARIO EORS 2.0

1. ¿QUÉ ES EORS?

EORS es un software que permite realizar analogías entre un campo de estudio y los campos almacenados en la base de datos a partir de la selección de ciertos parámetros que serán comparados. Este software se fundamenta en el hecho de si dos o más propiedades son semejantes en uno o más aspectos, es probable que existan entre ellos mas semejanzas en otras facetas, de esta forma se obtendrán los campos más análogos al campo de estudio.

2. REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA

- Microsoft Installer 3.0.
- Microsoft .Net Framework 2.0.
- Windows XP, Windows vista
- Memoria de 256 MB o superior
- Procesador de 1 GHz o superior
- Espacio disponible en disco, 30 MB
- Unidad de CD.ROOM

3. MODO DE INSTALACIÓN DE EORS

Antes de instalar EORS, previamente el sistema debe tener instalado Microsoft Installer 3.0 o superior y Microsoft. Net Framework 2.0. Luego de esto, del CD de instalación ejecute el archivo setup.exe y se iniciará el asistente como se muestra en la figura A1.

Figura A1. Asistente para la instalación 1.



Fuente. Software para la realización de analogías orientadas a procesos de recobro mejorado. EORS 2.0.

El asistente le permitirá cambiar la dirección de instalación y especificar si el programa estará disponible para otros usuarios, como se muestra en la figura A2.

Figura A2. Asistente para la instalación 2.



Fuente. Software para la realización de analogías orientadas a procesos de recobro mejorado. EORS 2.0.

Después de aceptar la instalación se empiezan a copiar los archivos de la aplicación y se cierra el asistente, esto se puede observar en la figura A3.

Figura A3. Asistente para la instalación 3.



Fuente. Software para la realización de analogías orientadas a procesos de recobro mejorado. EORS 2.0.

Se puede ingresar a la aplicación por Inicio > Todos los programas > GRM > EORS o a través del acceso directo que se crea en el escritorio.

4. ENTORNO DE APLICACIÓN

El entorno de la aplicación se puede apreciar en la figura A4, donde se indica el usuario autorizado para ejecutar la herramienta y algunas observaciones de carácter legal.

A continuación se muestra el espacio de trabajo de la herramienta, que está constituido por un menú principal en la parte superior y en la parte izquierda de la pantalla. Las opciones con las que cuenta este menú se pueden observar en la tabla A1 y su diseño se encuentra en la figura A5.

Figura A4. Pantalla de presentación EORS 2.0



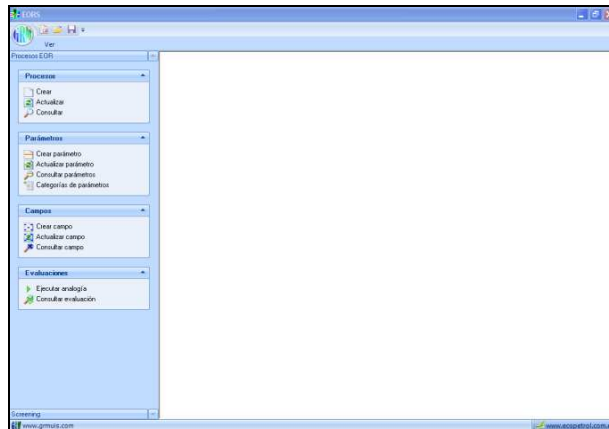
Fuente. Software para la realización de analogías orientadas a procesos de recobro mejorado. EORS 2.0.

Tabla A 1. Menú de opciones de EORS 2.0

Menú principal	Submenú	Opciones
Procesos EOR	Proceso	Crear
		Actualizar
		Consultar
	Parámetros	Crear parámetro
		Actualizar parámetro
		Consultar parámetro
		Categorías de parámetros
	Campos	Crear campo
		Actualizar campo
		Consultar campo
	Evaluaciones	Ejecutar analogía
		Consultar evaluación

Fuente. Software para la realización de analogías orientadas a procesos de recobro mejorado. EORS 2.0.

