

**ANÁLISIS TÉCNICO DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS COMO MÉTODO DE
RECOBRO MEJORADO APLICADO A CAMPOS COSTA AFUERA: UNA
PROPUESTA PARA LA CUENCA DE SANTOS, BRASIL**

**PITER ANDRÉS VEGA VANEGAS
TEDDY YULIÁN ZÚÑIGA RUIZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2018**

**ANÁLISIS TÉCNICO DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS COMO MÉTODO DE
RECOBRO MEJORADO APLICADO A CAMPOS COSTA AFUERA: UNA
PROPUESTA PARA LA CUENCA DE SANTOS, BRASIL**

**PITER ANDRÉS VEGA VANEGAS
TEDDY YULIÁN ZÚÑIGA RUIZ**

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**M.Sc. CAMILO ANDRÉS GUERRERO MARTÍN
DIRECTOR 1**

**Ph.D. FREDDY HUMBERTO ESCOBAR MACUALO
DIRECTOR 2**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2018**

NOTA DE ACEPTACIÓN

FIRMA DEL DIRECTOR

FIRMA DEL JURADO

FIRMA DEL JURADO

DEDICATORIA

A Dios por haberme acompañado siempre, por haberme dado fortaleza para afrontar todos los retos, por haberme bendecido con todas las personas maravillosas que me rodean, por haberme dado la oportunidad de formarme como profesional.

A mis padres Piter Vega y Mireya Vanegas, los cuales han sido los pilares fundamentales en todo el desarrollo de mi vida, por haberme dado tanto amor y todo su apoyo de forma incondicional, así como los dadores de todas las enseñanzas necesarias para poder salir adelante como mejor persona, gracias padres por su incalculable confianza, comprensión y paciencia.

A mis hermanas Adriana, Sofia y Magda porque siempre han estado conmigo, por creer en mí y darme todo cariño y apoyo en los momentos difíciles.

A mis compañeros Jóvenes Petroleros con los cuales he compartido tantas experiencias y alegrías, porque gracias a ustedes parte de este logro es posible.

Piter Andrés Vega Vanegas

A Dios por iluminar mi camino durante todo este proceso, por brindarme experiencias inolvidables y también por poner en mi vida personas y acontecimientos que me han llevado a superarme día tras día.

A mis padres Albeiro y Clara Yineth, por inculcarme valores, por mostrarme el camino correcto, por corregirme y además por la formación que aún me siguen brindando. Especialmente quiero dedicar este trabajo a ellos, por enseñarme el esfuerzo y la lucha constante que se debe tener en la búsqueda de los sueños.

A mi hermana Arianny, por ser un apoyo y una compañía durante este tiempo lejos de casa. También a los niños de cuatro patas, Abril y Hachi, por todo el amor que me han dado y por recibirme con mucha alegría en cada retorno a casa.

A mis compañeros Jóvenes Petroleros por abrirme un espacio en mecánica de fluidos no newtonianos, porque juntos compartimos este proceso y por brindarme una grata amistad.

Teddy Yulián Zúñiga Ruiz

AGRADECIMIENTOS

Expresamos nuestros más sinceros agradecimientos a:

A Dios por habernos dado la oportunidad de culminar esta etapa de nuestras vidas y tener la oportunidad de seguir adelante.

Al ingeniero Camilo Andrés Guerrero Martín por su orientación y apoyo durante el desarrollo de este proyecto teniendo en cuenta las limitaciones de distancia. Por su confianza y motivación para enfrentar cada vez desafíos mayores.

A todos y cada uno de los docentes del Programa de Ingeniería de Petróleos y afines, por brindarnos las bases para el desarrollo de nuestra carrera profesional.

Al ingeniero Freddy Humberto Escobar Macualo por habernos dado la oportunidad de participar en el desarrollo de este trabajo de grado.

A todos nuestros familiares por haber creído desde un principio en nuestras capacidades y darnos su apoyo en todo momento.

A nuestros compañeros del grupo Jóvenes Petroleros que compartieron con nosotros durante toda la carrera, por las risas y todos los buenos momentos.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVOS	3
RESUMEN	4
ABSTRACT.....	5
1. CARACTERIZACIÓN DE LA CUENCA DE SANTOS	6
1.1. BREVE RESEÑA HISTÓRICA.....	6
1.2. LOCALIZACIÓN.....	7
1.3. EVOLUCIÓN TECTÓNICA.....	7
1.4. ESTRATIGRAFÍA	8
1.4.1. Fase Rife	8
1.4.2. Fase Post-Rife.....	10
1.4.3. Fase Drifte	10
1.5. SISTEMAS PETROLÍFEROS	13
1.5.1. Generación y migración.....	13
1.5.2. Rocas reservorio	15
1.5.3. Rocas sellantes.....	15
1.5.4. Trampas	16
2. ANALOGÍAS EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS	17
2.1. DEFINICIÓN E IMPORTANCIA DE LAS ANALOGÍAS	17
2.2. PARÁMETROS ANALÓGICOS PARA EL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS	17
2.3. MODELO ESTADÍSTICO PARA LA REALIZACIÓN DE ANALOGÍAS	19
2.4. MODIFICACIÓN AL MODELO.....	22
3. EXPERIENCIAS DE CAMPO EN LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS COMO MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO APLICADO A CAMPOS costa afuera.....	25
3.1. CAMPO DOS CUADRAS (CALIFORNIA, ESTADOS UNIDOS)	25
3.2. CAMPO HEIDRUN (MAR DE NORUEGA, OCÉANO ATLÁNTICO)	27
3.3. CAMPO CAPTAIN (MAR DEL NORTE, OCÉANO ATLÁNTICO).....	29
3.4. CAMPO JZ WEST (BOHAI, CHINA)	31

3.5. CAMPO SZ36-1 (BOHAI, CHINA)	33
3.6. CAMPO DALIA (ANGOLA)	35
3.7. CAMPO BELAYIM (EGIPTO)	38
4. APLICACIÓN DEL MÉTODO ANALÓGICO AL CAMPO DE ESTUDIO	42
4.1. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LAS ANALOGÍAS PARA LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS	47
4.1.1. Estudios y análisis previos a la inyección de polímeros.....	49
4.1.2. Selección y características del polímero.....	49
4.2. PROPUESTA PARA LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS A PARTIR DE LAS ANÁLOGIAS	50
5. CONCLUSIONES.....	52
6. RECOMENDACIONES	54
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	56

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de localización de los límites de la cuenca de Santos.	8
Figura 2. Columna estratigráfica de la cuenca de Santos.	9
Figura 3. Diagrama de flujo de la aplicación de analogías.....	24
Figura 4. Ubicación del campo Dos Cuadras.....	26
Figura 5. Ubicación del campo Heidrun.	28
Figura 6. Ubicación del campo Captain.....	30
Figura 7. Perfil de producción de W8-5.....	32
Figura 8. Ubicación de los pozos en el área piloto.	35
Figura 9. Tasa de producción vs. tiempo de producción del pozo J16.	35
Figura 10. Ubicación del campo Dalia.	36
Figura 11. Evolución del índice de inyectividad y el flujo de presión en DAL7130.	38
Figura 12. Localización del campo Belayim.	39
Figura 13. Resultado gráfico del puntaje.....	48
Figura 14. Ilustración de la humectabilidad.....	64
Figura 15. Curva de presión capilar.....	66
Figura 16. Curva de presión capilar cuando un sistema es mojado por agua.	67
Figura 17. Curva de presión capilar cuando un sistema es mojado por aceite.	68
Figura 18. Proceso de invasión con polímeros.	73
Figura 19. Diagrama esquemático de barrido areal mostrando el control de movilidad con una solución de polímero.....	75
Figura 20. Estructura molecular de poliacrilamidas de alto peso molecular.	77
Figura 21. Estructura de la goma xantana.....	78
Figura 22. Diagrama de los mecanismos de retención de polímero en el medio poroso.....	81

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Resumen de las características de cada formación de la cuenca de Santos, con base en Moreira et al. (2007).	11
Tabla 2. Parámetros analógicos en procesos de inyección de polímeros.	18
Tabla 3. Valores de F_i según la condición dada.....	20
Tabla 4. Características del piloto de producción en el campo Dos Cuadras.	26
Tabla 5. Características del piloto de producción en el campo Heidrun.	29
Tabla 6. Características del piloto de producción en el campo Captain.	31
Tabla 7. Características del piloto de producción en el campo JZ West.	32
Tabla 8. Características del piloto de producción en el campo SZ36-1.....	34
Tabla 9. Características del piloto de producción en el campo Dalia.	37
Tabla 10. Características del piloto de producción en el campo Belayim.	40
Tabla 11. Datos del campo de estudio X.	42
Tabla 12. Lista de campos análogos.	43
Tabla 13. Factor de similitud entre la porosidad del campo de la base de datos y el campo de estudio.	43
Tabla 14. Factor de similitud entre la permeabilidad del campo de la base de datos y el campo de estudio.	44
Tabla 15. Factor de similitud entre la temperatura del yacimiento del campo de la base de datos y el campo de estudio.....	44
Tabla 16. Factor de similitud entre la gravedad API del campo de la base de datos y el campo de estudio.	44
Tabla 17. Factor de similitud entre la viscosidad del aceite del campo de la base de datos y el campo de estudio.....	45
Tabla 18. Factor de similitud entre la profundidad del campo de la base de datos y el campo de estudio.	45
Tabla 19. Factor de similitud entre el espesor neto del campo de la base de datos y el campo de estudio.	46
Tabla 20. Cálculo de peso para campos costa afuera seleccionados para analogías de la inyección de polímeros.....	46

Tabla 21. Cálculo de puntaje para cada propiedad de cada campo.	47
Tabla 22. Puntaje general para cada campo.....	48
Tabla 23. Parámetros de los criterios de selección en inyección de polímeros por diferentes autores.	89

LISTA DE ANEXOS

1. FUNDAMENTACIÓN CONCEPTUAL DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO POR INYECCIÓN DE POLÍMEROS	61
2. CONCEPTOS DE ESTADÍSTICA.....	95

INTRODUCCIÓN

Dada la creciente demanda de recursos energéticos y la baja tasa de descubrimientos de nuevos yacimientos, se hace imperiosa la necesidad de incrementar el factor de recobro de los campos maduros, los cuales son responsables de la mayor parte de la producción de petróleo actual en el mundo (Alvarado y Manrique, 2010).

La recuperación mejorada de petróleo o EOR por sus siglas en inglés (*Enhanced Oil Recovery*), comprende todos aquellos métodos que usan fuentes externas de materiales y/o energía para recuperar una mayor cantidad de petróleo de un yacimiento del que se obtendría por flujo natural, aumentando así, el factor de recobro. Hay diferentes procesos de recuperación mejorada, entre ellos se encuentran los térmicos que hacen referencia al uso de vapor o agua caliente, o bien, a la generación in situ de energía térmica mediante la combustión de petróleo en la roca reservorio, los procesos miscibles que se relacionan con la inyección de gas, CO₂ y nitrógeno y finalmente los procesos químicos que involucran la inyección de polímeros, surfactantes e hidrocarburos solventes como el diesel (Paris de Ferrer, 2009).

Los procesos EOR se han usado como una respuesta ante diferentes inconvenientes presentados en la recuperación secundaria, por lo que se les ha denominado procesos de recuperación terciaria. Sin embargo en algunos yacimientos con muy poca o ninguna recuperación primaria ni secundaria, EOR se refiere a las técnicas de recuperación de petróleo empleadas desde el comienzo de la vida productiva del yacimiento, es decir, que no se restringen a una fase particular. Puesto que cada reservorio es único, la recuperación mejorada de petróleo depende de las diferentes condiciones que se tienen en este, por ejemplo, las características petrofísicas básicas como porosidad, permeabilidad, compresibilidad, mojabilidad y propiedades de los fluidos como viscosidad y densidad.

Por otra parte la recuperación mejorada se ve afectada por el momento económico por el cual pasa la industria debido a que es una tecnología de gran complejidad y de mayor costo en comparación con otros procesos, se hace necesario un volumen considerable de petróleo residual (S_{oi}) que

justifique su implementación y que, además, se obtenga un margen de ganancia considerable contando el costo de levantamiento del crudo (*lifting cost*).

Los procesos de inyección química dan soporte a la energía natural del yacimiento para hacer que el petróleo se desplace hacia el pozo productor. En contraste, los fluidos que se inyectan interactúan con el sistema roca/fluido con el objetivo de crear unas condiciones favorables para producir el petróleo residual. La inyección de polímeros es un método de recobro mejorado que consiste en aumentar la viscosidad del agua y de esta manera reducir la permeabilidad relativa de la roca al agua, es decir, disminuye la razón de movilidad del agua hasta cerca de la unidad o incluso menos y consecuentemente mejora la eficiencia de barrido volumétrico logrando un porcentaje mayor de petróleo recuperado.

Este trabajo de grado se realiza con datos disponibles en la literatura y por medio de analogías, utilizando la información de diferentes campos costa afuera con el fin de conocer la viabilidad de implementar la inyección de polímeros como método de recobro mejorado en campos costa afuera de la cuenca de Santos, Brasil.

La cuenca de Santos es una de las principales cuencas costa afuera de Brasil para la explotación y producción de hidrocarburos, recibiendo así grandes inversiones en investigación durante los últimos años, posee un espesor sedimentario superior a 10.000 metros y representa una de las mayores depresiones de la margen continental brasileña (Pereira y Feijó, 1994). La cuenca, totalmente inmersa, está ubicada en la porción sudeste de la margen continental brasileña, frente a los estados de Río de Janeiro, São Paulo, Paraná y Santa Catarina, comprendiendo un área de 350.000 km². La cuenca se encuentra limitada al norte por el Alto de Cabo Frío, al sur por el Alto de Florianópolis, al este por el Platón de San Pablo y al oeste por el Cinturón de Sierras (Moreira, Madeira, Gil y Machado 2007).

OBJETIVOS

Objetivo general:

Realizar una propuesta para la inyección de polímeros como método de recobro mejorado aplicado en la cuenca de Santos, Brasil con base en los análisis técnicos previos.

Objetivos específicos:

- Identificar los principales trabajos de inyección polímeros aplicados a campos off-shore a nivel mundial.
- Identificar los factores de éxito y las variables categóricas presentes en la inyección de polímeros en yacimientos con características petrofísicas similares a las encontradas en la cuenca de Santos.
- Desarrollar una matriz de decisión donde se evalúen los criterios establecidos, basada en modelos de toma de decisión multicriterio para la evaluación de la eficiencia técnica del método de recobro.
- Presentar la ingeniería básica y conceptual de un proceso de inyección de polímeros aplicado a la cuenca de Santos, como resultado de la aplicación de analogías con los campos sometidos a la misma técnica.

RESUMEN

Título: ANÁLISIS TÉCNICO DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS COMO MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO APLICADO A CAMPOS COSTA AFUERA: UNA PROPUESTA PARA LA CUENCA DE SANTOS, BRASIL.

Autores: PITER ANDRÉS VEGA VANEGAS
TEDDY YULIÁN ZÚÑIGA RUIZ

Contenido: La inyección de polímeros como método de recuperación mejorada de petróleo busca optimizar la eficiencia de barrido en el yacimiento y de esta manera incrementar la producción de petróleo; la aplicación óptima de estos procesos depende de las propiedades del yacimiento, las propiedades de los fluidos contenidos en él y además de la interacción de estos dos. La información disponible sobre proyectos de recobro mejorado en campos petroleros costa afuera es muy poca, debido a que estos, además de enfrentar duras condiciones climáticas, también enfrentan grandes desafíos logísticos.

Este análisis se realizó con el fin de conocer la viabilidad técnica de implementar la inyección de polímeros en la cuenca de Santos de Brasil, teniendo en cuenta un modelo estadístico para desarrollar analogías entre los campos petroleros en una base de datos y el campo de estudio. El uso de analogías permitió conocer el campo con mayor semejanza al campo de estudio y de esta manera se estableció un punto de referencia sobre la inyección de polímeros en la cuenca de Santos en Brasil, que ha sido catalogada como uno de los mayores descubrimientos petroleros de los últimos años.

Palabras clave: Recuperación mejorada de aceite, costa afuera, analogía.

ABSTRACT

Title: TECHNICAL ANALYSIS OF POLYMER INJECTION AS ENHANCED OIL RECOVERY METHOD, APPLIED TO OFFSHORE FIELDS: A PROPOSAL FOR THE SANTOS BASIN, BRAZIL.

Authors: PITER ANDRÉS VEGA VANEGAS
TEDDY YULIÁN ZÚÑIGA RUIZ

Content: The polymer injection as enhanced oil recovery method seeks to optimize the efficiency of sweep of reservoir fluids and in this way increase the oil production; The optimal application of these processes depends on the reservoir properties, the fluids properties, and the interaction between them. The information available on projects for enhanced oil recovery in offshore oilfields is very small, because these, in addition of facing the hard weather conditions, also face big logistical challenges.

This analysis was carried out in order to know the technical feasibility of implementing polymer injection in Santos basin, Brazil, considering a statistical model to develop analogies between oilfields in a database and the study field. The use of analogies allowed to know the field with greater resemblance to the field of study and in this way a point of reference was established on the injection of polymers in the Santos basin in Brazil, which has been considered as one of the largest oil discoveries in recent years.

Keywords: Enhanced oil recovery, offshore, analogy.

1. CARACTERIZACIÓN DE LA CUENCA DE SANTOS

El Pre-sal es una formación geológica ubicada en la plataforma continental brasileña y está bajo una extensa capa de sal en el lecho marino. La importancia de esta formación geológica en la caracterización de la cuenca de Santos, radica en que su área de abarcamiento se compone esencialmente por las cuencas sedimentarias de Santos y Campos. El Pre-sal está bajo una profundidad de agua marina con espesor de 1500 a 3000 metros y sus depósitos están ubicados bajo un espesor rocoso de aproximadamente 3000 a 4000 metros bajo el fondo marino. Este constituye uno de los mayores descubrimientos petroleros en los últimos tiempos e investigaciones previas calculan volúmenes recuperables de hasta 16 mil MMbbl de petróleo equivalente (entre petróleo y gas natural), y potencial de ocurrencia de 70 a 100 mil MMbbl de petróleo equivalente, hecho que ubica a Brasil como una importante fuente de recursos hidrocarburos en América (Riccomini, Gomes y Gaeta, 2012).

A continuación se nombrarán detalladamente los aspectos característicos de la evolución tectónica, geología, estratigrafía y sistema petrolífero de la cuenca de Santos.

1.1.BREVE RESEÑA HISTÓRICA

Las cuencas de Santos y Campos ocupan un área de aproximadamente 500.000 km² en lo que se conoce como el sistema Pre-sal. La exploración en la cuenca de Santos comenzó en el año 1970 y el primer hallazgo de hidrocarburos en ella fue hecho por la empresa petrolera brasileña Petrobras, en medio de rocas turbiditas siliclásticas del campo de gas Merluza en el año 1979. La primera plataforma de producción para el sistema Pre-sal fue instalada en la cuenca de Campos en el año 1977.

Después de los años 80, y con los descubrimientos de los campos Tiburón, Coral, Estrella de Mar y Carabela en yacimientos carbonatados ubicados en el sur de la cuenca de Santos, aumentaron las expectativas de una gran cuenca petrolera. El descubrimiento de los campos Tupi y Júpiter por parte de Petrobras, abrieron nuevos horizontes en la exploración de hidrocarburos, que pueden alcanzar la parte superior de la sección Rife, a profundidades superiores a los 6500 metros, en

aguas ultra profundas (capa de agua superior a 2500 metros). El gran potencial del campo Tupi, se refleja en sus reservas, que fueron estimadas entre 6 y 8 mil MMbbl. Durante los últimos años, Petrobras ha encontrado cerca de 100 acumulaciones de hidrocarburos en las cuencas de Campos y Santos ubicadas a distancias entre 50 y 300 km de la costa y con profundidades que varían entre 80 y 2400 metros (Bruhn et al., 2017).

Según la Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (2017), el descubrimiento del Pre-sal modificó radicalmente el escenario exploratorio en la costa brasileña estableciendo un nuevo marco regulatorio para las cuencas de Santos y Campos. Para mayo de 2017 estas cuencas contaban con 26 campos descubiertos, de los cuales 15 estaban en la fase de desarrollo y 11 en la fase de producción y además de los campos ya descubiertos se encontraban 10 bloques en concesión (De Oliveira y Dos Santos, 2017).

1.2.LOCALIZACIÓN

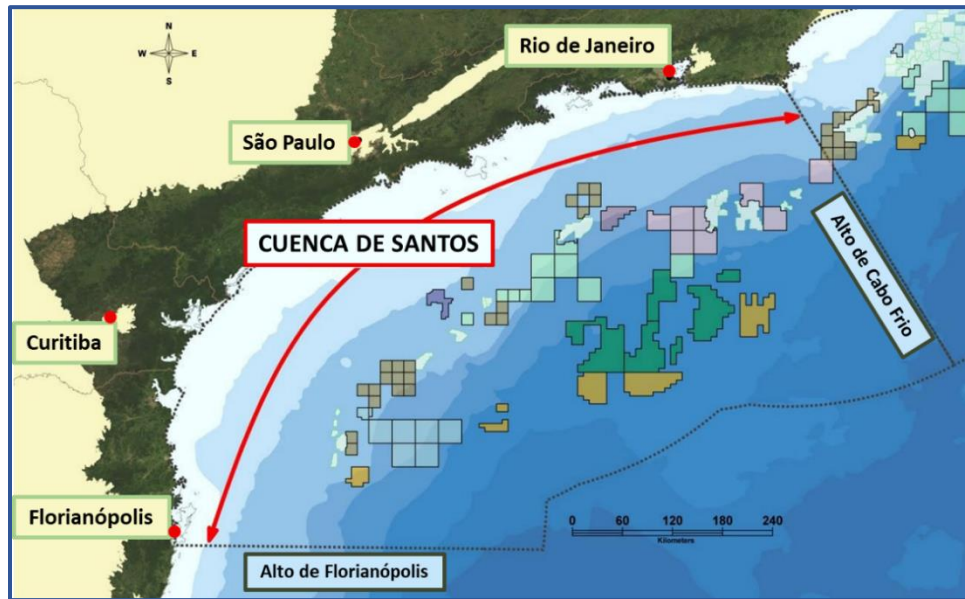
La cuenca de Santos está ubicada en la sección sudeste del Océano Atlántico en Brasil, frente a la zona costera de los estados Rio de Janeiro, São Paulo, Paraná y Santa Catarina. Posee un área de aproximadamente 350.000 km² y de acuerdo con la figura 1 está limitada al norte por el Alto de Cabo Frio, siendo este la frontera con la cuenca de Campos, al sur por el Alto de Florianópolis, el cual separa la cuenca de Santos de la cuenca de Pelotas, y al este y oeste por el Platón de San Pablo y el Cinturón de las Sierras Costeras respectivamente.

1.3.EVOLUCIÓN TECTÓNICA

La cuenca de Santos tiene su origen en el Neocomiano (parte inferior del periodo Cretácico) durante procesos tectónicos que ocasionaron la ruptura, estiramiento y separación del continente conocido con el nombre de Gondwana. Los procesos tectónicos iniciaron con un estiramiento crustal, el cual ocasionó el rompimiento de la corteza continental y la posterior acumulación de sedimentos en condiciones flúvio-lacustres, causando la implantación y subsidencia de la corteza oceánica, dando como resultado lo que hoy en día es la parte sur del Océano Atlántico. Los espesores sedimentarios de la cuenca varían entre 10.000 y 15.000 metros formando así una de las

mayores depresiones del margen continental brasileño y su estratigrafía se ha clasificado de acuerdo con la evolución tectónica en tres fases o supersecuencias conocidas como Rifte, Post-Rifte (fase transicional) y Drifte, siendo el basamento de la cuenca representado por rocas Precámbricas.

Figura 1. Mapa de localización de los límites de la cuenca de Santos.



Los polígonos representan bloques y campos en concesión y la línea punteada los límites geológicos.

Fuente: Adaptado de De Oliveira, R. F. y Dos Santos, A. J. (2017). Sumário geológico e setores em oferta. p. 1.

1.4. ESTRATIGRAFÍA

La estratigrafía mostrada a continuación será tratada de acuerdo con la evolución tectónica de la cuenca de Santos y se ilustra en la figura 2. La tabla 1 presenta un detallado resumen de las características de las formaciones de la cuenca de Santos.

1.4.1. Fase Rife

Se extiende desde la edad del Hauteriviano hasta el Aptiano. La acomodación de bloques durante esta fase, formó canales que posteriormente fueron llenados por sedimentos de origen continental; principalmente conglomerados y arenitos provenientes de abanicos aluviales. La supersecuencia

1.4.2. Fase Post-Rifte

Se encuentra depositada entre las edades del Aptiano y los inicios del Albiano. Debido a que la supersecuencia Post-Rifte posee material tanto de ambiente continental, como de ambiente marino, se le conoce como fase transicional. Se compone por las formaciones Barra Velha y Ariri. La Formación Barra Velha constituye la base de esta supersecuencia y está compuesta por calcáreos microbianos, estromatolitos y sedimentos como arenitas y conglomerados provenientes de abanicos aluviales. La parte superior de la fase transicional corresponde a rocas evaporitas (principalmente halita y anhidrita) de la formación Ariri que pueden alcanzar espesores de hasta 2000 metros (Moreira et al., 2007).

1.4.3. Fase Drifte

De acuerdo con Moreira, Madeira, Gil y Machado (2007), esta supersecuencia se extiende desde la edad del Albiano hasta la reciente. La fase Drifte es una sedimentación de origen marino y está relacionada con la subsidencia termal; se compone por los grupos Camburi, Frade e Itamambuca:

- **Grupo Camburi:** Comprende las formaciones de Florianópolis, Guarujá e Itanhaém. Por la edad del Albiano posee sedimentos siliciclásticos, carbonatos (en aguas poco profundas) y rocas margas. De la edad del Cenomaniano tiene sedimentos siliciclásticos tanto de origen deltaico como aluvial y roca marga con presencia de turbiditas.
- **Grupo Frade:** Se compone por las formaciones Santos, Juréia e Itajaí-Açu. El registro sedimentario muestra rocas que pertenecen al inicio de la edad del Turoniano hasta rocas que pertenecen al final de la edad del Maastrichtiano. La formación Santos se compone por conglomerados continentales, la formación Juréia por arenisca y la formación Itajaí-Açu por limolitas y margas.
- **Grupo Itamambuca:** Su registro sedimentario se ubica dentro la época del Paleoceno hasta la reciente. De la formación Ponta Aguda posee arenitas y calcarenitas. Aunque muestra registro sedimentario de formaciones como Iguape, Marambaia y Maresias lo hace en una menor proporción.

Tabla 1. Resumen de las características de cada formación de la cuenca de Santos, con base en Moreira et al. (2007).

GRUPO	FORMACIÓN	CARACTERÍSTICA	INTERPRETACIÓN	OBSERVACIONES
Itamambuca	Sepetiba	Arenas gruesas a finas, cuarzosas, feldespáticas, glicolíticas y coquinas de oluscos, briozoarios y foraminíferos	Abanicos costeros	Pleistoceno; cubiertas por sedimentos actuales del fondo marino
	Ponta Aguda	Conglomerados finos, arenitos gruesos a finos, cuarzosos, con sedimentos pelíticos intercalados	Ambientes desde continental fluvial hasta costeros y de plataforma rasa	Períodos Neógeno y Paleoceno
	Iguape	Calcarenitos y calcirruditos bioclásticos intercalados con argilitos, limolita, margas y conglomerados	Ambiente de plataforma rasa	Limita el Oligoceno del Eoceno
	Formación Marambaia Miembro Maresias	Folios y margas intercaladas con arenitos medios a finos con ciclos de gradación normal o macizo	Flujos gravitacionales turbidíticos. Medio ambiente marino de talud y cuenca	
Frade	Formación Itajaí-Açu Miembro Ilhabela	Predominantemente esquisto gris oscuro. Arenitos turbidíticos medios a finos	Plataforma distal, talud y cuenca	
	Juréia	Limolitas, arenitos medios, finos y muy finos, pelíticos y calcilitos	Ambiente continental y de plataforma	
	Santos	Sedimentos conglomeráticos rojizos	Abanicos aluviales	

Camburi	Formación Itanhaém	Miembro Tombo	Láminas y margas. Arenitos medios a finos, raramente gruesos, arcosas, con ciclos de gradación normal, o macizos	Flujos turbidíticos, en ambiente marino de talud y cuenca	Neoalbiano. Datación por foraminíferos plantónicos y palinomorfos
	Florianópolis		Arenitos y esquistos	Sistemas de abanicos aluviales y deltaicos	
	Guarujá		Esquistos y calcilutitos, calcirruditas y calcarenitos oolíticos, y calcilutitos y margas gradando a esquistos oscuros	Plataforma carbonática interna (sistema lagunar y banco raso en borde de plataforma) y externa	Ocurrencia de potenciales intervalos generadores. Inicio de la fase Drifte
Guaratiba	Ariri		Espesos paquetes de evaporitos compuestos predominantemente por halita y anhidrita	Medio ambiente marino restringido y sabkhas	Aptiano superior
	Barra Velha		Calcáreos estromatolíticos, laminitos microbianos, lutitos ricos en talco y arcillas de magnesio	Lago/mar epicontinental	Depósitos Pre-sal
	Itapema		Intercalaciones de calcirruditas, constituidos por conchas de pelecípodos, y esquistos oscuros, ricos en materia orgánica. Conglomerados y areniscas	Abanicos aluviales y lacustres	Fase Rife
	Piçarras		Conglomerados y arenitos polimíticos con fragmentos de basalto, areniscas y limolitas de composición talco-estevensítica y esquistos oscuros ricos en materia orgánica	Derrames basálticos	Eocretaceo
	Camboriú		Basalto gris oscuro, holocristalino y de textura ofítica		

Fuente: Adaptado de Bahlis, A. B. (2011). Padrões da utigênese de clorita e sua influência sobre a qualidade de reservatório dos arenitos Cretácicos da Bacia de Santos. p. 15.

1.5.SISTEMAS PETROLÍFEROS

Moreira et al. (2007), afirman que los principales sistemas petrolíferos de la cuenca de Santos son Piçarras-Itapema/Barra Velha, Piçarras-Guarujá e Itajaí-Açu-Isla Bela, además que estos se encuentran restringidos a la configuración del intervalo Pre-sal con rocas generadoras ricas en materia orgánica, intercaladas con carbonatos depositados en las formaciones del grupo Guaratiba y posiblemente de las formaciones Piçarras y Camboriú. En la fase Rife se dio la migración de hidrocarburos a través de contacto directo entre las rocas generadoras y las rocas reservorio. Por otra parte, la capa de sal superpuesta en el intervalo Pre-sal, probablemente fue la responsable de lograr el sello casi perfecto para este sistema.

- **Sistema petrolífero Piçarras-Itapema/Barra Velha:** Tuvo origen en medio de rocas de ambiente lacustre, posee carbonatos intercalados de la formación Piçarras y su acumulación se encuentra en los reservorios carbonáticos de las formaciones Itapema y Barra Velha.
- **Sistema petrolífero Piçarras-Guarujá:** Se caracteriza por ser generador en los depósitos correspondientes a la formación Piçarras y a la vez por tener acumulación en la formación Guarujá (en calcáreos oolíticos).
- **Sistema petrolífero Itajaí-Açu-Ilhabela:** Su generación ocurre a partir de esquistos marinos anóxicos de la formación Itajaí-Açu y posee acumulación en arenitos turbidíticos del miembro Ilhabela.

Según los autores en mención, además de los sistemas petrolíferos (principales) nombrados anteriormente, existen otros, que están relacionados con los descubrimientos de nuevos campos ubicados en el norte y sur de la cuenca de Santos y que corresponden a épocas entre el Paleoceno, Eoceno y Oligoceno.

1.5.1. Generación y migración

De acuerdo con Chang, Assine, Corrêa, Tinen, Vidal y Koike (2008), la cuenca de Santos comprende dos intervalos generadores de hidrocarburos, la formación Piçarras y la formación

Itajaí-Açu. Estudios y pruebas de laboratorio arrojaron que la probable fuente del aceite es lacustre-salina, con contribución marino-siliciclástica.

La formación Piçarras posee rocas generadoras que fueron depositadas en un ambiente lacustre salino en la etapa final de la supersecuencia Rifte; esta formación comprende conglomerados y arenitos polimíticos (abanicos aluviales) en las porciones proximales y arenitos, limolitas y esquistos de composición talco-estevensítica, en las porciones lacustres. El aumento de aridez al final del Cretáceo superior ocurrió debido a la influencia de aguas salinas provenientes del sur que recibió el sistema de lagos. Las rocas de la formación Itajaí-Açu están representadas por roca de esquistos y argilitas depositadas en los ambientes de plataforma distal, talud y cuenca. La materia orgánica de esta formación está compuesta por material tanto de origen marino como terrestre y de acuerdo con los estudios realizados sobre el origen del aceite para esta formación, las rocas entraron en la ventana de generación en distintos lugares de la cuenca.

Los procesos de migración y acumulación de hidrocarburos en la cuenca de Santos, están influenciados por la dinámica de secuencia evaporítica, que, sumado a una baja permeabilidad, condicionaron el flujo de los hidrocarburos generados en la sección Rifte. La migración ocurrió hasta el contacto basal de la secuencia sedimentaria (en el Pre-Aptiano) y este a la vez funcionó como medio transportador a través de la secuencia evaporítica. El flujo de hidrocarburos fue concentrado en fallas distensivas o de transferencia, asociadas a los domos, diapiros de sal o a las trampas y como consecuencia del evento anterior junto con el inmenso aporte sedimentario que ocurrió entre el Campaniano y el Maastrichtiano, fue creada una gran ventana de sal.

Las fallas creadas en la supersecuencia Rifte tuvieron gran importancia en el direccionamiento de los hidrocarburos generados en esta supersecuencia. En cuanto a la formación Itajaí-Açu, los estudios arrojaron que los hidrocarburos generados en ella, migraron preferentemente por fallas lítricas o de transferencia originadas por la halocinesis, los estudios también mostraron que la fase de generación y expulsión de hidrocarburos de la sección Rifte comenzó a partir de los 100 Ma (millones de años) extendiéndose hasta el Eoceno (56 Ma).

1.5.2. Rocas reservorio

Las rocas reservorio de la cuenca de Santos abarcan carbonatos oolíticos de la formación Guarujá y arenitos turbidíticos de la formación Marambaia y de la formación Itajaí-Açu. Además de los carbonatos de la formación Guarujá, hay también carbonatos de las formaciones Itapema y Barra Velha, que constituyen los principales reservorios de la cuenca, con grandes volúmenes de petróleo descubiertos.

Los depósitos de las formaciones Itapema y Barra Velha están conformados por rocas carbonáticas con presencia de coquinas (calcirruditas constituidos de fragmentos de conchas y pelecípodos a menudo dolomitizados o silicificados) y microbialitos, además de coquitas de ostrácodos y clastos de estromatolitos. Los carbonatos microbianos tienen origen en la sección superior de la fase Rife y en la fase Post-Rife, pudiendo estar sobrepuestos a depósitos de coquinas de la formación Itapema (sección superior de la fase Rife).

Los depósitos turbidíticos del miembro Ilhabela tienen ocurrencia intercalada con rocas de aguas profundas provenientes de la formación Itajaí-Açu, estas rocas funcionan como reservorios para los campos de Merluza, Lagosta y Mexilhão. La cuenca de Santos comprende otras unidades litoestratigráficas compuestas por reservorios siliciclásticos, por ejemplo, los arenitos de la formación Santos y la formación Juréia y los arenitos turbidíticos de la formación Marambaia.

1.5.3. Rocas sellantes

La cuenca de Santos comprende sellos pelíticos y calcilitos intercalados en los depósitos. Para las rocas de la formación Guarujá, se tienen como rocas sellantes calcilitos intercalados con los calcarenitos porosos, y con los calcilitos y pelíticos de la formación Itanhaém. Para los reservorios siliciclásticos, las rocas sellantes son pelíticos intercalados con los arenitos de las formaciones Itajaí-Açu, Santos/Juréia y Marambaia. Además de las rocas sellantes mencionadas anteriormente, las extensas murallas de sal de la formación Ariri representan un sello eficaz.

1.5.4. Trampas

El aporte sedimentario y el enorme volumen de evaporitos depositados durante la edad del Aptiano colaboraron ampliamente con la generación de trampas en el sistema Pre-sal, desde el Neo-Albiano hasta el Oligoceno, formando trampas en forma de domos o diapiros de sal. El acuñaamiento de cuerpos arenosos contra la pared de domos y diapiros salinos es muy común en regiones de aguas profundas y con intensa ocurrencia de diapirismo. Las trampas estratigráficas pueden ocurrir principalmente en unidades más recientes (unidades ubicadas en el Terciario) y raramente en edades antiguas. Las trampas asociadas a altos estructurales de la sección Rife también son de gran importancia para la concentración de hidrocarburos.

2. ANALOGÍAS EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS

2.1.DEFINICIÓN E IMPORTANCIA DE LAS ANALOGÍAS

Las analogías permiten comparar dos o más cosas y de esta manera establecer relaciones entre objetos, conceptos o experiencias, apreciando y señalando sus características generales y particulares. El principal objetivo de las analogías es generar razonamientos y decisiones a partir de la semejanza entre elementos distintos de estudio y además funcionan como una forma inductiva de argumentar, basada en que si dos o más entidades son semejantes en uno o más aspectos, es probable que exista entre ellos más semejanzas en otras facetas. Estas analogías servirán como herramienta para evaluar las experiencias de campo en la inyección de polímeros que serán mencionadas en el siguiente capítulo (Jiménez, 2009).

En la ingeniería de petróleos, la utilización de las analogías sirve para evaluar la factibilidad técnica de procesos de recobro mejorado; es decir, con estas analogías se busca encontrar semejanzas entre los datos de proyectos efectuados a nivel mundial y los datos de un campo prospecto, con el fin de estudiar e implementar una técnica en un campo si los resultados de dicho campo fueron positivos teniendo las características geológicas de yacimiento, fluido y roca. Este modelo estadístico permite clasificar las aplicaciones de campo de acuerdo con el grado de similitud de la información, asimismo se podrán encontrar campos semejantes y se establecerá el posible desarrollo del campo prospecto a partir de los resultados obtenidos de los campos análogos.

2.2.PARÁMETROS ANALÓGICOS PARA EL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS

En este trabajo de grado se desarrolló una metodología fundamentada en la estadística con el objetivo conocer la viabilidad de la inyección de polímeros como método de recobro mejorado en la cuenca de Santos de Brasil, teniendo en cuenta los resultados de dicho método aplicado a otros campos petroleros; basados en una base de datos de conocimientos extraída de fuentes mundiales, esta base de datos contiene información que describe los campos como propiedades de la roca y propiedades del fluido. La metodología consiste en caracterizar cada campo (campos en la base de

datos) mediante un conjunto de propiedades que lo describan y permitan compararlo con otro (campo de estudio) mediante el uso de la probabilidad y la estadística.

Antes de aplicar la inyección de polímeros a un campo costa afuera, es necesario saber si las características del yacimiento cumplen con los requerimientos mínimos del proceso. Así que cada yacimiento debe ser evaluado para aseverar que estos parámetros cumplan con la mayoría de parámetros establecidos en los criterios de selección. Los factores que afectan el rendimiento de la inyección de polímeros y los criterios de selección son claves para definir los parámetros analógicos en este proceso. Por esta razón, se proponen como aspectos determinantes las siguientes variables: temperatura del yacimiento, gravedad API, viscosidad del aceite, profundidad de la formación, espesor neto, porosidad y permeabilidad promedio del yacimiento. Estos parámetros analógicos se muestran en la tabla 2.

Tabla 2. Parámetros analógicos en procesos de inyección de polímeros.

Parámetros de analogía
Parámetros fluidos yacimiento
Gravedad API
Viscosidad (cP)
Parámetros medio poroso
Porosidad (fracción)
Permeabilidad (mD)
Temperatura (°C)
Profundidad (m)
Espesor (m)

Fuente: Autores.

Parte del estudio basado en casos de la literatura consiste en la búsqueda de campos análogos, pero que necesariamente no tienen que coincidir en su totalidad con ningún parámetro en particular. Aquí se presenta un resumen de un conjunto representativo de campos análogos, en total se revisaron siete campos que disponían de toda la información requerida para llevar a cabo la metodología.

2.3.MODELO ESTADÍSTICO PARA LA REALIZACIÓN DE ANALOGÍAS

Para realizar las analogías se utiliza un modelo basado en herramientas básicas de estadística tomando como referencia el proyecto de grado “*Análisis e Interpretación de Yacimientos Sometidos a Inyección de Químicos (Surfactantes, Polímeros y Miscelares) Mediante Analogías*”, Jiménez (2009), donde se desarrolló un modelo estadístico incluyendo un factor de similitud (F_i), el proyecto de grado “*Evaluación de Yacimientos Prospectos para la Implementación de Procesos de Combustión In-situ Mediante Analogías*”, por Palacio (2010), donde se establece un peso relativo o grado de importancia (W^*_{nj}) de acuerdo con la dispersión de datos, a cada parámetro clave para el desarrollo de esta analogía y el proyecto de grado “*Diseño del Completamiento y del Sistema de Levantamiento Artificial en un Pozo con Recobro por Combustión In-situ Mediante Analogías*”, por Alarcón y Navarro (2014), donde se desarrolla un índice de similitud $I_{j i/n}$.

La probabilidad y estadística se utilizó teniendo en cuenta una base de datos creada a partir de casos históricos y la literatura a nivel mundial de la inyección de polímeros implementada en campos costa afuera y los datos petrofísicos de un campo de la cuenca de Santos. Las analogías se realizaron por medio de comparaciones entre la información almacenada y los datos del campo de estudio para darle un puntaje a cada campo análogo y finalmente establecer el grado de similitud entre la información.

Inicialmente se usa un modelo estadístico que determina un puntaje para cada uno de los campos costa afuera almacenados en la base de datos respecto al campo de estudio (Jiménez, 2009). Con la ecuación 1 se puede implementar lo expuesto anteriormente.

$$S_k = \frac{\sum_{i=1}^n F_i}{n} * 100 \quad \text{Ec.1}$$

Donde S_k es el puntaje de cada campo de la base de datos respecto al campo de estudio, n es el número de parámetros que se tendrán presentes para la realización de las analogías y F_i es el factor de similitud entre la propiedad de cada uno de los campos de la base de datos y la misma propiedad del campo de estudio.

Para obtener F_i se utiliza la ecuación 2.

$$F_i = 1 - \frac{|p_i - p_{ie}|}{\max(|p_i - p_{ie}|)} \quad \text{Ec.2}$$

El factor F_i indica qué tan parecidos son los valores comparados, teniendo en cuenta que cuanto más cerca esté de la unidad más semejantes van a ser y cuanto más se acerque a cero, indicará que hay un grado de diferencia mayor, p_i es el valor de la propiedad que se va a comparar que pertenece a cada campo de la base de datos, p_{ie} es el valor de la propiedad a comparar que pertenece al campo de estudio y $\max(|p_i - p_{ie}|)$ es la máxima diferencia que se encuentra comparando cada uno de los campos de la base de datos con el campo de estudio, en cuanto a una misma propiedad.