Figura A5. Marco de trabajo general EORS 2.0



Fuente. Software para la realización de analogías orientadas a procesos de recobro mejorado. EORS 2.0.

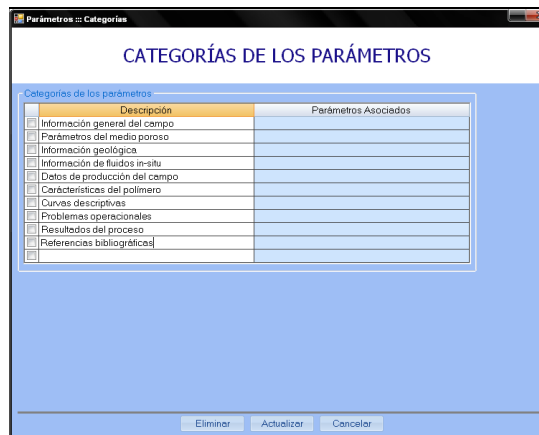
5. PARÁMETROS

5.1. CATEGORÍAS DE PARÁMETROS

En esta opción, el usuario podrá crear las categorías donde se asociarán cada uno de los parámetros que hacen parte de cada campo. Estas se incluyen, actualizan o eliminan en una ventana como la que se muestra en la figura A6, la cual se activa mediante la opción categorías de los parámetros del submenú parámetros.

Para agregar una nueva categoría simplemente se digita al final de la tabla y se pulsa el botón actualizar. Para actualizar el nombre una categoría se digita el nuevo nombre y se pulsa nuevamente el botón actualizar; y en el caso de desear eliminar una categoría se selecciona en la primer columna y se pulsa el botón eliminar.

Figura A6. Creación, actualización y eliminación de categorías de parámetros en EORS 2.0.



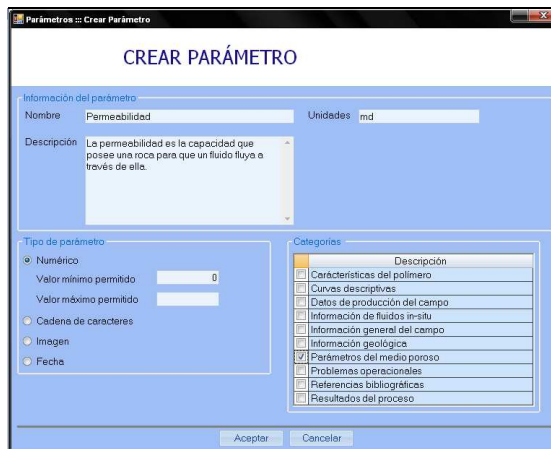
Fuente. Software para la realización de analogías orientadas a procesos de recobro mejorado. EORS 2.0.

5.2. CREAR PARÁMETRO

Seleccionada la opción crear parámetro del submenú parámetros, se muestra un formulario como el de la figura A7, en el cual se debe digitar la información de una propiedad o parámetro de los campos a tener en cuenta en las analogías. La información solicitada es la siguiente:

- Nombre
- Unidades (utilizar el sistema apropiado)
- Descripción
- Tipo de parámetro: si es un valor numérico, opcionalmente se debe digitar los valores máximo y mínimo permitido para no incurrir en errores a la hora de digitar los valores para un campo en específico.
- Categoría a la que pertenece el parámetro: esta opción es muy importante, dado a que todos los parámetros deben estar asociados a las categorías correspondientes de las creadas anteriormente.

Figura A7. Creación de un parámetro en EORS 2.0.