Para el desarrollo del modelo se pueden presentar varios casos donde tanto los campos de la base de datos como el campo de estudio pueden tener los valores de las propiedades en ciertos rangos, así que, para realizar la comparación y establecer una similitud entre estas propiedades se tiene en cuenta la tabla 3 donde se muestran distintas ecuaciones para el factor F_i dependiendo del caso.

Tabla 3. Valores de F_i según la condición dada.

Valor de la propiedad en el campo de la base de datos	Valor de la propiedad en el campo de estudio	Condición	F_i
Rango de valores comprendidos entre X_1 y X_2	Rango de valores entre comprendidos entre Y_1 y Y_2	$Y_1 \leq X_1 < X_2 \leq Y_2$	$1 - \frac{ X_1 - Y_1 }{\max\{ p_j - p_{je} \}}$ si $ X_1 - Y_1 > Y_2 - X_2 $
			$1 - \frac{ X_2 - Y_2 }{\max\{ p_j - p_{je} \}}$ si $ X_1 - Y_1 < Y_2 - X_2 $
		$X_1 \leq Y_1 < Y_2 \leq X_2$	1
		$Y_1 \leq X_1 < Y_2 \leq X_2$	$1 - \frac{ X_2 - Y_2 }{\max\{ p_j - p_{je} \}}$

		$X_1 \leq Y_1 < X_2 \leq Y_2$	$1 - \frac{ X_1 - Y_1 }{\max\{p_j - p_{je}\}}$
Rango de valores comprendidos entre X1 y X2	Valor puntual Y	$X_1 \leq Y \leq X_2$	1
		$X_1 < X_2 \leq Y$	$1 - \frac{ X_2 - Y }{\max\{p_j - p_{je}\}}$
		$Y \leq X_1 < X_2$	$1 - \frac{ X_1 - Y }{\max\{p_j - p_{je}\}}$
Valor puntual X	Rango de valores entre comprendidos entre Y1 y Y2	$Y_1 \leq X \leq Y_2$	$1 - \frac{ \bar{Y} - X }{\max\{p_j - p_{je}\}}$
		$X < Y_1 < Y_2$	$1 - \frac{ X - Y_1 }{\max\{p_j - p_{je}\}}$
		$Y_1 < Y_2 < X$	$1 - \frac{ X - Y_2 }{\max\{p_j - p_{je}\}}$

Donde \bar{Y} hace referencia a la media entre Y_1 y Y_2 .

Fuente: Adaptado de Palacio, C. (2010). Evaluación de yacimientos prospectos para la implementación de procesos de combustión in situ mediante analogías. Universidad Industrial de Santander.

En el proyecto de grado de Palacio (2010), se llevó a cabo una modificación del modelo estadístico que fue propuesto por Jiménez (2009), ya que tenía limitaciones como por ejemplo considerar que todas las variables tienen igual importancia y además no tener en cuenta la dispersión de los datos de cada variable.

La solución que planteó Palacio (2010), por el problema anterior fue otorgarles un peso a las variables de acuerdo con el grado de dispersión, lo anterior indica que se midió la variación de los valores con respecto a la media de todas las variables que fueron comparadas, y con base en esto se asignaron pesos que fueron aplicados de acuerdo con la ecuación 3.

$$S_{i/n} = \sum_{j=1}^{j=m} (W_j * F_{j i/n}) \quad \text{Ec.3}$$

Donde i es el campo costa afuera perteneciente a la base de datos al cual se le asignará un puntaje respecto a n que es el campo de estudio, $S_{i/n}$ es el puntaje obtenido para cada campo de la base de datos con relación a n , el valor j hace referencia al parámetro actual del campo con el cual se compara, m es el número de parámetros con los cuales se hace la analogía, W_j es el peso de cada parámetro y como se mencionó anteriormente, $F_{j i/n}$ es el factor de similitud.

Por otra parte, los autores Alarcón y Navarro (2014), propusieron otra ecuación para calcular el puntaje de campos análogos, teniendo en cuenta el peso de los parámetros análogos y un índice $I_{j i/n}$ que muestra la similitud entre el campo de la base de datos y el campo de estudio. Este índice se calculó con la ecuación 4.

$$I_{j i/n} = 1 - \left| \frac{J_n + J_i}{J_n - J_i} \right| \quad \text{Ec.4}$$

Donde J_n es el parámetro del campo de estudio y J_i es el parámetro del campo de la base de datos. El valor del índice $I_{j i/n}$ cuanto más cerca esté de 1, indicará que es más semejante y cuanto más se acerque a cero, indicará que hay un grado de diferencia mayor.

2.4.MODIFICACIÓN AL MODELO

El modelo estadístico que se mencionó anteriormente permite llevar a cabo exitosamente analogías entre los campos de una base de datos y el campo de estudio, no obstante, cuando se tienen rangos de valores en la base de datos, el factor de similitud F_i tiene en cuenta el valor más cercano al dato del campo de estudio, discriminando así la media de los datos, causando mayor dispersión en el resultado (Alarcón y Navarro, 2014).

Por lo anterior se sugiere una modificación al modelo implementando un nuevo factor de similitud que relacione el factor $F_{j i/n}$ y el índice $I_{j i/n}$ con el objetivo de tomar en cuenta tanto los valores de

los rangos más cercanos al campo de estudio como la media del rango y de esta manera obtener un resultado más certero. Este nuevo factor de similitud $Z_{j\ i/n}$ se obtiene a partir de la ecuación 5.

$$Z_{j\ i/n} = \frac{F_{j\ i/n} + I_{j\ i/n}}{2} \quad \text{Ec.5}$$

La metodología que se desarrolló para este análisis técnico fue la siguiente:

1. Escoger un campo de estudio teniendo en cuenta los parámetros definidos en los criterios de selección propuestos por Paris de Ferrer (2001).
2. Buscar a nivel mundial información sobre todos los campos costa afuera que implementaron la inyección de polímeros y seleccionar los campos análogos de la base de datos con sus respectivas propiedades que los describen.
3. Calcular el factor de similitud F_i y el índice I_i para cada propiedad de cada campo de la base de datos con su respectiva ecuación dependiendo del caso, teniendo en cuenta los datos del campo de estudio.
4. Calcular el factor de similitud Z_i .
5. Hallar el grado de importancia para cada propiedad de cada campo de la base de datos por medio de los criterios estadísticos tales como media, desviación estándar, coeficiente de variación de Pearson y con la ecuación 6 calcular el peso.

$$W^*_{nj} = \frac{W^*_j}{\sum W^*_j} \quad \text{Ec.6}$$

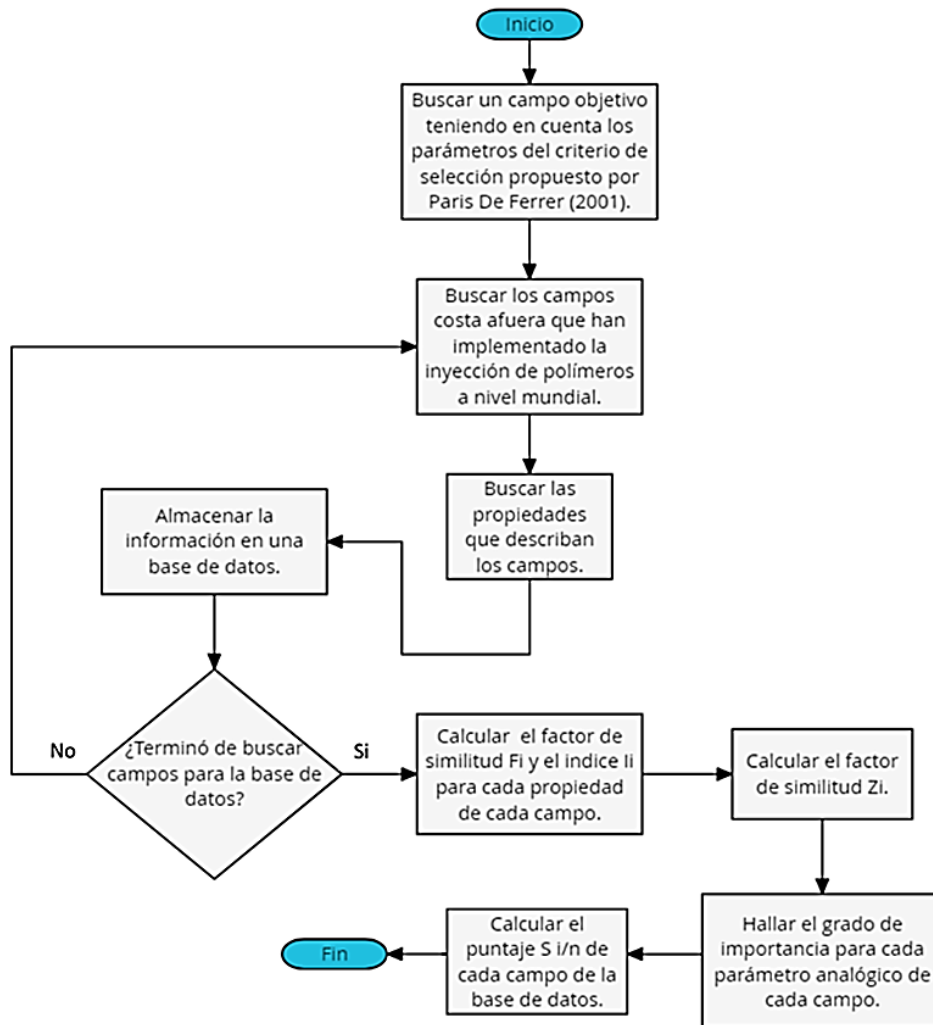
Donde W_j hace referencia al peso global del parámetro j , que se utiliza para la realización de la analogía. Se realiza esta normalización para obtener una distribución mejor de cada peso global.

6. Calcular el puntaje de los campos de la base de datos con el objetivo de seleccionar el más análogo al campo de estudio por medio del modelo estadístico.

$$S_{i/n} = \sum_{j=1}^{j=m} (W_j * Z_{ji/n}) \quad \text{Ec.7}$$

Donde $S_{i/n}$ es el puntaje de cada campo de la base de datos, i es el campo costa afuera de la base de datos, n hace referencia al campo de estudio, la variable j hace referencia al parámetro actual del campo con el cual se compara, m es el número de parámetros con los cuales se hace la analogía, W_j es el peso de cada parámetro y como se mencionó anteriormente, $Z_{ji/n}$ es el nuevo factor de similitud. La figura 3 resume los seis pasos de la metodología en una matriz de decisión para la aplicación de las analogías.

Figura 3. Diagrama de flujo de la aplicación de analogías



Fuente: Autores.

3. EXPERIENCIAS DE CAMPO EN LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS COMO MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO APLICADO A CAMPOS COSTA AFUERA

La información disponible del uso de polímeros como método de recobro mejorado en campos costa afuera es limitada. Puesto que la inyección de polímeros en estos campos enfrenta varios desafíos por sus condiciones características (yacimientos con bajas temperaturas, alta viscosidad del petróleo, agua de formación con alta salinidad y yacimientos muy profundos), la gran mayoría de proyectos se han desarrollado en tierra.

Por otra parte dichos proyectos se han desarrollado con base en estudios de laboratorio y simulación numérica, debido a que estos ayudan a visualizar la factibilidad de aplicación y de esta manera reduce el riesgo de falla. Los datos mostrados a continuación describen los resultados exitosos y representativos de la inyección de polímeros en campos costa afuera alrededor del mundo.

3.1.CAMPO DOS CUADRAS (CALIFORNIA, ESTADOS UNIDOS)

- **Descripción del campo:** Fue descubierto en el año 1968 en el subsuelo del Canal de Santa Bárbara bajo una estructura anticlinal con fallas que se hundeen en ambos extremos, lugar donde ocurrió la acumulación de hidrocarburos. El campo Dos Cuadras produce aceite por medio de tres plataformas, “A”, “B” y “C”, ubicadas sobre 190 ft de capa de agua. Los estratos que contienen petróleo se encuentran a profundidades que oscilan entre los 500 y los 4200 ft bajo el lecho marino y sus espesores promedio oscilan entre 151 y 87 ft. Puesto que el petróleo producido tiene una gravedad API en el rango de 18 a 34, corresponde a un crudo de grado medio por su gravedad API que promedia 25. La presión de yacimiento comenzó en 750 psi, lo que permitió bombear fácilmente la producción hacia superficie en sus primeros años de desarrollo. La inyección de agua periférica comenzó en el año 1971 y se usaron dos completamientos duales para los pozos de inyección (Dovan, Hutchins y Terzian, 1990). La figura 4 muestra la ubicación del campo costa afuera Dos Cuadras.

Figura 4. Ubicación del campo Dos Cuadras.



Fuente: Autores

- **Descripción del proceso de inyección de polímeros:** Según Dovan, Hutchins y Terzian (1990), la inyección de polímeros implementada en el año 1986, ocurrió debido a los parámetros favorables del campo: alta razón de movilidad, baja temperatura de yacimiento y sistema de inyección existente. El proceso de selección del polímero incluyó una prueba de laboratorio y otra de inyectividad en campo por un mes.

La selección del polímero para inyección se realizó mediante la comparación de tres poliacrilamidas en emulsión durante una prueba de inyectividad de 30 días. Los polímeros usados para la prueba de campo fueron elegidos con base en estudios de laboratorio, bajos costos y facilidad de inyección. No se requirieron productos químicos adicionales. El bache de inyección fue diseñado con base en viscosidades de 2.2, 3.5 y 5.5 cP, y un volumen poroso de 0.5 (Dovan et al., 1990). La tabla 4 muestra los parámetros del proceso de inyección de polímeros en el campo costa afuera Dos Cuadras.

Tabla 4. Características del piloto de producción en el campo Dos Cuadras.

CAMPO DOS CUADRAS	
Parámetros fluidos yacimiento	
Gravedad API	25
Viscosidad (cP)	12 - 26
Parámetros medio poroso	

Porosidad (fracción)	0.28
Permeabilidad (mD)	50 - 1000
Temperatura (°C)	38
Profundidad (m)	1187
Espesor (m)	46 - 87

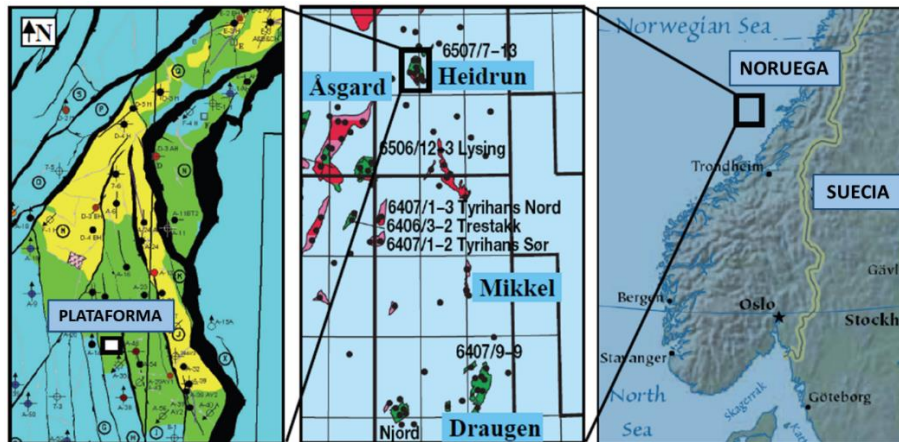
Fuente: Adaptado de Dovan, H. T., Hutchins, R. D., y Terzian, G. A. (1990). Dos Cuadras Offshore Polymer Flood, Vedder, J. G. (1969). Geology, petroleum development, and seismicity of the Santa Barbara Channel region, California y Sorensen, S. B., Syms, H. E., y Voskianian, A. (1991). Estimated Oil and Gas Reserves: Pacific Outer Continental Shelf.

- **Problema reportado:** De acuerdo con Dovan et al. (1990), una de las limitaciones en el proyecto fueron las presiones de inyección en superficie. Para una zona la limitación fue de 200 psi (a 1150 ft) y para la otra fue de 400 psi (a 1700 ft). La inyektividad de los polímeros fue un parámetro crítico debido a las severas limitaciones de presión en el yacimiento poco profundo.

3.2.CAMPO HEIDRUN (MAR DE NORUEGA, OCÉANO ATLÁNTICO)

- **Descripción del campo:** El campo Heidrun es productor de petróleo y gas y fue descubierto en el año 1985 y empezó a producir en el año 1995. Está ubicado en Haltenbanken (costa media del mar de Noruega), a 350 metros de profundidad del mar en una zona climática difícil y con estrictas normas medioambientales. La profundidad del yacimiento es de aproximadamente 2300 dasli por debajo del lecho marino. El campo Heidrun está produciendo desde una gran plataforma flotante de concreto con acceso a 56 pozos. El OOIP es de 2717 Mbbl, reservas de 1113 Mbbl de petróleo y gas, y el factor de recuperación para las diferentes formaciones varía desde 60% en arena homogénea (alta permeabilidad) hasta 10% en zonas más heterogéneas (baja permeabilidad). El petróleo producido en Heidrun se caracteriza por ser nafténico con una gravedad API de 29, 0.52% de composición de azufre y un TAN (Total Acid Number) de 2.90; la producción proviene de rocas areniscas, rocas lutitas actúan como sello (Selle et al., 2013). La figura 5 muestra la ubicación del campo costa afuera Heidrun como también su petróleo original y reservas de gas.

Figura 5. Ubicación del campo Heidrun.



La figura a la izquierda indica el petróleo original (verde) y las reservas de gas (amarillo).

Fuente: Adaptado de Nielsen, M. G., Auflem, I. H., Svena, P. E. y Porturas, F. (2010). Successful installation of straddle with inflow control device to restrict gas influx, a case history from the Heidrun Field. p. 6.

- **Descripción del proceso de inyección de polímeros:** Puesto que la inyección de agua no fue eficiente en las formaciones heterogéneas (además con aceite relativamente viscoso 1.2 a 2.6 cP) debido a la baja permeabilidad y la presencia de zonas ladronas, se implementó la inyección de polímeros. Con lo anterior se buscó mejorar el barrido volumétrico de yacimiento. Los pozos del campo Heidrun están fracturados térmicamente y toda el agua producida se reinyecta debido a las estrictas regulaciones ambientales. El método EOR implementado para el campo es la inyección de una solución polimérica enlazada o LPS por sus siglas en inglés (Linked Polymer Solution), con el objetivo de mejorar el barrido del yacimiento. La operación se realizó mezclando una solución madre de 5000 ppm de poliacrilamida, que luego se envió y almacenó en alta mar en tanques de terminación en la plataforma. La solución madre de polímero se inyectó en una concentración de polímero final de 300 y 600 ppm. Se añadió reticulante de citrato de aluminio (AlCit) a una relación de 10 y 20 ppm para las concentraciones de 300 y 600 ppm respectivamente (Selle et al., 2013). La tabla 5 muestra los parámetros del proceso de inyección de polímeros en el campo costa afuera Heidrun.
- **Problema reportado:** De acuerdo con Selle et al. (2013), las condiciones climáticas presentes en las plataformas costa afuera y características de este tipo de pozos, junto con las regulaciones medioambientales, fueron un desafío para el proyecto de recuperación mejorada.

Se asignó un pozo de inyección y se realizó una prueba de inyección de velocidad de paso la cual mostró una fuga en el tubo que no pudo repararse en los próximos 6 meses.

Tabla 5. Características del piloto de producción en el campo Heidrun.

CAMPO HEIDRUN	
Parámetros fluidos yacimiento	
Gravedad API	29
Viscosidad (cP)	1.2 - 2.6
Parámetros medio poroso	
Porosidad (fracción)	0.28 - 0.33
Permeabilidad (mD)	3000 – 5000
Temperatura (°C)	85 – 88
Profundidad (m)	3000
Espesor (m)	30

Fuente: Adaptado de Kahar, Y., Anno, P. D., y Haram, L. G. (2006). Fluid Flow Phenomena From 4D Interpretation, Heidrun Field, Norwegian North Sea, Reid, B. E., Høyland, L. A., Olsen, S. R., y Petterson, O. (1996). The Heidrun Field - Challenges in Reservoir Development and Production y Wennberg, K. E., Vikane, O., Kotlar, H. K., y Poitrenaud, H. (2001). Successful Mud Acid Stimulations Maintain Productivity in Gravelpacked Wells at Heidrun.

3.3.CAMPO CAPTAIN (MAR DEL NORTE, OCÉANO ATLÁNTICO)

- **Descripción del campo:** El campo Captain está ubicado en el bloque 13/22a del Mar del Norte en la plataforma continental del Reino Unido, UKCS (United Kingdom Continental Shelf) por sus siglas en inglés. Este campo es una acumulación de crudo muy viscoso que empezó a producir en el año 1997 a través de una tubería con pozos horizontales. Las rocas en el yacimiento son areniscas turbidíticas del Cretácico inferior y éste se encuentra normalmente presurizado. La variación de la viscosidad (49 a 200 cP según la región), resulta en una alta razón de movilidad (18 a 75) y consecuentemente en una baja eficiencia de barrido (Osterloh y Law, 1998). El sistema produce por medio de una unidad flotante de producción, almacenamiento y descarga FPSO (Floating Production Storage and Offloading) por sus siglas en inglés. En los inicios del campo se lograron tasas típicas de 15000 BOPD para algunos

pozos, con una producción acumulada al final de 1997 de aproximadamente 10 MMSTBO. Todos los pozos de producción se completaron con bombeo electrosumergible debido a la baja energía del yacimiento. Toda el agua de formación producida se reinyectó; se descartó la inyección de agua de mar debido a que los estudios previos mostraron incompatibilidad entre estas por la formación de incrustaciones de sulfato de bario (Osterloh y Law, 1998). La figura 6 muestra la ubicación del campo costa afuera Captain.

Figura 6. Ubicación del campo Captain.



Fuente: Autores.

- **Descripción del proceso de inyección de polímeros:** Según Osterloh y Law (1998), propiedades características del yacimiento como su alta razón de movilidad, baja temperatura y permeabilidad promedio hicieron de Captain un candidato ideal para implementar la recuperación mejorada mediante la inyección de polímeros y las consideraciones logísticas llevaron a la selección de poliacrilamida parcialmente hidrolizada o HPAM (Hydrolyzed Partially Polyacrylamide) por sus siglas en inglés, para el diseño del bache de inyección. Los estudios iniciales de simulación predictiva indicaron que este proyecto de inyección química podría agregar de 5 a 7% del petróleo original en sitio (a condiciones de yacimiento) a la recuperación final. La tabla 6 muestra los parámetros del proceso de inyección de polímeros en el campo costa afuera Captain.

Tabla 6. Características del piloto de producción en el campo Captain.

CAMPO CAPTAIN	
Parámetros fluidos yacimiento	
Gravedad API	19 - 21
Viscosidad (cP)	49 - 200
Parámetros medio poroso	
Porosidad (fracción)	0.28 - 0.34
Permeabilidad (mD)	5000 - 7000
Temperatura (°C)	31
Profundidad (m)	1614
Espesor (m)	1 - 84

Fuente: Adaptado de Jones, C., Ross, M., Getliff, J., Fuller, M., Hiscox, I., y Mandracchia, F. (2015). Captain Field Injector Performance, Historical Perspective and Recent Improvements y Lach, J. R. (1997). Captain Field Reservoir Development Planning and Horizontal Well Performance.

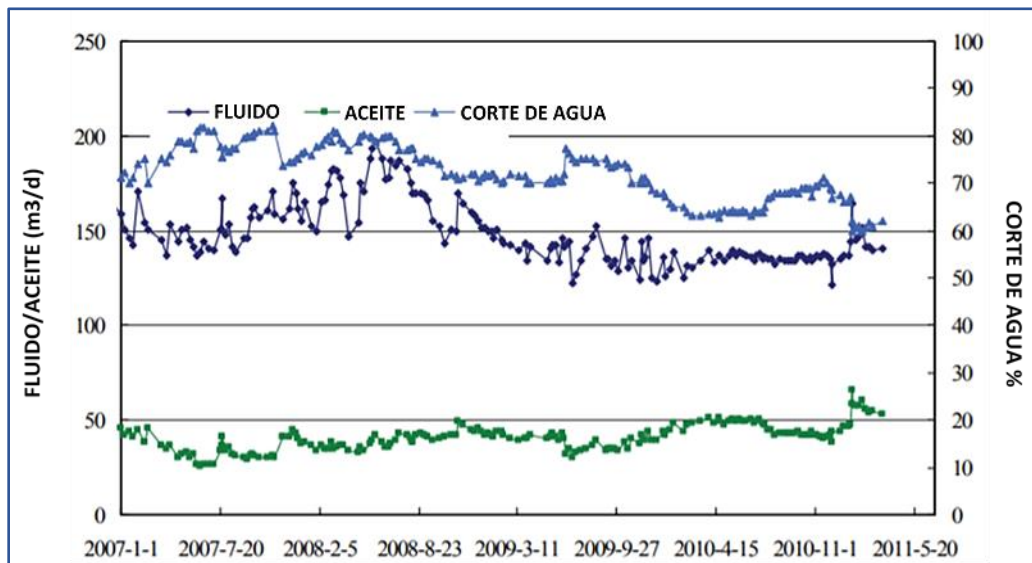
- **Problema reportado:** Aunque se obtuvieron buenos rendimientos de viscosidad, baja retención de polímeros y buena recuperación de aceite con la solución polimérica de HPAM, en laboratorio las soluciones provocaron el taponamiento de los núcleos del campo Captain (Osterloh y Law, 1998).

3.4. CAMPO JZ WEST (BOHAI, CHINA)

- **Descripción del campo:** El campo JZ West se encuentra ubicado en Bohai, China; el yacimiento del campo petrolífero del área oeste de JZ se distribuye principalmente en la parte inferior de la formación Dongying, que se desarrolló bajo un ambiente sedimentario del delta. La profundidad vertical del yacimiento es de 1600 a 1800 metros con un espesor promedio de la zona productora de 23.3 metros. El campo ha estado en producción desde 1999 y se introdujo un patrón inverso de 9 puntos con un espacio entre pozos de 350 a 400 metros para desarrollar el yacimiento petrolífero (Xiang y Zhou, 2011).
- **Descripción del proceso de inyección de polímeros:** La salinidad del agua fue uno de los factores más importantes que se tuvo en cuenta para llevar a cabo la inyección de polímeros.

El yacimiento petrolero fue considerado como un buen candidato para este proceso ya que tenía la salinidad de agua más baja en la bahía de Bohai. La inyección de polímero empezó en julio de 2007 con 8 pozos, hasta finales de 2010, se inyectó una cantidad total aproximada de 0.12 VP, la concentración de polímero estuvo entre 1200 y 1500 ppm. La producción de fluidos se mantuvo estable y la producción de petróleo aumentó constantemente mientras el corte de agua disminuía. En el área de inyección de polímeros, la producción promedio de petróleo aumentó de 35 m³/día a 45 m³/día, y el corte de agua se redujo de 81% a 72% (Xiang y Zhou, 2011). En la figura 7 se muestra un perfil de respuesta típica y en la tabla 7 se muestran los parámetros del proceso de inyección de polímeros en el campo costa afuera JZ West.

Figura 7. Perfil de producción de W8-5.



Fuente: Adaptado de Xiang, W. y Zhou, W. (2011). Field Experience of Produced Polymer Control in Offshore Oilfield. p. 3.

Tabla 7. Características del piloto de producción en el campo JZ West.

CAMPO JZ WEST	
Parámetros fluidos yacimiento	
Gravedad API	17 - 22
Viscosidad (cP)	17.1
Parámetros medio poroso	
Porosidad (fracción)	0.22 - 0.36

Permeabilidad (mD)	10 - 5000
Temperatura (°C)	57
Profundidad (m)	2300 - 2500
Espesor (m)	23.3

Fuente: Adaptado de Xiaodong, K., y Jian, Z. (2013). Offshore Heavy Oil Polymer Flooding Test in JZW Area y Xiaodong, K., y Jian, Z. (2013). Offshore Heavy Oil Polymer Flooding Test in JZW Area.

- Problema reportado:** En el campo JZ West fue difícil el tratamiento de los fluidos producidos que contenían polímero. Esto se dio principalmente por el espacio limitado de la plataforma, ya que a diferencia de los yacimientos petroleros en tierra firme, no se puede resolver agregando tanques de sedimentación gravitacionales para retrasar el tiempo de asentamiento. Debido a esto, la deshidratación del crudo y el tratamiento de aguas residuales se volvieron más difíciles cuando los fluidos producidos contenían polímero. El agua producida en el campo, empeoró el efecto del tratamiento. Desde septiembre de 2009 hasta noviembre de 2009, disminuyó la calidad del agua producida (Xiang y Zhou, 2011).

3.5.CAMPO SZ36-1 (BOHAI, CHINA)

- Descripción del campo:** El campo SZ36-1 se encuentra ubicado cerca de la costa del condado de Suizhong, provincia de Liaoning, China; el yacimiento fue formado por las acumulaciones de sedimentos en un medio fluvial y se distribuye en la formación Dongying inferior. Según Bureau Veritas (2010), SZ36-1 es un campo petrolero costa afuera típico de la bahía de Bohai con un área de interés de aproximadamente 42.5 km² y una reserva a gran escala de 2.182x10⁹ bbls de petróleo viscoso pesado. La profundidad se encuentra en el rango de 1300 a 1600 metros y el espesor promedio de la zona productora es 61.5 metros, las rocas del yacimiento son arenas de cuarzo feldespático compuestas principalmente de arenas finas. Este campo empezó su producción en 1993 y desde la etapa inicial de producción se hicieron estudios sobre la recuperación de petróleo mejorada (Han, Xiang, Zhang, Jiang y Sun, 2006).
- Descripción del proceso de inyección de polímeros:** Para el campo SZ36-1 la elección más factible para la selección de agua de la inyección de polímeros fue la salmuera producida de la formación Guantao, ya que no existía otra fuente de agua dulce disponible en el área. En este

proyecto se evaluaron una poliacrilamida parcialmente hidrolizada y un biopolímero goma de xantana. Una poliacrilamida hidrofóbicamente asociada, AP-P4 fue proporcionada por Guanya Science & Technology Co., y mostró un excelente rendimiento en un ambiente de alta salinidad. Se realizaron una serie de evaluaciones de laboratorio y se seleccionó este polímero por su estabilidad a largo plazo, viscosidad e inyectabilidad. En la tabla 8 se muestran los parámetros del proceso de inyección de polímeros en el campo costa afuera SZ36-1.

Tabla 8. Características del piloto de producción en el campo SZ36-1.

CAMPO SZ36-1	
Parámetros fluidos yacimiento	
Gravedad API	11 - 19
Viscosidad (cP)	70
Parámetros medio poroso	
Porosidad (fracción)	0.28 - 0.35
Permeabilidad (mD)	2.63
Temperatura (°C)	65
Profundidad (m)	2000 - 2300
Espesor (m)	61.5

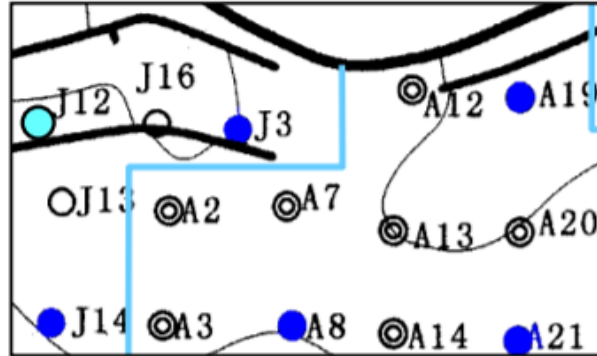
Fuente: Adaptado de Han, M., Xiang, W., Zhang, J., Jiang, W., y Sun, F. (2006). Application of EOR Technology by Means of Polymer Flooding in Bohai Oilfields.

El piloto estaba ubicado al borde del campo como se muestra en la figura 8, con un área aproximada de 936 m², contenía un pozo inyector (J3) y 5 pozos productores (J16, A2, A7, A12 y A13). Durante todo el proceso de la inyección del polímero, se inyectaron aproximadamente 500 m³/d de solución de polímero en el pozo J3 a una presión de inyección de aproximadamente 8 MPa. De acuerdo con la figura 9, la producción de aceite mostró un incremento en el pozo productor J16 y el corte de agua de ciertos pozos se redujo de un 66% a un 50% (Han et al., 2006).

- Problema reportado: De acuerdo con Han, Xiang, Zhang, Jiang y Sun (2006), el polímero en el fluido producido en los pozos del campo SZ36-1 pudo aumentar la dificultad de eliminación

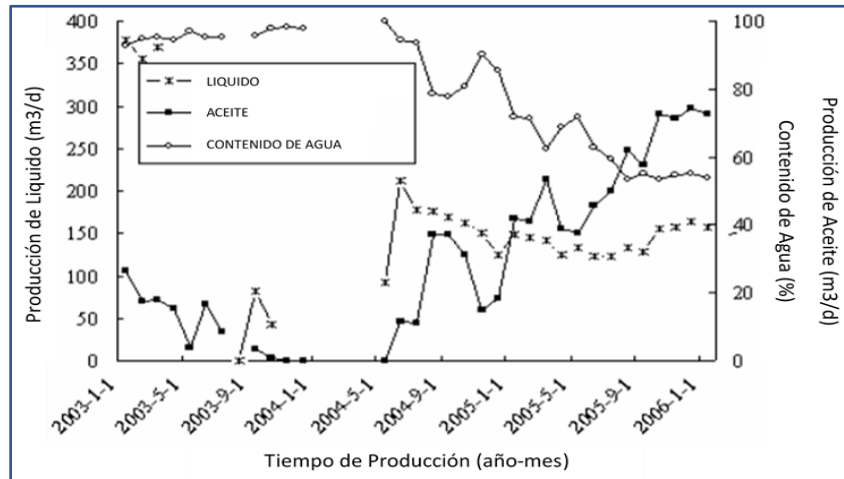
del agua y asimismo el procesamiento del petróleo ya que emulsionó tanto el agua como el aceite.

Figura 8. Ubicación de los pozos en el área piloto.



Fuente: Han, M., Xiang, W., Zhang, J., Jiang, W. y Sun, F. (2006). Application of EOR technology by means of polymer flooding in Bohai Oilfields. p. 2.

Figura 9. Tasa de producción vs. tiempo de producción del pozo J16.



Fuente: Han, M., Xiang, W., Zhang, J., Jiang, W. y Sun, F. (2006). Application of EOR technology by means of polymer flooding in Bohai Oilfields. p. 5.

3.6.CAMPO DALIA (ANGOLA)

Descripción del campo: El campo de Dalia se encuentra ubicado a 130 km de la costa de Angola, en el bloque 17, a una profundidad de 1400 metros, con un estimado de 1000 MMbbl

de petróleo recuperable. El campo está formado por cuatro yacimientos turbidíticos principales: canal principal inferior, flancos inferiores, canal principal superior y Camelia. Estos yacimientos se formaron hace más de 25 millones de años por la acumulación de sedimentos en la desembocadura del río Congo y se extienden por más de 230 km². El campo Dalia se caracteriza por tener complejos canales que poseen un grosor de hasta 100 metros, pero se dividen y subdividen en diferentes secciones heterogéneas con capas alternas de arenas bituminosas y arcillas, apiladas en geometrías complejas (Morel, Zaugg, Jouenne, Danquigny y Cordelier, 2015). La figura 10 muestra la ubicación del campo costa afuera Dalia.

Figura 10. Ubicación del campo Dalia.



Fuente: Morel, D. C., Zaugg, E., Jouenne, S., Danquigny, J. A. y Cordelier, P. R. (2015). Dalia/Camelia polymer injection in deep offshore Field Angola learnings and in situ polymer sampling results. p. 2.

- **Descripción del proceso de inyección de polímeros:** En el 2003 se iniciaron extensos estudios para ver la viabilidad de la inyección de polímeros en el campo Dalia. Se eligió un enfoque por etapas para evaluar y reducir las principales incertidumbres del proyecto, que consistía en una prueba de inyectividad de un solo pozo, y la perforación de un pozo de

muestreo/productor para evaluar la viscosidad in situ (Morel et al., 2015). La tabla 9 muestra los parámetros del proceso de inyección de polímeros en el campo costa afuera Dalia.

Tabla 9. Características del piloto de producción en el campo Dalia.

CAMPO DALIA	
Parámetros fluidos yacimiento	
Gravedad API	21 - 23
Viscosidad (cP)	1 - 10
Parámetros medio poroso	
Porosidad (fracción)	0.15 - 0.4
Permeabilidad (mD)	1000
Temperatura (°C)	50
Profundidad (m)	2100
Espesor (m)	6 - 10

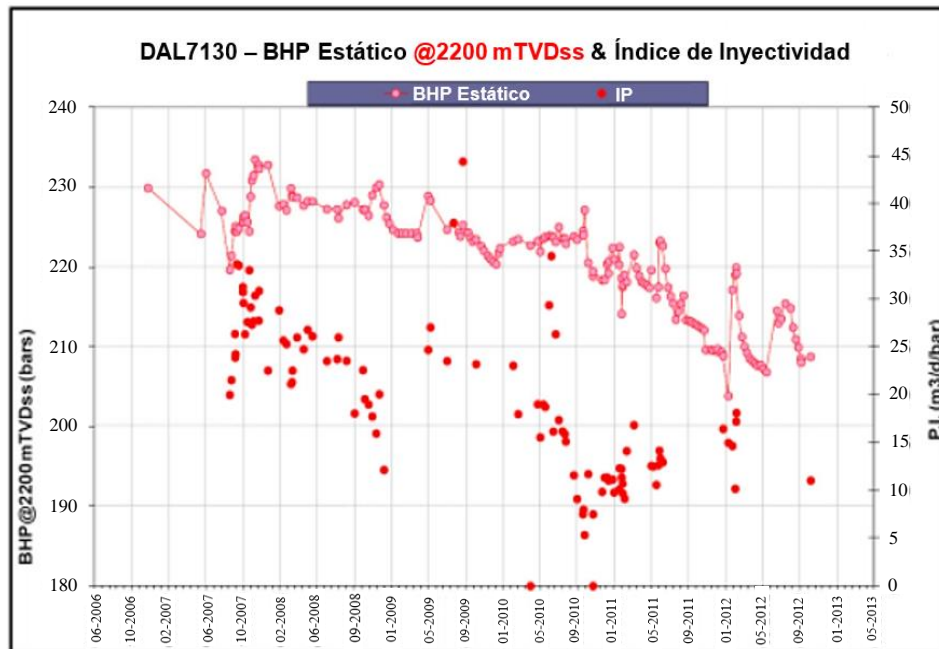
Fuente: Adaptado de Morel, D. C., Jouenne, S., Vert, M., y Nahas, E. (2008). Polymer Injection in Deep Offshore Field: The Dalia Angola Case, Morel, D., Jouenne, S., Zaugg, E., y Bouger, Y. (2011). EOR Polymer In Deep Offshore Field Angola: Development strategy and Polymer Performance Surveillance y Delattre, E., Authier, J. F., Rodot, F., Petit, G., y Alfenore, J. (2004). Review of sand control results and performance on a deep water development - A case study from the Girassol Field, Angola.

Como primera instancia, la prueba de inyectividad de un solo pozo en DAL-710 se completó en el primer trimestre de 2009, solo dos años después haber sido puesto en producción, con una solución polimérica inyectada de 900 ppm; se consideraron diferentes opciones para demostrar la eficacia del polímero con el objetivo de avanzar hacia una extensión del proyecto de 1 a 2 años, para esto se propuso perforar un pozo muestreador bien cerca de un inyector de agua viscosificada ubicado en el área piloto, detrás del frente del polímero gracias al monitoreo sísmico 4D; el objetivo fue muestrear el agua viscosificada en este pozo y comprobar si las propiedades in situ de la solución polimérica eran consistentes bajo las condiciones de salinidad y concentración de la muestra, como lo mostraba la hipótesis (Morel et al., 2015).

- **Problema reportado:** Según Morel, Zaugg, Jouenne, Danquigny y Cordelier (2015), la inyectividad en el pozo desviado DAL-713 fue excelente cuando la solución polimérica se

diluyó con agua desulfatada, pero en agosto del 2010 se observó una disminución significativa del índice de inyectividad abruptamente en el pozo desviado DAL-7130 tal como se muestra en la figura 11. Se hicieron varios intentos para restaurar la inyectividad inyectando baches de agua de mar desulfatada, pero el índice inicial de inyectividad nunca se recuperó. Esta disminución del índice de inyectividad se dio debido a la mala calidad del agua producida que se utilizó al momento de diluir la solución polimérica.

Figura 11. Evolución del índice de inyectividad y el flujo de presión en DAL7130.



Fuente: Adaptado de Morel, D. C., Zaugg, E., Jouenne, S., Danquigny, J. A. y Cordelier, P. R. (2015).

Dalia/Camelina polymer injection in deep offshore Field Angola learnings and in situ polymer sampling results.

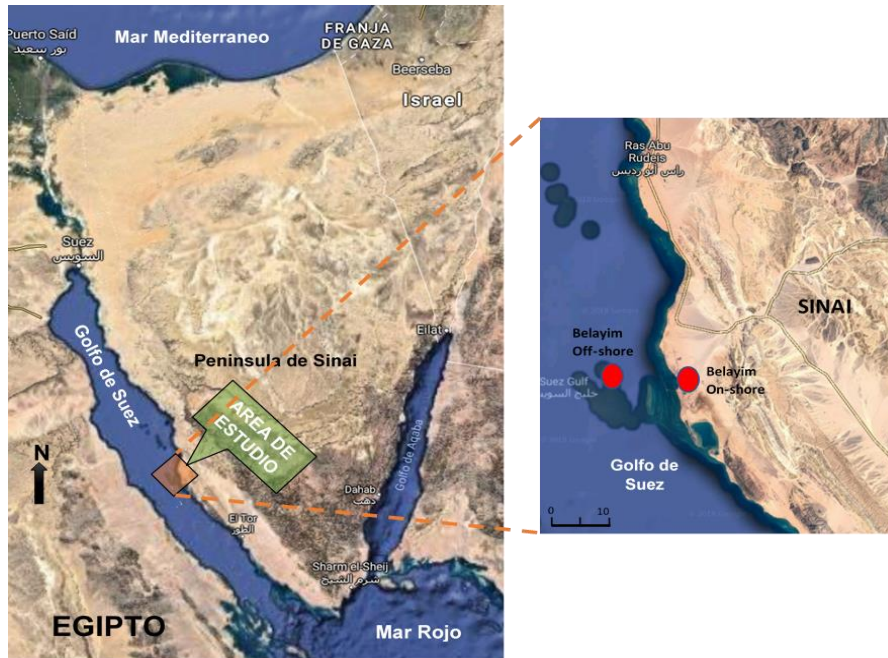
p. 6.

3.7.CAMPO BELAYIM (EGIPTO)

- **Descripción del campo:** El campo petrolero de Belayim se encuentra ubicado en el lado este del golfo de Suez, en tierra firme y fuera de la costa. Belayim costa afuera es un campo maduro considerado como uno de los campos más grandes de Egipto, fue el primer descubrimiento costa afuera en Egipto y comenzó la producción de aceite en 1962. El campo es operado por Petrobel, una empresa conjunta entre EGPC (Egyptian General Petroleum Corporation) y IEOC (International Egyptian Oil Company). Belayim costa afuera está compuesto por varios

yacimientos heterogéneos de arenisca turbidítica y deltaica con lutitas intercaladas, desde el Paleozoico hasta el Mioceno, con muchas fallas incluidas en cuatro zonas principales que contienen un aceite medio pesado (Lazzarotti, Rimoldi, Clementi, Mawad, y Abd Elrahman, 2017). La figura 12 muestra la ubicación del campo costa fuera Belayim.