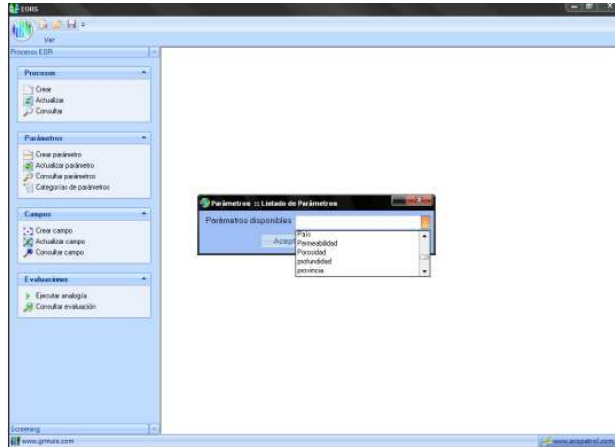
Fuente. Software para la realización de analogías orientadas a procesos de recobro mejorado. EORS 2.0.

5.3. ACTUALIZAR PARÁMETRO

Para actualizar o eliminar la información de un parámetro en particular se puede hacer seleccionando la opción actualizar del submenú parámetros. Si no hay un parámetro activo, se despliega una ventana como la de la figura A8 en la cual se selecciona el parámetro que se desea actualizar.

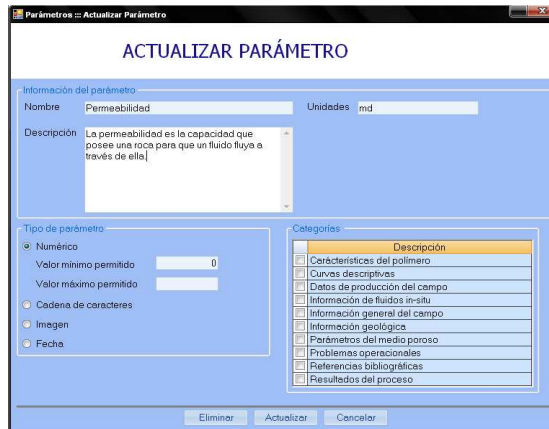
Una vez seleccionado el parámetro a actualizar o eliminar, se despliega toda la información relacionada con éste en una pantalla como la que se observa en la figura A9.

Figura A8. Selección de un parámetro a actualizar en EORS 2.0.



Fuente. Software para la realización de analogías orientadas a procesos de recobro mejorado. EORS 2.0.

Figura A9. Actualización de un parámetro en EORS 2.0.



Fuente. Software para la realización de analogías orientadas a procesos de recobro mejorado. EORS 2.0.

5.4. CONSULTAR PARÁMETRO

Al pulsar la opción consultar parámetro del submenú parámetros, se muestra una ventana como se puede apreciar en la figura A10, en la cual se puede seleccionar un parámetro en particular y se muestra su información asociada;

esto con el fin de corroborar la información anteriormente digitada, ó identificar la información actualmente almacenada en la base de datos.

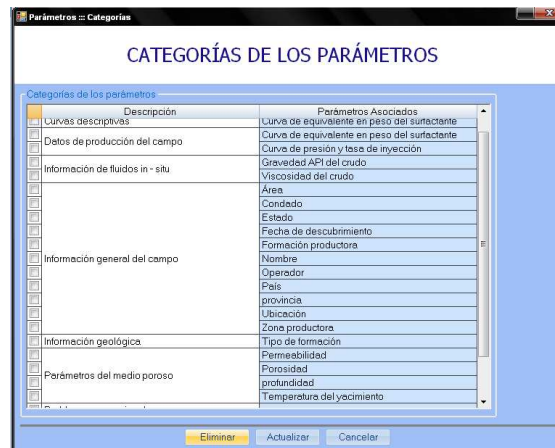
Figura A10. Consulta de un parámetro en EORS 2.0.



Fuente. Software para la realización de analogías orientadas a procesos de recobro mejorado. EORS 2.0.

Debido a que todos los parámetros creados se han ido asociando a las categorías inicialmente creadas, la tabla categorías de los parámetros se va modificando y va tomando forma como se puede apreciar en la figura A11.

Figura A11. Categorías de los parámetros en EORS 2.0.