Figura 12. Localización del campo Belayim.



Fuente: Mokhles, A., Battini, P. y Fottouh, A. (2007). Unconventional exploration play concept enhancement the production in Belayim land oil field, central gulf of Suez. p. 2.

- **Descripción del proceso de inyección de polímeros:** De acuerdo con Lazzarotti, Rimoldi, Clementi, Mawad, y Abd Elrahman (2017), el plan de inyección de polímero en Belayim se realizó con base en los resultados de la simulación de yacimientos. El polímero fue suministrado en polvo, así que, la disolución acuosa de polímero se preparó directamente en el sitio, reduciendo así la complejidad logística. En abril de 2015 una unidad piloto EOR, ubicada en el campo de Belayim (Abu Rudeis, Egipto) fue entregada a Petrobel, esta se diseñó para mezclar agua de mar y polímero con el fin de preparar adecuadamente la solución e inyectarla a alta presión en el pozo, permitiendo así una mayor recuperación de petróleo en el campo maduro, donde el corte de agua tendía a aumentar constantemente. Después de varias simulaciones y análisis de costo/beneficio, se decidió usar un polímero con una viscosidad

objetivo de 5 cP con el propósito de tener una razón de movilidad menor a la unidad. Se realizaron estudios de laboratorio enfocados en seleccionar un polímero adecuado para el proyecto, se procedió a seleccionar el polímero teniendo en cuenta los parámetros del yacimiento que afectaban su viscosidad, tales como: salinidad, temperatura y contenido de iones divalentes. La tabla 10 muestra los parámetros del proceso de inyección de polímeros en el campo costa afuera Belayim.

Tabla 10. Características del piloto de producción en el campo Belayim.

CAMPO BELAYIM	
Parámetros fluidos yacimiento	
Gravedad API	20
Viscosidad (cP)	8
Parámetros medio poroso	
Porosidad (fracción)	0.19
Permeabilidad (mD)	400
Temperatura (°C)	76
Profundidad (m)	3209
Espesor (m)	50

Fuente: Adaptado de El Rahman, I. A., Mohamed, R., Salah, A., y Fathy, D. (2012). Reservoir Characterization of Sidri Member in Belayim Land Oil Field, Gulf of Suez, Egypt y Lazzarotti, M., Rimoldi, A., Clementi, A., Mawad, M., y Abd Elrahman, M. (2017). Belayim Land - Polymer Injection Pilot Project.

Finalmente, debido a la temperatura y a la salinidad del yacimiento, el polímero seleccionado para el proyecto fue un polímero sulfonado adecuado para condiciones de alta salinidad y temperaturas de hasta 90°C. Este polímero tenía que ser estable a una temperatura de 76°C en el yacimiento durante algunos meses y debía de ser compatible con los productos químicos que se inyectaban en la planta de tratamiento de agua. La inyección de polímero comenzó el 9 de febrero de 2016, con una concentración de polímero de 800 ppm a una tasa de inyección constante de 1000 STB/día (Lazzarotti et al., 2017).

- **Problema reportado:** Los desafíos en el campo de Belayim fueron disminuir la alta tasa de movilidad que había en el yacimiento con un valor aproximado de 6, sin exceder el costo

económico y realizar la planta piloto de inyección en un tiempo razonable teniendo en cuenta que los interesados en el proyecto se encontraban geográficamente dispersos y a veces se ocupaban en diferentes actividades, algo que hubiera podido interferir en la vida del proyecto (Lazarotti et al., 2017).

4. APLICACIÓN DEL MÉTODO ANALÓGICO AL CAMPO DE ESTUDIO

Para el desarrollo de las analogías se utilizaron propiedades petrofísicas y de fluidos proporcionadas por una fuente confidencial; dichos datos corresponden a un campo de estudio que no se puede nombrar, así que se denomina como campo X. Las propiedades de los fluidos del yacimiento y del medio poroso son mostradas en la tabla 11.

Tabla 11. Datos del campo de estudio X.

CAMPO X	
Parámetros fluidos yacimiento	
Gravedad API	28
Viscosidad (cP)	1.14
Parámetros medio poroso	
Porosidad (fracción)	0.2
Permeabilidad (mD)	1000
Temperatura (°C)	79
Profundidad (m)	5000
Espesor (m)	30

Fuente: Autores.

Las analogías se realizaron teniendo en cuenta siete (7) campos costa afuera donde ya fue implementada la inyección de polímeros y donde además se tuvieron resultados exitosos. Por otra parte se seleccionaron 7 parámetros claves los cuales son gravedad API, viscosidad del aceite (cP), porosidad (fracción), permeabilidad (mD), profundidad del yacimiento (m), espesor (m) y temperatura del yacimiento (°C).

Parámetros como el factor de recobro, salinidad del agua de formación, concentración de polímero inyectado, número de volumen total inyectado, tipo de roca, etc., tienen gran importancia en la inyección de polímeros, no obstante esa información no se encuentra disponible en la literatura y debido a esto no se incluyen en el desarrollo de las analogías. Los campos seleccionados se muestran en la tabla 12.

Tabla 12. Lista de campos análogos.

REGIÓN	CAMPO	POROSIDAD (fracción)	PERMEABILIDAD (mD)	TEMPERATURA DE YACIMIENTO (°C)	GRAVEDAD API	VISCOSIDAD CRUDO (cP)	PROFUNDIDAD (m)	ESPESOR (mts)
Bohai, China	JZ West	0.22 - 0.36	10 - 5000	57	17 - 22	17.1	2300 - 2500	23.3
	SZ36-1	0.28 - 0.35	2.63	65	11 - 19	70	2000 - 2300	61.5
Angola	Dalia	0.15 - 0.4	1000	50	21 - 23	1-10	2100	6 - 10
California	Dos Cuadras	0.28	50 - 1000	38	25	12 - 26	1187	46 - 87
Norwegian Sea	Heidrun	0.28 - 0.33	3000 - 5000	85 - 88	29	1.2 - 2.6	3000	30
North Sea	Captain	0.28 - 0.34	5000 - 7000	31	19 - 21	49 - 200	1614	1 - 84
Egypt	Belayim	0.19	400	76	20	8	3209	50

Fuentes: Autores.

Seguidamente de tener los campos con los que se llevaran a cabo las analogías, se procede a calcular el factor de similitud F_i , el índice I_i y finalmente el factor de similitud Z_i para cada una de las propiedades de los campos de la base de datos con su respectiva ecuación de media dependiendo del caso. Las tablas 13 a 19 muestran los respectivos valores de similitud Z_i para cada uno de los siete parámetros analógicos usados.

Tabla 13. Factor de similitud entre la porosidad del campo de la base de datos y el campo de estudio.

REGIÓN	CAMPO	POROSIDAD (fracción)			$P_i - P_{ie}$	F_i	I_i	Z_i
		Mínimo	Máximo	Media				
Bohai, China	JZ West Area	0.22	0.36	0.2814	0.0814	0.8231	0.8309	0.8270
	SZ36-1	0.28	0.35	0.3130	0.1130	0.2923	0.7797	0.5360
Angola	Dalia	0.15	0.4	0.2449	0.0449	1	0.8990	0.9495
California	Dos Cuadras	0.28		0.2800	0.0800	0.2923	0.8333	0.5628
Norwegian Sea	Heidrun	0.28	0.33	0.3040	0.1040	0.2923	0.7937	0.5430
North Sea	Captain	0.28	0.34	0.3085	0.1085	0.2923	0.7866	0.5395
Egypt	Belayim	0.19		0.19	0.01	0.9115	0.9744	0.9430
Max ($P_i - P_{ie}$)					0.1130			

Fuente: Autores.

Tabla 14. Factor de similitud entre la permeabilidad del campo de la base de datos y el campo de estudio.

REGIÓN	CAMPO	PERMEABILIDAD (mD)			P _i - P _{ie}	F _i	I _i	Z _i
		Mínimo	Máximo	Media				
Bohai, China	JZ West Area	10	5000	19.9601	980.0399	1	0.0391	0.5196
	SZ36-1	2.63		2.63	997.37	0.7936	0.0052	0.3994
Angola	Dalia	1000		1000	0	1	1	1
California	Dos Cuadras	50	1000	95.2381	904.7619	1	0.1739	0.5870
Norwegian Sea	Heidrun	3000	5000	3750	2750	0.5862	0.4211	0.5036
North Sea	Captain	5000	7000	5833.33	4833.333	0.1724	0.2927	0.2325
Egypt	Belayim	400		400	600	0.8759	0.5714	0.7236
Max (P _i - P _{ie})					4833.333			

Fuente: Autores.

Tabla 15. Factor de similitud entre la temperatura del yacimiento del campo de la base de datos y el campo de estudio.

REGIÓN	CAMPO	TEMPERATURA (°C)			P _i - P _{ie}	F _i	I _i	Z _i
		Mínimo	Máximo	Media				
Bohai, China	JZ West Area	57		57	22	0.5417	0.8382	0.69
	SZ36-1	65		65	14	0.7083	0.9028	0.8056
Angola	Dalia	50		50	29	0.3958	0.7752	0.5855
California	Dos Cuadras	38		38	41	0.1458	0.6496	0.3977
Norwegian Sea	Heidrun	85	88	86.5	7.5	0.8750	0.9547	0.9148
North Sea	Captain	31		31	48	0	0.5636	0.2818
Egypt	Belayim	76		76	3	0.9375	0.9806	0.9591
Max (P _i - P _{ie})					48			

Fuente: Autores.

Tabla 16. Factor de similitud entre la gravedad API del campo de la base de datos y el campo de estudio.

REGIÓN	CAMPO	GRAVEDAD API			P _i - P _{ie}	F _i	I _i	Z _i
		Mínimo	Máximo	Media				
Bohai, China	JZ West Area	17	22	19.5	8.5	0.5385	0.8211	0.6798

	SZ36-1	11	19	15	13	0.3077	0.6977	0.5027
Angola	Dalia	21	23	22	6	0.6154	0.8800	0.7477
California	Dos Cuadras	25		25	3	0.7692	0.9434	0.8563
Norwegian Sea	Heidrun	29		29	1	0.9231	0.9825	0.9528
North Sea	Captain	19	21	20	8	0.4615	0.8333	0.6474
Egypt	Belayim	20		20	8	0.3846	0.8333	0.6090
Max (Pi - Pie)					13			

Fuente: Autores.

Tabla 17. Factor de similitud entre la viscosidad del aceite del campo de la base de datos y el campo de estudio.

REGIÓN	CAMPO	VISCOSIDAD ACEITE (cP)			Pi - Pie	Fi	li	Zi
		Mínimo	Máximo	Media				
Bohai, China	JZ West Area	17.1		17.1	15.96	0.7943	0.1250	0.4596
	SZ36-1	70		70	68.86	0.1123	0.0320	0.0722
Angola	Dalia	1	10	1.8182	0.6782	1	0.7707	0.8854
California	Dos Cuadras	12	26	16.4211	15.2811	0.86	0.1298	0.4949
Norwegian Sea	Heidrun	1.2	2.6	1.6421	0.5021	0.9992	0.8195	0.9094
North Sea	Captain	49	200	78.7149	77.5749	0.3830	0.0286	0.2058
Egypt	Belayim	8		8	6.86	0.9116	0.2495	0.5805
Max (Pi - Pie)					77.5749			

Fuente: Autores.

Tabla 18. Factor de similitud entre la profundidad del campo de la base de datos y el campo de estudio.

REGIÓN	CAMPO	PROFUNDIDAD (m)			Pi - Pie	Fi	li	Zi
		Mínimo	Máximo	Media				
Bohai, China	JZ West Area	2300	2500	2400	2600	0.3443	0.6486	0.4965
	SZ36-1	2000	2300	2150	2850	0.2919	0.6014	0.4466
Angola	Dalia	2100		2100	2900	0.2394	0.5915	0.4155
California	Dos Cuadras	1187		1187	3813	0	0.3837	0.1919
Norwegian Sea	Heidrun	3000		3000	2000	0.4755	0.7500	0.6127
North Sea	Captain	1614		1614	3386	0.1120	0.4881	0.3000

Egypt	Belayim	3209	3209	1791	0.5303	0.7818	0.6561
Max (Pi – Pie)				3813			

Fuente: Autores.

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

REGIÓN	CAMPO	ESPESOR (m)			Pi - Pie	Fi	li	Zi
		Mínimo	Máximo	Media				
Bohai, China	JZ West Area	23.3		23.3	6.7	0.8164	0.8743	0.8454
	SZ36-1	61.5		61.5	31.5	0.1370	0.6557	0.3964
Angola	Dalia	6	10	8	22	0.4521	0.4211	0.4366
California	Dos Cuadras	46	87	66.5	36.5	0.5616	0.6218	0.5917
Norwegian Sea	Heidrun	30		30	0	1	1	1
North Sea	Captain	1	84	42.5	12.5	1	0.8276	0.9138
Egypt	Belayim	50		50	20	0.4521	0.75	0.6010
Max (Pi - Pie)					36.5			

Fuente: Autores.

Luego se calcula el grado de importancia para cada propiedad de cada campo de la base de datos por medio de los criterios estadísticos, tales como media, desviación estándar (σ), coeficiente de variación de Pearson (CVP) y la respectiva ecuación del peso (W^*_{nj}). Los resultados son mostrados en la tabla 20.

Tabla 20. Cálculo de peso para campos costa afuera seleccionados para analogías de la inyección de polímeros.

Región	Campo	Porosidad (fracción)	Permeabilidad (mD)	Temperatura (°C)	Gravedad API	Viscosidad (cP)	Profundidad (m)	Espesor (m)
Bohai, China	JZ West Area	0.2814	19.9601	57	19.5	17.1	2400	23.3
	SZ36-1	0.3130	2.63	65	15	70	2150	61.5
Angola	Dalia	0.2449	1000	50	22	1.8182	2100	8
California	Dos Cuadras	0.2800	95.2381	38	25	16.4211	1187	66.5
Norwegian Sea	Heidrun	0.3040	3750	86.5	29	1.6421	3000	30
North Sea	Captain	0.3085	5833.3333	31	20	78.7149	1614	42.5

Egypt	Belayim	0.19	400	76	20	8	3209	50
MEDIA		0.2711	15.7386	57.6429	21.5000	4.8939	2237.1429	40.2571
DESVIACIÓN		0.0440	2296.9052	19.9096	4.4628	32.5790	715.3657	21.1076
CVP		0.1622	145.9408	0.3454	0.2076	6.6570	0.3198	0.5243
CVPn		0.0011	0.9467	0.0022	0.0013	0.0432	0.0021	0.0034
Wj*		0.9989	0.3880	0.9978	0.9987	0.9577	0.9979	0.9966
Wnj*		0.1577	0.0612	0.1575	0.1576	0.1512	0.1575	0.1573
Wj		15.7671	6.1244	15.7484	15.7625	15.1166	15.7510	15.7301

Fuente: Autores.

Se puede apreciar que los parámetros que más influyen en un orden descendente son la porosidad, la gravedad API, la profundidad, la temperatura, el espesor y finalmente la permeabilidad. Luego se procede a calcular el puntaje para cada uno de los parámetros de cada campo para así, finalmente obtener el puntaje general de cada campo. La tabla 21 muestra el puntaje de cada propiedad, indicando cuales muestran compatibilidad.

Tabla 21. Cálculo de puntaje para cada propiedad de cada campo.

REGIÓN	CAMPO	POROSIDAD	PERMEABILIDAD	TEMPERATURA	GRAVEDAD API	VISCOSIDAD	PROFUNDIDAD	ESPESOR
Bohai, China	JZ West Area	13.0390	3.1820	10.8656	10.7146	6.9481	7.8203	13.2977
	SZ36-1	8.4511	2.4464	12.6862	7.9235	1.0913	7.0351	6.2348
Angola	Dalia	14.9707	6.1244	9.2209	11.7855	13.3838	6.5445	6.8670
California	Dos Cuadras	8.8743	3.5947	6.2632	13.4976	7.4815	3.0219	9.3075
Norwegian Sea	Heidrun	8.5618	3.0844	14.4073	15.0179	13.7467	9.6513	15.7301
North Sea	Captain	8.5056	1.4242	4.4382	10.2052	3.1110	4.7256	14.3741
Egypt	Belayim	14.8676	4.4319	15.1038	9.5989	8.7754	10.3336	9.4542

Fuente: Autores.

4.1. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LAS ANALOGÍAS PARA LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS

Para realizar el análisis de resultados se decidió seleccionar los tres campos más análogos al campo de estudio X, que según la tabla 22 y la figura 13, muestran claramente que estos campos fueron el campo Heidrun, el campo Belayim y el campo Dalia. El campo Heidrun resultó ser el campo

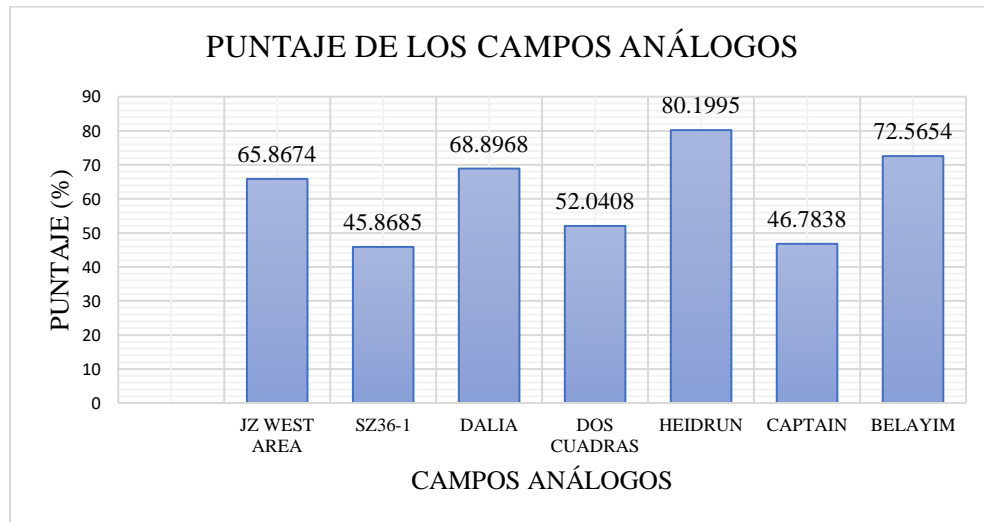
más análogo con un puntaje general de 80.19%, debido a su semejanza en parámetros como gravedad API, viscosidad y espesor con relación al campo X; aunque sus parámetros porosidad y permeabilidad varían de forma moderada respecto a estos mismos parámetros del campo X. Por otra parte se tiene el campo Belayim con un puntaje general de 72.56% en donde algunos de sus parámetros se asemejan a los del campo X, aunque difiere bastante en parámetros como gravedad API, viscosidad y espesor. Finalmente, está el campo Dalia con un puntaje general de 68.89% con parámetros similares respecto a los del campo X como permeabilidad y porosidad.

Tabla 22. Puntaje general para cada campo.

CAMPO	PUNTAJE
JZ West Area	65.8674
SZ36-1	45.8685
Dalia	68.8968
Dos Cuadras	52.0408
Heidrun	80.1995
Captain	46.7838
Belayim	72.5654

Fuente: Autores.

Figura 13. Resultado gráfico del puntaje



Fuente: Autores.

4.1.1. Estudios y análisis previos a la inyección de polímeros

En el campo Heidrun se realizaron pruebas tanto en tierra como en costa afuera con el objetivo de monitorear la solución polimérica; en tierra se llevaron a cabo análisis para observar la degradación del polímero debido al crecimiento bacteriano, degradación mecánica por el movimiento de la disolución polimérica en los tanques de transporte y contaminación de la disolución polimérica debido a la presencia de hierro en tuberías y tanques. De igual forma, en costa afuera se realizaron pruebas para medir el contenido de hierro, la temperatura y la viscosidad de la solución. Por otra parte, en el campo Belayim y en el campo Dalia se realizaron estudios de laboratorio para la selección de un polímero adecuado, donde se llevaron a cabo pruebas para evaluar los tipos de degradación del polímero, además de esto, en el campo Dalia se evaluó de forma exhaustiva los pros y contras de las posibles opciones, el valor de la información con datos sísmicos 4D y la economía del proceso, con el objetivo de hacer un balance de ventajas e inconvenientes.

4.1.2. Selección y características del polímero

En el campo Heidrun se inyectó una poliacrilamida parcialmente hidrolizada, esta operación se realizó mezclando en tierra una solución madre de 5000 ppm de poliacrilamida, para luego ser transportada y almacenada en los tanques de la FPSO. Se inyectaron 2 concentraciones finales, estas fueron de 300 y 600 ppm con el fin de analizar el comportamiento de la poliacrilamida, finalmente se obtuvo que la mejor concentración fue la de 300 ppm ya que mostró un menor índice de filtrabilidad. En el campo Belayim el polímero seleccionado fue una poliacrilamida que contenía monómeros resistentes a los iones divalentes y a la temperatura; y se inyectó a unas concentraciones de polímero de 800 a 1500 ppm. Esta elección fue impulsada por parámetros como la alta temperatura y salinidad del yacimiento. Por otra parte en el campo Dalia, se seleccionó una poliacrilamida de alto peso molecular debido a su estabilidad, disponibilidad industrial y precio, que eran considerablemente mejor en comparación con el otro polímero en consideración (goma de xantana); en este campo desde el inicio se inyectó agua desulfatada para evitar la precipitación de sulfato de bario y toda el agua producida se reinyectaba, el polímero se preparó en polvo en una barcaza cercana ya que no había suficiente espacio en la FPSO, para finalmente inyectar una solución de 900 ppm. Las características del yacimiento eran favorables ya que este estaba

conformado por areniscas turbidíticas, un factor que ayudó a reducir el número de pozos, con un espaciado de 1000 a 1500 metros entre inyectores y productores.