Fuente. Software para la realización de analogías orientadas a procesos de recobro mejorado. EORS 2.0.

6. CAMPOS

6.1. CREAR CAMPO

Una vez creados los parámetros, se deben digitar sus valores correspondientes a cada uno de los campos de la base de datos. Cuando se va a realizar este proceso por primera vez para un campo específico, se debe crear un campo mediante la opción crear campo del submenú campos; inmediatamente se despliega una pantalla como la que se muestra en la figura A12, en la cual se solicita un nombre para el campo y los valores de cada uno de los parámetros. Si no se posee información acerca de un parámetro del campo, se puede omitir, pero se verá reflejado a la hora de ejecutar el algoritmo de analogía.

Figura A12. Creación de un campo en EORS 2.0.

Parámetro	Valor Mínimo	Valor Máximo	Valor de la Información
Área	552,000		
Condado			
Curva de equivalente en peso			
Curva de presión y tasa de			
Estado			
Fecha de descubrimiento			
Formación productora			Comodoro Rivadavia
Gravedad API del crudo	21,000		
Mapa de ubicación			
Nombre			El Tordillo
Operador			Tucumán
País			Argentina
Permeabilidad	500,000		
Porosidad	24,000		
profundidad	5 450,000		
provincia			Chubut
Temperatura del yacimiento	185,000		

Fuente. Software para la realización de analogías orientadas a procesos de recobro mejorado. EORS 2.0.

Si el parámetro es una imagen, se puede agregar pulsando el símbolo más (+) ubicado en la antepenúltima columna de la tabla y seleccionando el archivo correspondiente. Si no es correcta la imagen cargada, se puede

eliminar pulsando la letra X de la penúltima columna. Estas opciones se muestran en la figura A13.

Figura A13. Inserción de una imagen en EORS 2.0



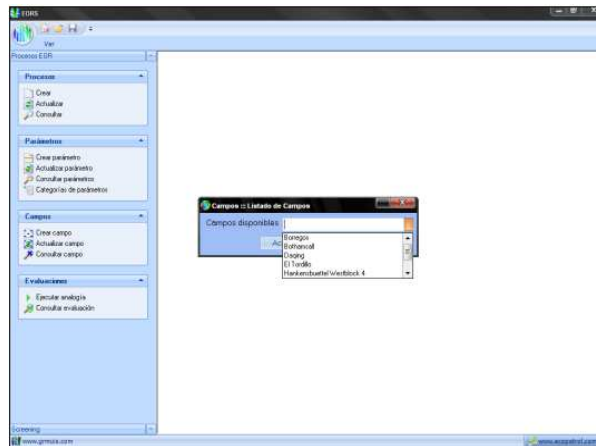
Fuente. Software para la realización de analogías orientadas a procesos de recobro mejorado. EORS 2.0.

6.2. ACTUALIZAR CAMPO

La actualización de un campo se realiza de manera similar a la actualización de un parámetro. Se selecciona la opción actualizar campo del submenú campos. Si no se encuentra ningún campo activo, se despliega una ventana como la que se muestra en la figura A14 para seleccionar el campo del cual se desea cambiar la información.

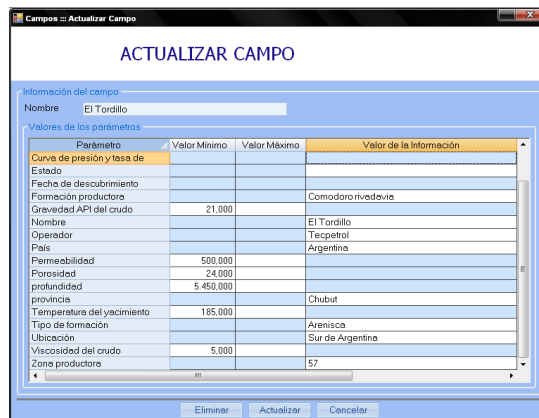
Una vez seleccionado el campo del cual se va a modificar la información, se despliega una ventana como se muestra en la figura A15, en la cual se muestra la información del campo y se puede modificar o eliminar en su totalidad.