4.2.PROPUESTA PARA LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS A PARTIR DE LAS ANÁLOGIAS

Para seleccionar las mejores alternativas para la inyección de polímeros se deben tener en cuenta las condiciones a las que el polímero va a estar expuesto y realizar una evaluación de la eficiencia del polímero in situ, con el fin de tomar la decisión adecuada. Algunos factores claves para tener en consideración son el comienzo de la etapa de inyección y la concentración del bache de inyección.

Teniendo en cuenta las experiencias de los campos análogos se debe seleccionar un polímero de tipo sintético como la poliacrilamida, realizar una serie de experimentos con una poliacrilamida de alto peso molecular y otra de bajo peso molecular para medir la evolución de la viscosidad frente a la velocidad de cizallamiento, validar los resultados y seleccionar la mejor opción. Si el polímero a inyectar viene en polvo, se debe preparar ya sea en la FPSO, en tierra o en una barcaza cercana, donde el polvo sea transferido a una unidad de dispersión de la tolva de polímero para su disolución en agua a unos valores de concentración razonables de la solución madre, basados en el estudio bibliográfico, y luego pasar a través de los tanques de maduración para que se desarrolle completamente la viscosidad, el tiempo en estos tanques puede variar de 1 a 12 horas, dependiendo de la pre-humectación del polvo.

Además, se deben realizar pruebas para analizar la degradación térmica, para esto se somete la poliacrilamida a dos temperaturas, una que es la temperatura del yacimiento donde se mide el envejecimiento y la estabilidad, y la otra es una temperatura más alta de lo normal para acelerar el envejecimiento y predecir la estabilidad del polímero a largo plazo, puesto que la degradación térmica es uno de los factores que más afecta la inyección de polímero, no obstante, se deben realizar análisis de núcleos para evaluar los demás tipos de degradación que afectan este proceso.

Posteriormente, con ayuda de un simulador y de un monitoreo sísmico 3D - 4D que muestren el comportamiento y los elementos del yacimiento durante todo el desarrollo del proceso, se debe diseñar e implementar un proyecto piloto donde se evalúe el incremento de aceite recuperado, midiendo la eficiencia del polímero a distintas concentraciones, teniendo en cuenta que estas pueden variar de 300 ppm a 1500 ppm considerando la profundidad del campo de estudio. Finalmente si el proyecto piloto muestra buenos resultados, se procede a desarrollar el proyecto a gran escala.

5. CONCLUSIONES

- Fue llevado a cabo un análisis técnico para conocer la viabilidad de la inyección de polímeros en el campo de estudio teniendo en cuenta los factores que afectan los criterios de selección y la inyección de polímeros, con ayuda de un modelo estadístico modificado que asigna un peso a cada uno de los siete parámetros que caracterizan cada campo; con base en este análisis, fueron identificados los principales trabajos de inyección de polímeros aplicados a campos costa afuera a nivel mundial y se elaboró una propuesta para la inyección de polímeros como método de recobro mejorado aplicado a la cuenca de Santos, Brasil.
- Fue desarrollada una base de datos con información encontrada históricamente de todos los campos costa afuera que utilizaron la inyección de polímeros como método de recobro mejorado a nivel mundial, entre los datos seleccionados se incluyen propiedades que caracterizan cada campo, como porosidad, permeabilidad, temperatura del yacimiento, gravedad API, viscosidad del aceite, profundidad del yacimiento y espesor neto, esta base de datos permite el análisis de la viabilidad de la inyección de polímeros en campos costa afuera semejantes, comparando un campo de estudio con características de otros campos. En consonancia con lo anterior, se concluye que la organización de datos es un paso primordial para la generación de analogías y construcción de conocimiento.
- El estudio de los campos análogos con base en conceptos estadísticos es una herramienta de gran utilidad para realizar la caracterización preliminar y obtener conocimientos sobre el desarrollo de campos nuevos y complejos donde la información es limitada. No solo se utiliza esta metodología para procesos de inyección de polímeros, sino que también puede ser aplicada con cualquier método de recobro químico.
- Mediante el uso del modelo estadístico y el desarrollo de analogías se identificaron los tres campos más análogos al campo de estudio; el campo Heidrun seguido del campo Belayim y finalmente el campo Dalia, proyectos en los cuales el polímero seleccionado fue una poliacrilamida capaz de resistir las condiciones del yacimiento. En cuanto a las concentraciones de los baches de inyección, para el campo Heidrun se utilizó 300 ppm, para

el campo Belayim se utilizaron entre 800 y 1500 ppm y para el campo Dalia se utilizó 900 ppm. A través del análisis de la metodología implementada, estos resultados obtenidos de los datos del campo de estudio que se toma en consideración como un posible prospecto, sirven como un soporte para tomar la decisión de realizar la inyección de polímeros.

- Mediante el uso de analogías para los casos de la inyección de polímeros costa afuera, se determina la viabilidad de la inyección de polímeros en el campo de estudio X de la cuenca de Santos, Brasil como un método de recobro mejorado, sus propiedades son semejantes a las propiedades de los campos de la base datos y se obtiene un puntaje relativamente bueno; los campos más análogos sirven como referencias al momento de implementar este proceso.

6. RECOMENDACIONES

- El modelo estadístico implementado en este análisis técnico permite realizar analogías a partir de una serie de datos, teniendo en cuenta los extremos de los valores en el rango de datos y además su media; es por lo anterior que se recomienda su uso, tanto para analizar la viabilidad de los distintos procesos de recuperación mejorada, como para reducir el grado de incertidumbre y de esta manera facilitar la toma de decisiones en la planeación de proyectos de recuperación mejorada.
- Considerando que uno de los factores críticos en el estudio de las analogías por medio de este modelo estadístico es el número de parámetros analógicos utilizados, se recomienda el uso de la mayor cantidad de ellos como sea posible. Aunque la información disponible en la base de datos no permitió usar parámetros como el factor de recobro, se recomienda en futuros estudios de procesos EOR, involucrar además de este, todos aquellos parámetros que afectan directamente la recuperación mejorada.
- Se debe precisar que la consistencia de la información usada para el desarrollo de cualquier análisis técnico debe ser alta, es decir, que tanto las variables cualitativas como las variables cuantitativas deben ser extraídas de fuentes confiables, que permitan ratificar la certeza de los resultados y en el caso de la inyección de polímeros como método EOR, que permitan inferir la viabilidad de su aplicación en un campo de estudio, a partir de unos campos análogos. Es por lo anterior que se recomienda el uso de plataformas especializadas que respondan a las necesidades que demandan el desarrollo de análisis técnicos para procesos EOR.
- El análisis técnico por medio de analogías, es una herramienta que generaliza el desempeño de procesos análogos y de esta manera encuentra la mayor cantidad de semejanzas entre ellos. Sin embargo, estos análisis dan únicamente un indicativo a partir de la inferencia y se recomienda acompañarlos de pruebas de laboratorio y/o simulación numérica para esclarecer los interrogantes que los métodos inferenciales no pueden. Por otra parte, se recomienda desarrollar estudios técnico-financieros, que posibiliten estudiar la relación costo-beneficio y de este modo permitan definir el proceso EOR a implementar.

- En vista de que la información disponible sobre la inyección de polímeros en campos petroleros costa afuera es limitada, se recomienda revisar las referencias bibliográficas para cada uno de los siete campos contenidos en el numeral sobre experiencias de campo y además usar la información citada en este proyecto de grado; con lo anterior es posible encontrar datos adicionales, complementarios y de gran aporte para la posterior escritura de estados del arte sobre la materia.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abidin, A. Z., Puspasari, T., y Nugroho, W. A. (2012). *Polymers for enhanced oil recovery technology*. *Procedia Chemistry*, 4, 11-16.
- American Petroleum Institute. (1990). *Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in enhanced oil recovery operations (Vol. 63)*. American Petroleum Institute.
- Alarcón, J. E., y Navarro, S. A. (2014). *Diseño del Completamiento y del Sistema de Levantamiento Artificial en un Pozo Con Recobro por Combustión In-Situ Mediante Analogías*. Trabajo de grado. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander.
- Alzate, D. (2016). *Interpretación de los mecanismos fenomenológicos del proceso de inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG) en un yacimiento de hidrocarburos*. Medellín, Colombia: Universidad Nacional de Colombia.
- Asurza, H., y Alejandro, S. (2006). *Glosario básico de términos estadísticos*. INEI. LIMA: Centro de ediciones del INE.
- Bahlis, A. B. (2011). *Padrões da autigênese de clorita e sua influência sobre a qualidade de reservatório dos arenitos cretácicos da Bacia de Santos*.
- Beltran, J. E. (2005). *Análisis e Interpretación de Yacimientos Sometidos a Inyección Continua de Vapor Mediante Analogías*. Trabajo de grado. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander.
- Bruhn, C. H. L., Pinto, A. C. C., Johann, P. R. S., Branco, C. C. M., Salomão, M. C., y Freire, E. B. (2017). *Campos and Santos Basins: 40 Years of Reservoir Characterization and Management of Shallow- to Ultra-Deep Water, Post- and Pre-Salt Reservoirs - Historical Overview and Future Challenges*. Offshore Technology Conference. OTC-28159-MS.
- Bureau Veritas. (2010). SZ36-1 Phase One Oil Field Development Adjusting Project has Won the Gold Award of Oil Quality Project. [Mensaje en un blog]. Recuperado de: <http://www.bureauveritas.com.co>.
- Callao, R. (2013). *Características de una curva de presión capilar*. [Mensaje en un blog]. Recuperado de: <https://ingenieraenpetroleo.blogspot.com>.

- Chang, H. K., Assine, M. L., Corrêa, F. S., Tinen, J. S., Vidal, A. C., y Koike, L. (2008). *Sistemas petrolíferos e modelos de acumulação de hidrocarbonetos na Bacia de Santos*. Revista Brasileira de Geociências, 38(2 suppl), 29-46.
- Chang, H. L. (1978). *Polymer Flooding Technology Yesterday, Today, and Tomorrow*. Society of Petroleum Engineers. SPE-7043-PA.
- Crotti, M. A. (2013). *La histéresis en las curvas de presión capilar - Drenaje e imbibición*. [Mensaje en un blog]. Recuperado de: <http://www.inlab.com.ar/Histeresis.htm>
- Delattre, E., Authier, J. F., Rodot, F., Petit, G., y Alfenore, J. (2004). Review of sand control results and performance on a deep water development - A case study from the Girassol Field, Angola. Society of Petroleum Engineers. SPE-91031-MS.
- De Oliveira, R. F., y Dos Santos, A. J. (2017). *Sumário geológico e setores em oferta*. Superintendência de Definição de Blocos. ANP.
- Donaldson, E. C., Chilingarian, G. V., y Yen, T. F. (Eds.). (1989). *Enhanced Oil Recovery, II: Processes and operations*. Nueva York, Estados Unidos de América: Elsevier Science Publishing Company Inc.
- Dovan, H. T., Hutchins, R. D., y Terzian, G. A. (1990). *Dos Cuadras Offshore Polymer Flood*. Society of Petroleum Engineers. SPE-20060-MS.
- El Rahman, I. A., Mohamed, R., Salah, A., y Fathy, D. (2012). *Reservoir Characterization of Sidri Member in Belayim Land Oil Field, Gulf of Suez, Egypt, El-Minia Science Bulletin, 23(1), 1-14*.
- Escobar, F. H. (2012). *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*. Neiva, Colombia: Editorial Universidad Surcolombiana.
- Forrest, C. (1971). *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*. Society of Petroleum Engineers.
- Fragozo, M. M., y Paz, J. A. (2014). *Evaluación técnico-financiera de la inyección de polímeros en un yacimiento colombiano de crudo pesado*. Trabajo de grado. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander.
- Green, D. W., y Willhite, G. P. (Eds.). (1998). *Enhanced oil recovery, SPE Textbooks Serie Vol. 6*. Richardson, Estados Unidos de America: Society of Petroleum Engineers Inc.

- Han, M., Xiang, W., Zhang, J., Jiang, W., y Sun, F. (2006). *Application of EOR Technology by Means of Polymer Flooding in Bohai Oilfields*. Society of Petroleum Engineers. SPE-104432-MS.
- Jennings, R. R., Rogers, J. H., y West, T. J. (1971). *Factors Influencing Mobility Control By Polymer Solutions*. Society of Petroleum Engineers. SPE-2867-PA.
- Jiménez, A. M. (2009). *Análisis e Interpretación de Yacimientos Sometidos a Inyección de Químicos (Surfactantes, Polímeros y Miscelares) Mediante Analogías*. Trabajo de grado. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander.
- Jiménez, A. M. (2015). *Metodología para el Diseño de Baches en un Proceso de Inyección de Polímeros a partir de Fenómenos de Interacción Roca/Fluidos Presentes*. Trabajo de grado. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander.
- Jones, C., Ross, M., Getliff, J., Fuller, M., Hiscox, I., y Mandracchia, F. (2015). *Captain Field Injector Performance, Historical Perspective and Recent Improvements*. Society of Petroleum Engineers. SPE-174183-MS.
- Kahar, Y., Anno, P. D., y Haram, L. G. (2006). *Fluid Flow Phenomena From 4D Interpretation, Heidrun Field, Norwegian North Sea*. Society of Exploration Geophysicists.
- Lach, J. R. (1997). *Captain Field Reservoir Development Planning and Horizontal Well Performance*. Offshore Technology Conference. OTC-8508-MS.
- Lake, L. W. (1989). *Enhanced Oil Recovery*. Nueva Jersey, Estados Unidos de America: Prentice-Hall, Inc.
- Lazzarotti, M., Rimoldi, A., Clementi, A., Mawad, M., y Abd Elrahman, M. (2017). *Belayim Land - Polymer Injection Pilot Project*. Offshore Mediterranean Conference. OMC-2017-722.
- Mokhles, A., Battini, P. y Fottouh, A. (2007). Unconventional exploration play concept enhancement the production in Belayim land oil field, central gulf of Suez. p. 2.
- Moreira, J. L. P., Madeira, C. V., Gil, J. A., y Machado, M. A. P. (2007). *Bacia de Santos. Boletim de Geociências da PETROBRAS, 15(2), 531-549*.
- Morel, D. C., Zaugg, E., Jouenne, S., Danquigny, J. A., y Cordelier, P. R. (2015). *Dalia/Camelia Polymer Injection in Deep Offshore Field Angola Learnings and In Situ Polymer Sampling Results*. Society of Petroleum Engineers. SPE-174699-MS.

- Morel, D. C., Jouenne, S., Vert, M., y Nahas, E. (2008). *Polymer Injection in Deep Offshore Field: The Dalia Angola Case*. Society of Petroleum Engineers. SPE-116672-MS
- Morel, D., Jouenne, S., Zaugg, E., y Bouger, Y. (2011). *EOR Polymer In Deep Offshore Field Angola: Development strategy and Polymer Performance Surveillance*. World Petroleum Congress.
- Nielsen, M. G., Auflem, I. H., Svena, P. E. y Porturas, F. (2010). Successfull installation of straddle with inflow control device to restrict gas influx, a case history from the Heidrun Field. p. 6.
- Osterloh, W. T., y Law, E. J. (1998). *Polymer Transport and Rheological Properties for Polymer Flooding in the North Sea*. Society of Petroleum Engineers. SPE-39694-MS.
- Palacio, C. A. (2010). *Evaluación de Yacimientos Prospectos para la Implementación de Procesos De Combustión In Situ Mediante Analogías*. Trabajo de grado. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander.
- Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo, Venezuela: Editorial Astro Data S.A.
- Paris de Ferrer, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data SA.
- Pirson, S. J., Vázquez-Silva, H., y Palacio, R. P. (1966). *Ingeniería de yacimientos petrolíferos*. Barcelona, España: Ediciones Omega S.A.
- Posada, G. (2016). *Elementos básicos de estadística descriptiva para el análisis de datos*.
- Reid, B. E., Høyland, L. A., Olsen, S. R., y Petterson, O. (1996). *The Heidrun Field - Challenges in Reservoir Development and Production*. Offshore Technology Conference. OTC-8085-MS.
- Riccomini, C., Sant, L. G., y Tassinari, C. C. G. (2012). *Pre-sal: geología y exploración*. Revista USP, (95), 33-42.
- Rojas, J. J. (2013). *Estudio para implementar Recuperación Mejorada por inyección de polímeros en un campo del oriente ecuatoriano*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Rosa, A. J., de Souza Carvalho, R., y Xavier, J. A. D. (2006). *Engenharia de reservatórios de petróleo*. Interciência.

- Selle, O. M., Fischer, H., Standnes, D. C., Auflem, I. H., Lambertsen, A. M., Svela, P. E., Membratu, A., Gundersen, E. B., y Melien, I. (2013). *Offshore Polymer/LPS Injectivity Test with Focus on Operational Feasibility and Near Wellbore Response in a Heidrun Injector*. Society of Petroleum Engineers. SPE-166343-MS.
- Sorbie, K. S. (1991). *Polymer-improved oil recovery*. Springer Science & Business Media.
- Sorensen, S. B., Syms, H. E., y Voskanian, A. (1991). Estimated Oil and Gas Reserves: Pacific Outer Continental Shelf. US Department of the Interior, Minerals Management Service, Pacific OCS Region.
- Spiegel, M. R., y Stephens, L. J. (2009). *Estadística Schaum*. Mexico D.F., Mexico: McGraw-Hill/Interamericana Editores, S.A. de C.V.
- Taber, J. J., Martin, F. D., y Seright, R. S. (1997). *EOR screening criteria revisited-Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects*. SPE Reservoir Engineering, 12(03), 189-198.
- Vedder, J. G. (1969). Geology, petroleum development, and seismicity of the Santa Barbara Channel region, California. Geol. Surv. Prof. Pap.(US);(United States), 679.
- Wennberg, K. E., Vikane, O., Kotlar, H. K., y Poitrenaud, H. (2001). *Successful Mud Acid Stimulations Maintain Productivity in Gravelpacked Wells at Heidrun*. Society of Petroleum Engineers. SPE-68925-MS.
- Willhite y Domínguez (1977). *Retention and Flow Characteristics of Polymer Solutions in Porous Media*. Society of Petroleum Engineers. SPE-5835.
- Xiang, W., y Zhou, W. (2011). *Field Experience of Produced Polymer Control in Offshore Oilfield*. Society of Petroleum Engineers. SPE-144277-MS.
- Xiaodong, K., y Jian, Z. (2013). *Offshore Heavy Oil Polymer Flooding Test in JZW Area*. Society of Petroleum Engineers. SPE-165473-MS.

ANEXOS

1. FUNDAMENTACIÓN CONCEPTUAL DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO POR INYECCIÓN DE POLÍMEROS

1.1.INTRODUCCIÓN A LA RECUPERACIÓN MEJORADA

Según Paris de Ferrer (2001), la recuperación mejorada de petróleo o EOR, comprende todos aquellos procesos mediante los cuales es posible recuperar más petróleo de un yacimiento, del que se lograría con métodos primarios. Dichos procesos o métodos involucran la inyección de gases, químicos y/o uso de energía térmica en busca de complementar la energía natural del yacimiento y de esta manera, desplazar el petróleo desde el pozo inyector hasta el productor. El recobro adicional de petróleo ocurre gracias a que la interacción entre los fluidos inyectados y el sistema roca/fluido crea las condiciones favorables para el desplazamiento del petróleo en el medio poroso. En un principio, se determinó que los procesos de recuperación mejorada eran una continuación de la recuperación secundaria, sin embargo, en algunos yacimientos fue necesario implementar los procesos EOR en etapas tempranas del yacimiento cuando incluso no se les había practicado recuperación secundaria; es por lo anterior, que la recuperación mejorada de petróleo no se restringe a una fase particular en la vida del yacimiento y por lo tanto no debe ser confundida con la recuperación terciaria, que es cualquier técnica aplicada después del recobro secundario. Actualmente se han desarrollado e implementado nuevas tecnologías de recobro que involucran la inyección de microorganismos o emulsiones en el yacimiento, como también el uso de vibrosísmica (Rojas, 2013).

1.2.CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS ESPECIALES EN PROCESOS DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS

1.2.1. Permeabilidad (k)

La permeabilidad de un medio poroso matemáticamente se expresa por la ley de Darcy y se puede definir como la habilidad que posee la roca para permitir que los fluidos se muevan a través de la

red de poros interconectados; si los poros de la roca no se encuentran interconectados entre sí no existe permeabilidad, por lo que existe una relación entre la permeabilidad de un medio poroso y la porosidad efectiva (Pirson, Vásquez-Silva y Pérez, 1965).

El hecho de que una roca sea porosa no indica que sea permeable, ya que la capacidad de tal roca porosa en permitir el movimiento de fluidos depende también de la continuidad de los poros y del grado en que se encuentren interconectados. La permeabilidad depende también del tamaño y forma de los poros y, a su vez, estos son función de las propiedades geométricas de los granos minerales y su distribución. Así que, la permeabilidad es función de la cementación, del empaquetamiento de los granos y la textura (Pirson et al., 1965).

1.2.2. Permeabilidad relativa (k_r)

Es la relación o razón entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta permeabilidad también es función de la saturación del fluido y siempre será menor o igual a la unidad y se expresa como k_{rx} donde el subíndice x es petróleo, agua o gas (Pirson, Vásquez-Silva y Pérez, 1965). Para esto se tiene en cuenta que la permeabilidad absoluta es cuando existe una sola fase que satura a un 100% el medio poroso, esta se expresa como k y la permeabilidad efectiva es cuando existe más de una sola fase en el medio poroso que se encuentran fluyendo simultáneamente. Esta permeabilidad depende de la saturación del fluido considerado y esta será siempre menor que la permeabilidad absoluta y es expresada como k_x donde x es petróleo, agua o gas (Paris de Ferrer, 2009). Matemáticamente se puede calcular con la ecuación 8.

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad \text{Ec.8}$$

Donde k_{ro} es la permeabilidad relativa del aceite, k_o es la permeabilidad efectiva del aceite y k es la permeabilidad absoluta. Dentro del medio poroso la permeabilidad relativa es de gran importancia en lo que concierne al movimiento de las fases inmiscibles tales como: gas, agua y aceite. Del método experimental, como el análisis de laboratorio, se pueden obtener las curvas de permeabilidad relativa, con las cuales se pueden conocer los valores de la saturación de agua

connata y la saturación de agua residual. En términos de producción, la permeabilidad es un factor que condiciona el ritmo de extracción del aceite, lo cual explica su importancia como estudio.

1.2.3. Tensión superficial e interfacial (σ)

Cuando dos fluidos inmiscibles se encuentran en contacto entre sí, existe un desbalance de fuerzas moleculares en la interfase que tiende a reducir el área de contacto entre estos fluidos. La interfase es una región que puede ser visualizada como una pared con un espesor de pocas moléculas que separa dos fases y es formada debido a las diferentes fuerzas atractivas que prevalecen entre las moléculas de las fases. Cuando los dos fluidos son dos líquidos, se utiliza la expresión tensión interfacial y cuando son líquido y gas, se denomina tensión superficial.

La tensión superficial e interfacial son propiedades que varían de acuerdo con la temperatura, ambas tienen unidades de fuerza por unidad de longitud (fuerza/longitud), es decir dina/cm y se expresan con el símbolo σ . La tensión superficial para sistemas hidrocarburos se puede calcular con la ecuación 9.

$$\sigma^4 = \frac{P}{PM} * (\rho_{liq} - \rho_{vap}) \quad \text{Ec.9}$$

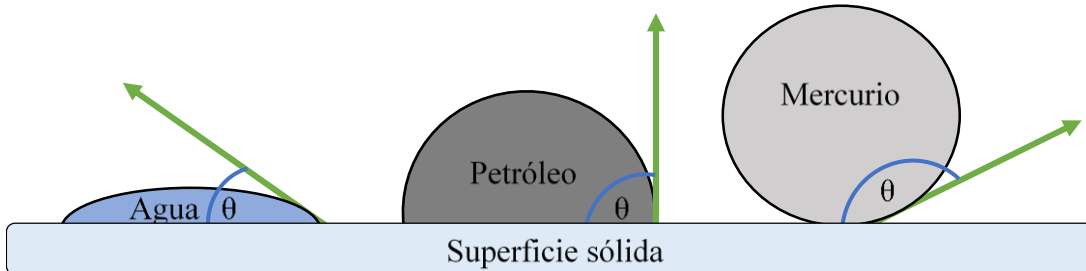
Donde σ es la tensión superficial (dina/cm), ρ es la densidad de líquido o vapor en (gr/cm^3), PM es el peso molecular y P es igual a $40 + 2.38 * PM_{liq}$, lo cual corresponde al parámetro adimensional característico por cada componente (Escobar, 2012).

1.2.4. Humectabilidad o mojabilidad

Es la tendencia de un fluido a adherirse o extenderse a una superficie sólida en presencia de otro fluido inmiscible, tratando de ocupar la máxima área de contacto posible (Paris de Ferrer, 2009). Geológicamente el agua es mojante. El grado de mojabilidad está relacionado de la siguiente forma: agua > petróleo > gas. Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, el ángulo formado por ellos (medido sobre el agua) se llama ángulo de contacto.

En la figura 14 se encuentra una superficie sólida donde se han colocado pequeñas gotas de diferentes fluidos: agua, mercurio y petróleo.

Figura 14. Ilustración de la humectabilidad.



Fuente: Adaptado de Paris de Ferrer, M. (2009). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. p. 268.

En la figura se ve que la gota de agua tiende a esparcirse sobre la superficie, la gota de petróleo desarrolla una forma semi-esférica y la gota de mercurio mantiene su forma esférica. El ángulo de contacto es una medida de las características humectantes hacia el sólido. Este ángulo se expresa con el símbolo θ , si θ es menor de 90° se dice que el sistema es mojado por agua y si θ es mayor que 90° se dice que el sistema está mojado por aceite.

En la figura se observa que a medida que el ángulo de contacto disminuye, las características humectantes del líquido aumentan. Una buena mojabilidad se evidencia cuando el ángulo de contacto tiende a cero, contrariamente si este ángulo es de 180° , quiere decir que no hay humectabilidad.

1.2.5. Presión capilar (P_c)

La presión capilar es la diferencia de presión entre el fluido de la fase mojante y la fase no mojante. El fenómeno de la capilaridad se da ya que los medios porosos contienen dos o más fluidos que son inmiscibles (petróleo, agua y gas). Las fuerzas capilares en un yacimiento de petróleo se dan como resultado del efecto combinado de las tensiones interfaciales y superficiales que se originan entre la roca y los fluidos que coexisten en el medio poroso. La presión capilar es función también de la geometría, del tamaño de los poros y de las características humectantes del sistema. Estas fuerzas capilares impiden que el yacimiento se vacíe en su totalidad (Paris de Ferrer, 2009). El

desplazamiento de un fluido por otro a través del medio poroso depende de las fuerzas de superficie de la presión capilar, por esto, para mantener un medio poroso parcialmente saturado con un fluido no humectante en presencia también de un fluido humectante, se necesita mantener la presión de la fase no humectante con el objetivo de que esta sea mayor que la de la fase humectante. Se expresa la presión de la fase humectante como P_m y la presión de la fase no humectante como P_{nm} , entonces la presión capilar se puede obtener con la ecuación 10.

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad \text{Ec.10}$$

Matemáticamente las presiones capilares se pueden calcular con las ecuaciones 11, 12 y 13, dependiendo el caso.

$$P_{cow}(\text{aceite} - \text{agua}) = P_o(\text{aceite}) - P_w(\text{agua}) \quad \text{Ec.11}$$

$$P_{cgo}(\text{gas} - \text{aceite}) = P_g(\text{gas}) - P_o(\text{aceite}) \quad \text{Ec.12}$$

$$P_{cgw}(\text{gas} - \text{agua}) = P_g(\text{gas}) - P_w(\text{agua}) \quad \text{Ec.13}$$

1.2.6. Drenaje

Es el proceso donde disminuye la fase mojante, es decir, la fase no mojante desplaza a la fase mojante del medio poroso. Es un proceso forzado ya que las fuerzas capilares tienden a retener la fase mojante dentro del estructural capilar. Mientras se dé este proceso siempre existirá una presión umbral asociada a las fuerzas capilares producidas en los capilares de mayor diámetro (Crotti, 2013).

1.2.7. Imbibición

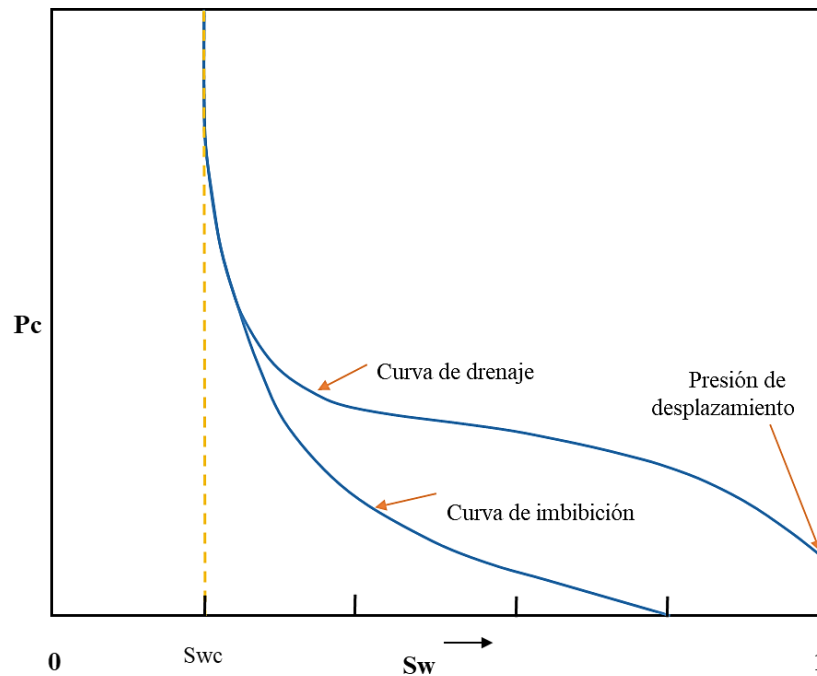
Es el proceso donde aumenta la fase mojante, es decir donde la fase mojante desplaza la fase no mojante. Según Crotti (2013), “este proceso no requiere aplicación de fuerzas externas al sistema

roca-fluidos, por lo que no existen presiones umbral”. En el yacimiento se habla de imbibición cuando el agua desplaza al petróleo del medio poroso.

1.2.8. Histéresis

Es la diferencia entre los valores que asumen la permeabilidad relativa, presión capilar y saturación residual a medida que la saturación de un fluido aumenta o disminuye en el medio poroso. Es decir, los valores de permeabilidad relativa y presión capilar no son una función que dependa de la saturación únicamente, sino que se obtienen valores distintos dependiendo del incremento o la reducción en la saturación de una fase, ya sea agua o petróleo. La figura 15 muestra las características propias de una curva de presión capilar.

Figura 15. Curva de presión capilar.



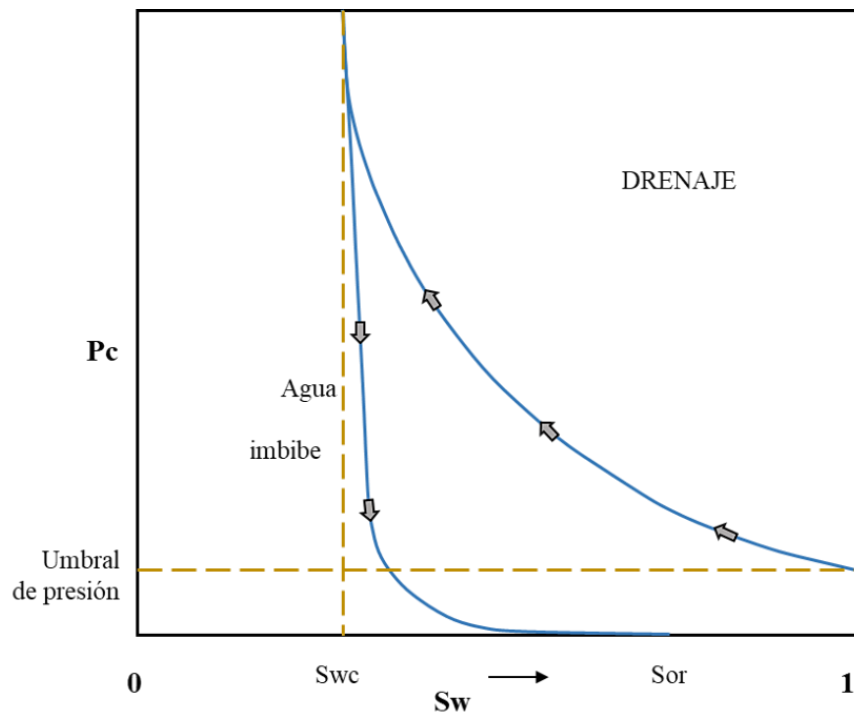
Fuente: Adaptado de Forrest, C. (1971). The reservoir engineering aspects of waterflooding. p. 18.

Se necesita cierta presión capilar designada como umbral de presión o presión mínima de desplazamiento para que la fase no mojante desplace la fase mojante. La pendiente de la curva de drenaje es una buena medida cualitativa del rango de distribución del tamaño de los poros, es decir, a mayor horizontalidad de la curva de P_c , mayor será la uniformidad del tamaño de los poros. La

saturación de la fase mojante a la cual la P_c aumenta sin variar la saturación, se llama saturación irreducible de la fase mojante. En las curvas de P_c se puede observar el fenómeno de histéresis que depende de la historia del proceso de la saturación; como se mencionó anteriormente, el termino drenaje hace referencia al proceso que origina una disminución de saturación de la fase mojante e imbibición hace referencia al proceso que ocasiona un aumento de saturación de la fase mojante (Callao, 2013).

En los laboratorios se realizan pruebas con núcleos característicos del yacimiento con el objetivo de determinar sus propiedades petrofísicas. Cuando el yacimiento pasa por un proceso de drenaje o imbibición, queda una saturación de petróleo residual. Esta es una de las razones por las cuales se considera importante conocer el fenómeno de histéresis. En la figura 16 se observa la curva de presión capilar en un sistema mojado por agua, donde, el núcleo se encuentra inicialmente saturado con agua y luego es desplazado por petróleo.

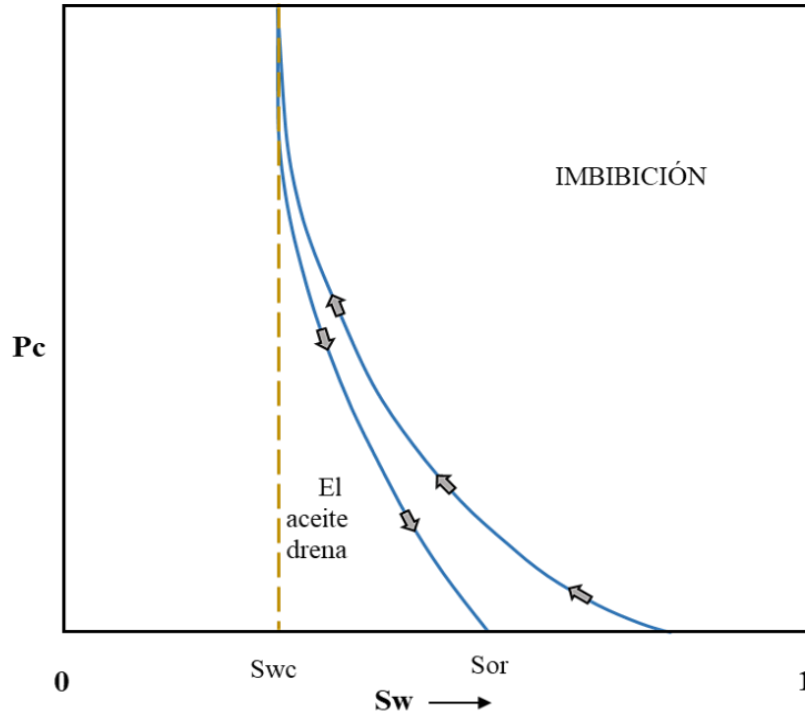
Figura 16. Curva de presión capilar cuando un sistema es mojado por agua.



Fuente: Adaptado de Escobar, F. H. (2012). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. p. 121.

En la figura 17 se observa la curva de presión capilar en un sistema mojado por aceite, donde el núcleo se encuentra inicialmente saturado con agua y el aceite imbibición espontáneamente el núcleo antes de ser inyectado.

Figura 17. Curva de presión capilar cuando un sistema es mojado por aceite.



Fuente: Adaptado de Escobar, F. H. (2012). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. p. 122.

Un uso de gran importancia de la presión capilar tiene que ver con la distribución de los fluidos en el yacimiento antes de ponerlo a producir. Los datos de la presión capilar en función de la saturación pueden convertirse en datos de profundidad vs. saturación (Paris de Ferrer, 2009).

1.2.9. Viscosidad (u_x)

La viscosidad es generalmente definida como la resistencia interna que ofrece una sustancia para moverse, esta es expresada como u_x , donde x puede ser: gas, agua o aceite. La viscosidad del aceite (u_o) es una característica de gran importancia de la cual depende el flujo del aceite a través del medio poroso y de las tuberías (Paris de Ferrer, 2009). Un objetivo del recobro mejorado es

aumentar la viscosidad del agua (u_w) con la intención de disminuir y mejorar la razón de movilidad entre el agua y el aceite para mejorar la eficiencia de desplazamiento lineal.

1.2.10. Geometría del yacimiento

Uno de los primeros pasos a seguir al momento de recopilar la información del yacimiento, es determinar de la geometría de este, ya que su estratigrafía y estructura determinan la ubicación de los pozos y, además, determinan los métodos por los cuales el yacimiento puede ser producido a través de prácticas de inyección. La importancia de analizar la geometría del yacimiento radica en determinar la presencia y fuerza de un empuje de agua para ayudar a decidir el requerimiento de una inyección suplementaria (Paris de Ferrer, 2009).

1.2.11. Profundidad del yacimiento

La profundidad del yacimiento es un factor importante que se debe de tener en cuenta respecto a la economía del proyecto, a mayor profundidad se necesitará una mayor tasa de inyección por la presión de cabezal, algo que impactaría la economía del proyecto. Sin embargo en yacimientos pocos profundos se debe de tener precaución, ya que la máxima presión que puede aplicarse en operaciones de inyección podría estar limitada por la profundidad del yacimiento. Además la profundidad y las condiciones del yacimiento, definirán el completamiento que se utilizará para la inyección y la selección del equipo de producción (Paris de Ferrer, 2001).

1.3.FACTORES QUE AFECTAN EL PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

1.3.1. Aceite in-situ (OIP)

Un proyecto de recuperación mejorada con inyección de químicos requiere una cantidad considerable de aceite en yacimiento para formar un banco que pueda ser producido por medio del fluido desplazante en la formación. El aceite in situ al tiempo inicial del proceso de recobro, así como también el volumen poroso inundable cobran gran importancia en la inyección de agua y/u otro fluido, puesto que juntos permiten diseñar el bache de inyección.

El aceite *in situ* al tiempo inicial del proyecto de inyección está condicionado por el volumen poroso inundable y la saturación de aceite. El volumen poroso inundable depende del espesor neto, que a la vez se determina con propiedades petrofísicas como permeabilidad y porosidad de la roca (Alzate, 2016).

1.3.2. Eficiencia de desplazamiento (E_D)

Definida como E_D , la eficiencia de desplazamiento es la fracción de volumen de aceite que el fluido de inyección puede desplazar en una porción del yacimiento inundado. Según la ecuación 14, la E_D aumenta proporcionalmente con la saturación de agua promedio (Alzate, 2016).

$$E_D = \frac{\text{volumen de petróleo contactado movilizado}}{\text{volumen de petróleo contactado}} \quad \text{Ec.14}$$

1.3.3. Eficiencia de barrido areal (E_A)

La eficiencia de barrido areal, definida como E_A , es la fracción del área horizontal del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de recuperación mejorada. Paris de Ferrer (2001), afirma que la E_A está relacionada con factores incontrolables debido a que se dan en la naturaleza. Entre dichos factores están la porosidad, permeabilidad y conductividad de las rocas, como también presiones capilares, permeabilidades relativas y ángulo de contacto que son propiedades del sistema roca-fluidos. Matemáticamente la eficiencia de barrido se puede calcular con la ecuación 15.

$$E_A = \frac{\text{área horizontal invadida}}{\text{área horizontal total invadible}} \quad \text{Ec.15}$$

Tanto las propiedades de la roca como las propiedades de la interacción roca-fluidos afectan directamente la dirección y velocidad del movimiento de los fluidos como el volumen de roca invadido. Ciertos factores pueden ser modificados con la localización de los pozos inyector y productores, entre los más importantes están:

- **Geometría de los pozos de inyección y producción:** Está determinada por la configuración areal entre pozos productores e inyectores.
- **Razón de movilidad (M):** La eficiencia de barrido areal disminuye cuando la razón de movilidad aumenta.
- **Volumen de fluidos inyectados:** La E_A aumenta con el volumen de fluidos inyectados y consecuentemente con el tiempo.

1.3.4. Eficiencia de barrido volumétrico (E_V)

La eficiencia de barrido volumétrico E_V , es la fracción del volumen total del yacimiento (o arreglo) que entra en contacto con el fluido desplazante. Se puede calcular con la ecuación 16.

$$E_V = \frac{\text{volumen de petróleo contactado movilizado}}{\text{volumen de petróleo contactado}} = E_A * E_v \quad \text{Ec.16}$$

Según Paris de Ferrer (2001), la E_V también puede ser calculada con la ecuación 17, a partir de la cobertura con la cual ocurre la eficiencia de barrido areal y vertical.

$$E_V = E_A * E_v \quad \text{Ec.17}$$

1.3.5. Eficiencia de barrido vertical (E_v)

La eficiencia de barrido vertical (E_v) también definida como eficiencia de conformación o intrusión fraccional es la fracción de área vertical del yacimiento contactada por el fluido desplazante. Se puede hallar con la ecuación 18.

$$E_v = \frac{\text{área vertical invadida}}{\text{área vertical total invadible}} \quad \text{Ec.18}$$

De acuerdo con Paris de Ferrer (2001), entre los factores que afectan la eficiencia de barrido vertical se encuentran:

- **Heterogeneidad del yacimiento:** Mientras el yacimiento sea totalmente homogéneo su variación en permeabilidad será mínima o de cero, si por el contrario el yacimiento es completamente heterogéneo, la unidad indicará una alta variación en sus valores de permeabilidad.
- **Razón de movilidad (M):** Incrementos en la razón de movilidad se traduce en una menor eficiencia de barrido vertical.
- **Volumen de fluido inyectado:** Al igual que la E_A , la eficiencia de barrido vertical aumenta con el volumen de fluidos inyectados y por lo tanto con el tiempo.
- **Flujo cruzado entre capas:** Cuando existe flujo cruzado, la recuperación de aceite es intermedia, entre la de un yacimiento uniforme y un yacimiento estratificado (sin flujo cruzado).