Figura A14. Selección de un campo a actualizar en EORS 2.0.



Fuente. Software para la realización de analogías orientadas a procesos de recobro mejorado. EORS 2.0.

Figura A15. Actualización de un campo en EORS 2.0.



Fuente. Software para la realización de analogías orientadas a procesos de recobro mejorado. EORS 2.0.

6.3. CONSULTAR CAMPO

El último formulario de este submenú corresponde a la consulta de la información de un campo en particular, para lo cual se debe pulsar la opción consultar campo. Al instante se despliega una ventana como la que se muestra en la figura A16, en la cual existe una lista de los campos

disponibles en la base de datos y al seleccionar uno, en una tabla se presentan la información de los parámetros que se le asociaron.

Figura A16. Consulta de un campo en EORS 2.0.

Parámetro	Valor Mínimo	Valor Máximo	Valor de la Información
Condado			
Curva de equivalente en peso			
Curva de presión y fase de Estado			
Fecha de descubrimiento			
Formación productora			Comodoro rivadavia
Gravedad API del crudo	21,000		
Nombre			El Tordillo
Operador			Tecpetrol
País			Argentina
Permeabilidad	500,000		
Porosidad	24,000		
profundidad	5,450,000		
provincia			Chubut
Temperatura del yacimiento	185,000		
Tipo de formación			Arenisca
Ubicación			Sur de Argentina

Fuente. Software para la realización de analogías orientadas a procesos de recobro mejorado. EORS 2.0.

7. PROCESOS

7.1. CREAR PROCESO

Luego de haber almacenado la información referente a cada campo es necesario asociar cada uno de ellos a los procesos que se llevaron a cabo. Por tal motivo es necesario crear cada uno de los procesos, lo cual se consigue pulsando la opción crear, del submenú procesos, de allí se despliega un formulario como el de la figura A17, en el cual se solicitan los datos básicos del proceso a crear:

- Nombre
- Descripción
- Contraseña o clave de acceso
- Confirmación de la contraseña
- Selección de los parámetros asociados al proceso

- Los campos de referencia asociados al proceso

Figura A17. Creación de un proceso en EORS 2.0.

Fuente. Software para la realización de analogías orientadas a procesos de recobro mejorado. EORS 2.0.

Luego de pulsar el botón aceptar, se hace una verificación de la concordancia de las contraseñas escritas y de la no existencia de un proceso con el mismo nombre; si todo está bien, se almacena en la base de datos.

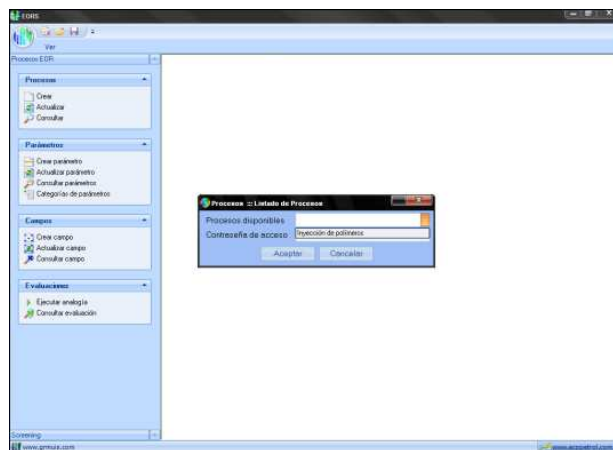
7.2. ACTUALIZAR PROCESO

Si se elige la opción actualizar, del submenú procesos, y si no existe un proceso activo, se debe elegir el proceso a actualizar y digitar la contraseña de acceso que tiene. Ésta verificación de seguridad se hace con el objetivo de que no todos los usuarios puedan acceder a modificar la información de un proceso, sino únicamente los que posean la clave de acceso. Ésta ventana se puede observar en la figura A18.

Una vez se ha verificado la clave de acceso de un determinado proceso, se despliega un formulario como el de la figura A19, donde se presenta la información asociada, la cual se puede modificar a conveniencia. Incluso está

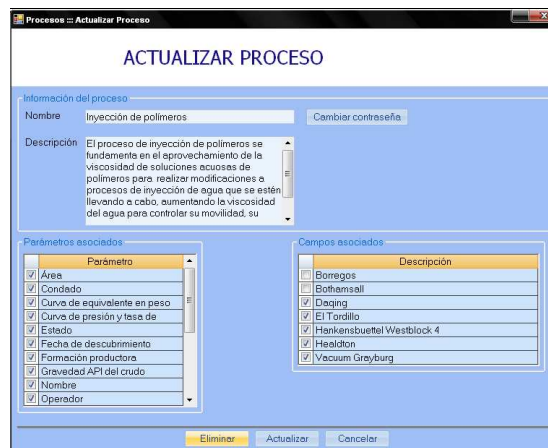
la posibilidad de poder eliminar un proceso de la base de datos, si así se considera necesario.

Figura A18. Selección de un proceso a actualizar en EORS 2.0.



Fuente. Software para la realización de analogías orientadas a procesos de recobro mejorado. EORS 2.0.

Figura A19. Actualización de un proceso en EORS 2.0.



Fuente. Software para la realización de analogías orientadas a procesos de recobro mejorado. EORS 2.0.

En la parte superior derecha del formulario se encuentra el botón cambiar contraseña, que al pulsarlo despliega un formulario como el que se muestra en la figura A20, solicitando que digite la contraseña anterior, la nueva

contraseña y la confirmación de esta. Pulsando el botón aceptar y si los datos son correctos, se hace el cambio en la base de datos.

Figura A20. Actualización de contraseña de un proceso en EORS 2.0.



Fuente. Software para la realización de analogías orientadas a procesos de recobro mejorado. EORS 2.0.

7.3. CONSULTAR PROCESO

Si se desea consultar los procesos existentes en la base de datos, se selecciona la opción consultar del submenú procesos, enseguida se despliega un formulario como el de la figura A21. Allí se selecciona el nombre del proceso a consultar y en la parte inferior aparece la descripción del proceso, los parámetros y los campos asociados.

Figura A21. Consulta de un proceso en EORS 2.0.



Fuente. Software para la realización de analogías orientadas a procesos de recobro mejorado. EORS 2.0.

8. EVALUACIONES

8.1. EJECUTAR ANALOGÍA

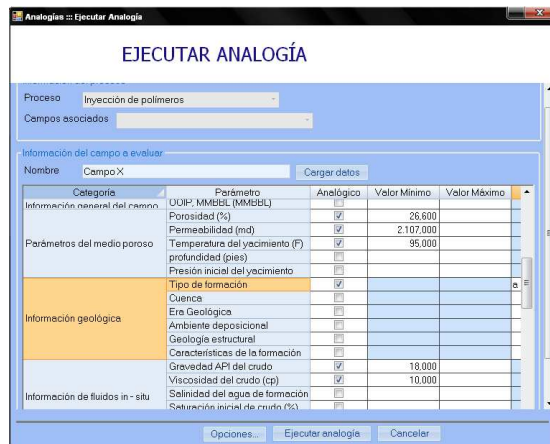
Una vez almacenada la información perteneciente a los procesos de inyección de surfactantes, polímeros y miscelares, es posible realizar analogías entre los campos almacenados y un campo nuevo. Cabe resaltar que dichas analogías se realizarán por proceso y está abierta la posibilidad de que el usuario elija los parámetros a comparar.

Al elegirse el proceso, podrán observarse los campos asociados a éste, desplegando la pestaña campos asociados como se muestra en la figura A22. Luego, se digitará el nombre del campo nuevo a evaluar, se seleccionarán los parámetros a comparar con sus respectivos valores, y se procede a ejecutar la analogía. Esto se puede observar en la figura A23.

Figura A22. Campos asociados a un determinado proceso en EORS 2.0.



Figura A23. Información del campo nuevo a evaluar en EORS 2.0.



Los resultados de realizar estas analogías se muestran en una nueva ventana, donde se expone el puntaje obtenido por cada campo de la base de datos respecto del campo en estudio, además de los parámetros comparados con sus respectivos valores. Esto se puede observar en la figura A24.

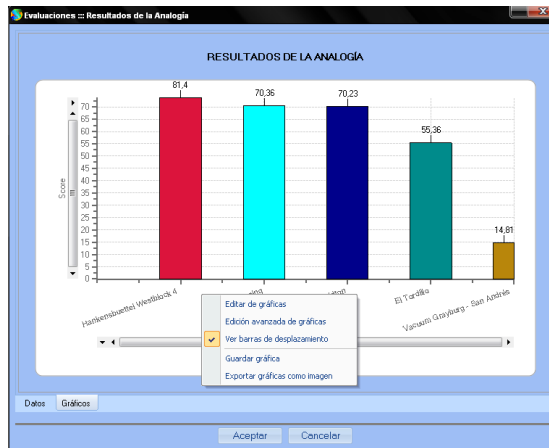
Con el fin de obtenerse una mejor visión de los resultados numéricos, es posible observarse gráficamente seleccionando la pestaña gráficos. Al dar click derecho sobre la gráfica se puede editar el gráfico, realizar una edición

avanzada del gráfico, ver barras de desplazamiento, guardar el gráfico ó exportarlo como una imagen. Esto se puede apreciar en la figura A25.

Figura A24. Resultados de la analogía en EORS 2.0.

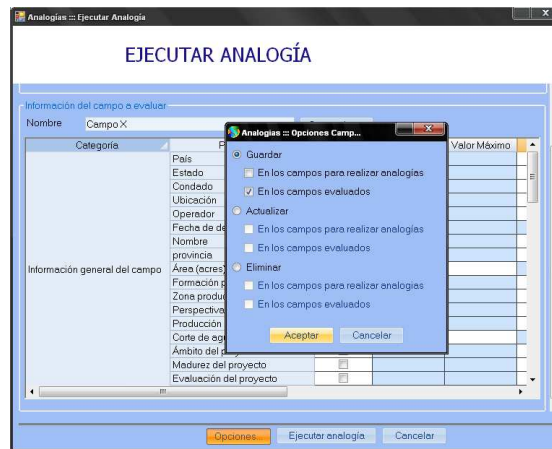
Infracción	Campo	Porosidad (%)		Permeabilidad (md)		Tiempo de retorno
		Valor Mínimo	Valor Máximo	Valor Mínimo	Valor Máximo	
81.40	Hankensbueffel Westblock 4	26.6	28	2107	4000	9
70.36	Deqing		26		600	
70.23	Hesiditon		26.2		346	
55.36	El Tardillo		24		500	
14.81	Vacuum Grayburg - San Andrés		11.6		17.3	

Figura A25. Resultados gráficos de la analogía en EORS 2.0.



Al elegir del menú inferior el recuadro opciones, el usuario podrá guardar, actualizar o eliminar los resultados analógicos, seleccionando su opción de preferencia y dando click en aceptar. Esto se muestra en la figura A26.

Figura A26. Opciones de la analogía en EORS 2.0.



Los resultados analógicos obtenidos con la herramienta comprueban los resultados del ejemplo expuesto en el capítulo 4, donde se observa claramente que el campo más análogo al campo de estudio es el campo Hankensbuettel Westblock 4, dado a que es el campo de la base de datos que mayor puntaje obtuvo. Además, se puede apreciar que el campo Vacuum Grayburg fue el campo menos análogo al campo de estudio, ya que presentó el menor puntaje de todos.