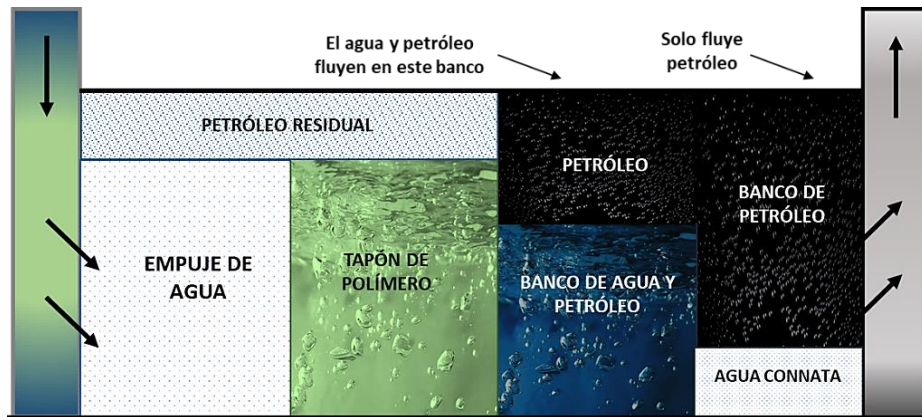
1.4. INYECCIÓN DE POLÍMEROS

1.4.1. Polímeros

La palabra polímero se deriva de las dos palabras griegas, “polys” y “meros”, que literalmente significan “muchas partes” (Chatterji y Burchardt, 1981). Los polímeros son un tipo de químico compuesto por un número de moléculas individuales que se atraen entre sí y están asociadas en un patrón (monómero) que se repite a lo largo de cada polímero formando así estas largas estructuras llamadas macromoléculas; la reacción por la cual ellos se forman o se combinan tiene por nombre polimerización.

También pueden ser llamados homopolímeros cuando se trata de un monómero o dímero, cuando se trata de dos monómeros y además se le puede llamar copolímero a la macromolécula que está formada por dos monómeros distintos (Donaldson, Chilingarian y Yen, 1989, p. 167). La figura 18 ilustra la invasión del tapón de polímero en el yacimiento.

Figura 18. Proceso de invasión con polímeros.



Fuente: Adaptado de Paris de Ferrer, M. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. p. 314.

1.4.2. Descripción del proceso

La inyección de polímeros forma parte de los métodos químicos de recuperación mejorada y se fundamenta en la modificación del agua de inyección con el fin de aumentar su viscosidad y posterior eficiencia en el barrido del banco de crudo presente en el yacimiento. Según Paris de Ferrer (2001), la movilidad de un fluido, está definida como la facilidad con que este se mueve en el yacimiento, y según las ecuaciones 19 y 20 se calcula como la relación entre la permeabilidad efectiva de la roca al fluido y la viscosidad de este.

$$\lambda_o = \frac{k_o}{u_o} \quad \text{Ec.19}$$

$$\lambda_w = \frac{k_w}{u_w} \quad \text{Ec.20}$$

Siendo λ_w la movilidad del agua, λ_o la movilidad del aceite, k_w la permeabilidad efectiva de la roca al agua, k_o la permeabilidad efectiva de la roca al aceite, u_w la viscosidad del agua y u_o la viscosidad del aceite. Por otra parte, la razón de movilidad es definida como la relación entre la fase desplazante, en este caso el agua o solución polimérica y la fase desplazada, en este caso el aceite. La razón de movilidad se calcula según la ecuación 23.

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} \quad \text{Ec.21}$$

$$M = \frac{k_w / u_w}{k_o / u_o} \quad \text{Ec.22}$$

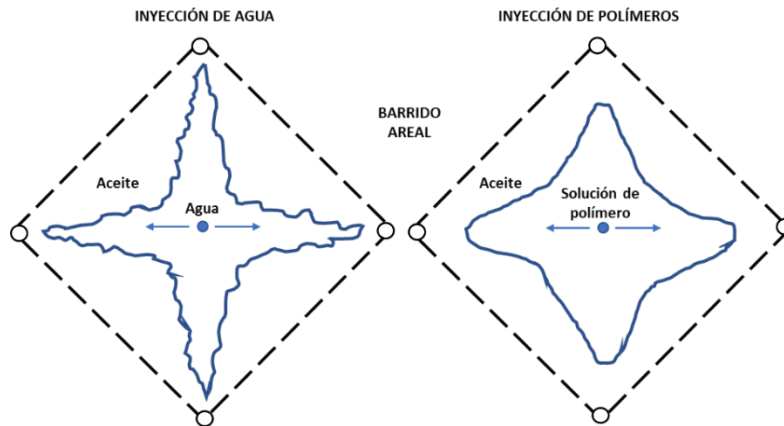
$$M = \frac{k_w * u_o}{u_w * k_o} \quad \text{Ec.23}$$

La u_w será el factor modificable con la adición del polímero y la permeabilidad relativa de la fase desplazante y desplazada será evaluada a la saturación promedio detrás y delante del frente de invasión respectivamente. Los valores comúnmente encontrados para M se encuentran entre el rango de 0.2 a 2, y puesto que M tiene cierta influencia sobre la eficiencia de barrido areal y vertical, se ha definido como favorable una M con valores menores a la unidad y como no favorable si esta razón por el contrario es mayor. La baja relación de movilidad entre el agua-aceite y la alta heterogeneidad que presentan algunas formaciones geológicas hacen necesario el uso de los polímeros; el proceso se realiza añadiendo un tapón del mismo químico con concentraciones (con alto peso molecular) que varían entre 250 y 1500 ppm (partes por millón) al agua de inyección, antes de que esta sea enviada al pozo y así pueda dar origen a una solución muy viscosa que a pesar de estar altamente diluida contribuya a mantener un frente estable de solución polimérica a medida que dicho frente avanza y desplaza uniformemente el banco de petróleo en el yacimiento.

Existen varios tipos de polímeros tanto en la naturaleza como en el mercado; entre ellos están los naturales, semi-sintéticos y sintéticos y tanto la selección como la concentración de este producto químico son parámetros críticos en el diseño del bache de inyección. Debido a lo anterior se realizan pruebas de laboratorio y piloto que ayuden a evaluar el comportamiento de dichos polímeros en campo y así contribuir en la toma de decisiones. Los polímeros de inyección más utilizados en la industria para recobro mejorado son las poliacrilamidas o PAM (polyacrylamide) por sus siglas en inglés, los celulósicos, la goma de xantana y los copolímeros de poliacrilato teniendo en cuenta que estos; además de aumentar la viscosidad del agua alteran la permeabilidad de la roca, dichos polímeros disminuyen la movilidad efectiva del agua y favorecen la eficiencia de barrido, tal como lo muestra la figura 19. Puesto que el efecto final del polímero en el yacimiento es aumentar el factor de recobro, se deben tener ciertos cuidados en el diseño de la

solución madre porque algunos de los polímeros son sensibles a la salinidad y así mismo pueden sufrir degradación mecánica por las condiciones de presión y temperatura del subsuelo (Paris de Ferrer, 2001).

Figura 19. Diagrama esquemático de barrido areal mostrando el control de movilidad con una solución de polímero.



Fuente: Adaptado de Donaldson, E. C., Chilingarian, G. V. y Yen, T. F. (1989). Enhanced Oil Recovery, II processes and operations. p. 167.

Así como estos tipos de polímeros, existen otros que muestran condiciones favorables para su aplicación, pero no son comúnmente usados en la industria puesto que no han mostrado mayor eficiencia en pruebas previamente realizadas. En el caso de los biopolímeros, ellos mejoran notablemente la eficiencia de barrido y son poco sensibles ante la degradación mecánica pero sus desventajas son la obstrucción del volumen poroso en la formación y, además alta susceptibilidad al ataque bacteriano, aunque estos efectos negativos se podrían controlar, conllevaría a mayores costos (Chang, 1978).

1.5. CLASIFICACIÓN DE LOS POLÍMEROS

1.5.1. Polímeros naturales

También llamados biopolímeros son aquellos que están presentes en la naturaleza y los seres vivos. Tienen gran aplicación industrial en la fabricación de un sinnúmero de materiales usados por el

hombre y actualmente la industria petrolera usa los polisacáridos y algunos derivados de la celulosa para su inyección en recuperación mejorada, aunque aumentan notablemente la eficiencia de barrido en el yacimiento, son sensibles ante la biodegradación y requieren productos químicos que le provean estabilidad ante el ataque bacteriano.

1.5.2. Polímeros semi-sintéticos

Se obtienen a partir del manejo químico de los biopolímeros o sea que tienen origen a partir de sistemas biológicos. La clase más común de este tipo de químico es el polisacárido; es formado a partir de la unión de una gran cantidad de monosacáridos por fermentación bacteriana y actualmente la goma de xantana es el polímero semi-sintético con mayor uso para operaciones de inyección en recobro mejorado. Esta goma posee un menor peso molecular en comparación con la poliacrilamida y conserva sus propiedades viscosificantes en presencia de agua con un alto índice de salinidad. Estos polímeros son relativamente insensibles a la salinidad y poseen buena resistencia ante la degradación por efectos mecánicos lo cual les otorga una fácil capacidad de manipulación en bombas y equipos de inyección. Sin embargo, entre sus desventajas esta la biodegradación y el taponamiento del espacio poroso (Jiménez, 2009).

1.5.3. Polímeros sintéticos

Este tipo de polímero es sintetizado en laboratorio o por medio de procesos industriales a partir de elementos propios de la naturaleza. Su unidad monomérica es llamada acrilamida y la selección del polímero adecuado para la creación del bache de inyección en recobro mejorado depende de los criterios de selección previamente establecidos, por ejemplo, unos de los factores críticos para el uso de HPAM, son el peso molecular y el grado de hidrólisis que esta posea.

Actualmente las HPAM han tenido gran acogida en la industria petrolera debido a la efectividad que han mostrado en campos que buscan aumentar su factor de recobro mediante la utilización de dichos productos químicos, pero así mismo se deben considerar factores como la inestabilidad ante un alto contenido total de sólidos disueltos (TDS) y su sensibilidad en aguas con alto contenido de sal (Fragozo y Paz, 2014).

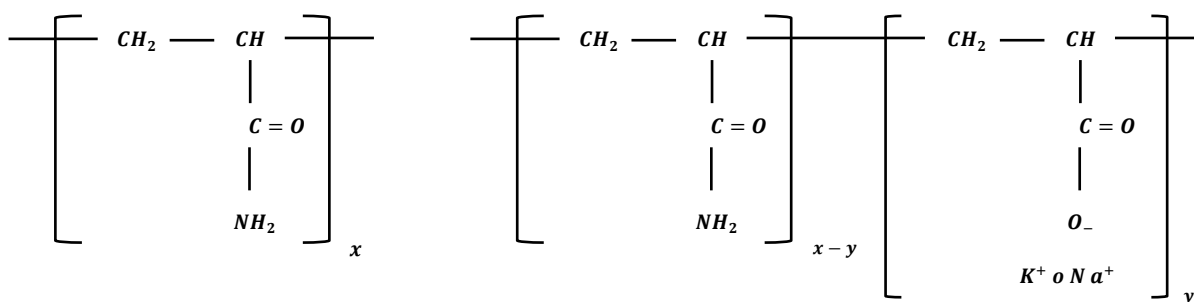
1.6.POLÍMEROS USADOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA

Durante los últimos años varias actividades de investigación han desarrollado varios tipos de polímeros tanto naturales como sintéticos para su uso en recobro mejorado. Las invenciones recientes que logran acomodarse a la gran variedad de condiciones que se encuentran en los campos petroleros alrededor del mundo y además en resultados favorables incluyen las siguientes:

1.6.1. Poliacrilamidas

Según Lake (1989), esta clase de polímero tiene como unidad monomérica la acrilamida y su nombre es debido a que sufre hidrólisis parcial ocasionando que algunos de sus grupos carboxilo (cargados negativamente) se dispersen a lo largo de la cadena principal. Los grados de hidrolisis varían entre un rango de 30 a 35% de los monómeros de acrilamida por lo tanto la molécula HPAM está cargada negativamente. El grado de hidrolisis tiene gran influencia en el comportamiento que exhibe la poliacrilamida, por ejemplo, propiedades como la solubilidad en agua, viscosidad y retención pueden verse notablemente afectadas si este cambia; si la hidrolisis disminuye el polímero podría ser insoluble en agua y si por el contrario aumenta, este sería demasiado sensible ante la salinidad y dureza. La figura 20 muestra la estructura molecular de la poliacrilamida y de la HPAM.

Figura 20. Estructura molecular de poliacrilamidas de alto peso molecular.



(a) Estructura de la poliacrilamida

(b) Estructura de la poliacrilamida hidrolizada

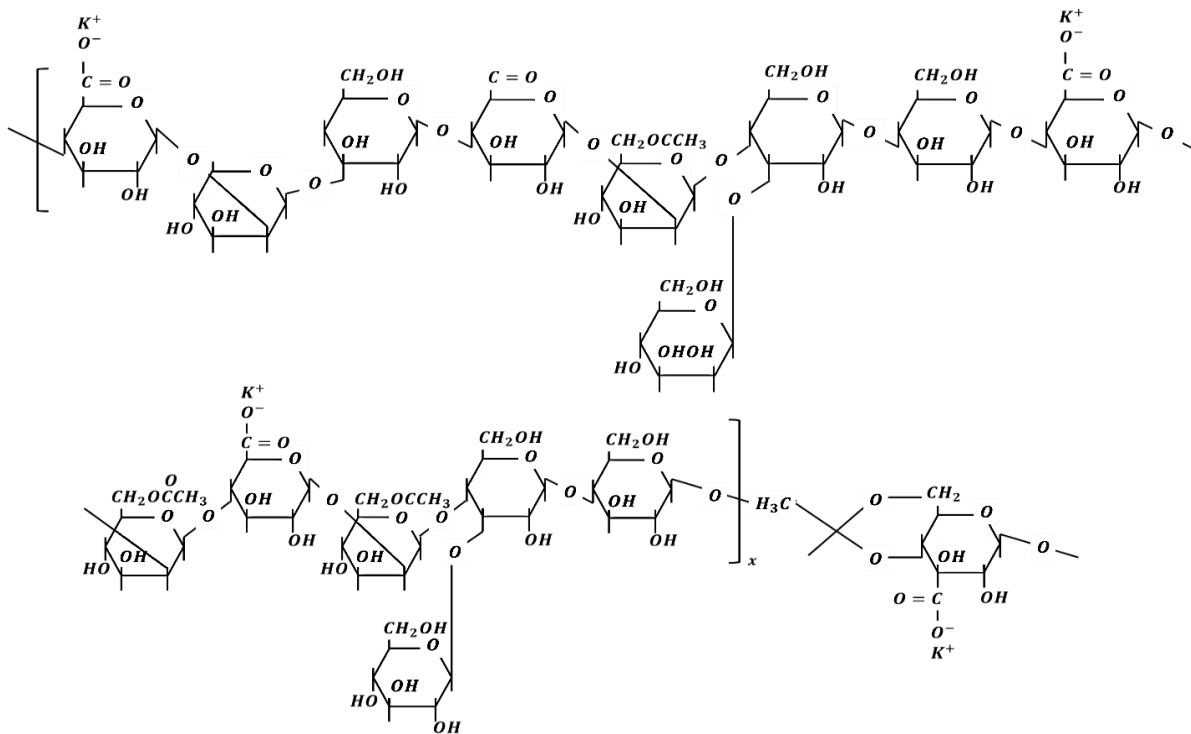
Fuente: Adaptado de Green, D. W. y Willhite G. P. (1998). Enhanced Oil Recovery. p. 103.

La HPAM es el polímero más utilizado en aplicaciones de recobro mejorado especialmente debido a su precio que es relativamente bajo con propiedades de viscosificación y características fisicoquímicas favorables. La implementación de HPAM es relativamente fácil y puede mejorar significativamente la tasa de recuperación de petróleo en condiciones estándar de yacimiento. Aunque este polímero está disponible en varios pesos moleculares se puede utilizar para un rango de temperatura específico (hasta 99° C) dependiendo de la dureza del agua de inyección (Abidin, Puspasari y Nugroho, 2012).

1.6.2. Biopolímeros

Son polímeros naturales que se originan a partir de sistemas biológicos, el más común de este tipo es el polisacárido. Este se forma a partir de la polimerización de moléculas sacárido mediante procesos de fermentación bacteriana los cuales dejan residuos que deben ser removidos previamente a la inyección. La figura 21 muestra la estructura molecular del biopolímero conocido como goma de xantana.

Figura 21. Estructura de la goma de xantana.



Fuente: Adaptado de Green, D. W. y Willhite G. P. (1998). Enhanced Oil Recovery. p. 103.

Los polisacáridos son susceptibles al ataque bacteriano en el fondo del pozo, por lo cual es necesario aplicar inhibidores y productos que contrarresten estos efectos negativos, sin embargo, esta desventaja se ve compensada en la poca sensibilidad que muestran los polisacáridos a la salinidad y dureza del agua de inyección.

El tipo de polisacárido con mayor aplicación en la industria del petróleo es la goma de xantana, esta tiene menor peso molecular que la poliacrilamida y mientras esta tiene excelente propiedad viscosificante en agua con alto contenido salino, la poliacrilamida lo tiene en agua fresca (dulce). Una característica por destacar de esta clase de polímero es la resistencia que presenta ante la degradación por esfuerzos mecánicos.

1.7.PROPIEDADES DEL FLUJO DE POLÍMEROS A TRAVÉS DEL MEDIO POROSO

1.7.1. Reducción de la razón de movilidad

La función de cualquier polímero soluble en agua para operaciones de recobro mejorado es incrementar la viscosidad del agua a inyectar y así mismo reducir la permeabilidad relativa del agua en la formación. A través del control de la movilidad, los polímeros pueden incrementar el factor de recobro debido a los cambios que este producto químico ocasiona en las características del flujo fraccional de agua y aceite en el medio poroso y además la eficiencia de barrido volumétrico por el decremento de la razón de movilidad. Una reducción en el valor de la razón de movilidad se traduce en mayor producción de crudo para cierto volumen de agua inyectada. Según Jennings, Rogers y West (1971), hay un factor de resistencia que describe las características de la reducción de la movilidad, este se calcula según la ecuación 25.

$$F_r = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} \quad \text{Ec.24}$$

$$F_r = \frac{k_{rw} / u_w}{k_{rp} / u_p} \quad \text{Ec.25}$$

Donde F_r es el Factor de Resistencia, λ_w es la movilidad del agua, λ_p es la movilidad del polímero, k_{rw} es la permeabilidad relativa al agua, k_{rp} es la permeabilidad relativa al polímero, u_w es la viscosidad del agua y u_p es la viscosidad del polímero.

1.7.2. Reducción de la permeabilidad

El fenómeno de retención de polímero ocasiona la reducción de la permeabilidad aparente de la roca. El tipo de polímero, la cantidad de polímero retenido, la distribución del tamaño de poro y el tamaño de la molécula de polímero en relación con el tamaño del poro de la roca son factores críticos en la reducción de la permeabilidad. Dicha reducción se puede determinar experimentalmente a través de la medición de la permeabilidad final en una salmuera que ha desplazado una solución de polímero móvil de un espacio poroso definido.

Según Green y Willhite (1998), es conveniente describir la reducción de la permeabilidad en términos de la permeabilidad inicial en la salmuera. En la práctica, esto se hace definiendo un Factor de Resistencia Residual (F_{rr}) como la relación de la movilidad de la salmuera antes del contacto con el polímero a la movilidad de la salmuera después de que todo el polímero móvil ha sido desplazado del espacio poroso, el F_{rr} se calcula según la ecuación 27.

$$F_{rr} = \frac{\lambda_w}{\lambda_{wp}} \quad \text{Ec.26}$$

$$F_{rr} = \frac{k_w / u_w}{k_o / u_o} \quad \text{Ec.27}$$

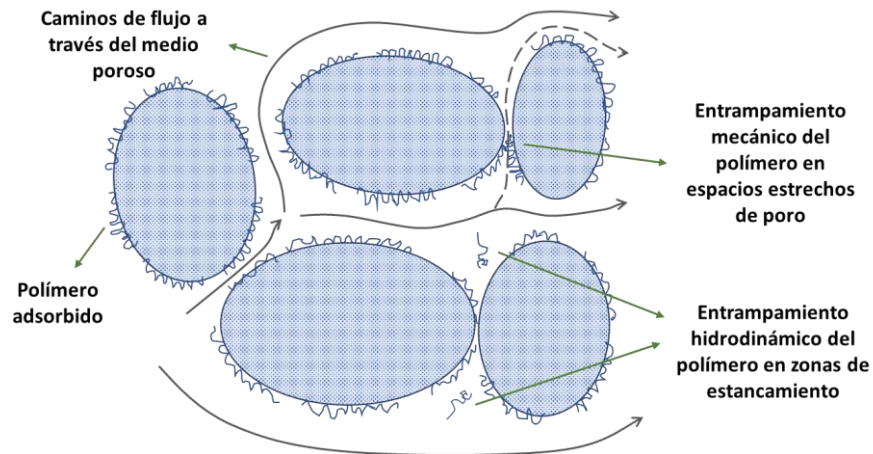
Donde el F_{rr} es el Factor de Resistencia Residual para la matriz porosa después del contacto con una solución de polímero particular, k_{wp} es la permeabilidad de la matriz porosa después de que contactó la solución del polímero, k_w es la permeabilidad inicial a la salmuera, λ_w es movilidad de la salmuera antes del contacto con el polímero y λ_{wp} es la movilidad de la salmuera después de que todo el polímero móvil ha sido desplazado del espacio poroso. En comparación con los biopolímeros, las poliacrilamidas generalmente causan mayores reducciones de permeabilidad y

además se debe nombrar que las altas salinidades ocasionan una disminución en la reducción de la permeabilidad.

1.7.3. Fenómenos de retención de polímeros

Los fenómenos de retención de polímeros en el medio poroso son permanentes en el proceso de inyección, en la figura 22 se muestra su clasificación y a continuación se nombran algunos aspectos importantes.

Figura 22. Diagrama de los mecanismos de retención de polímero en el medio poroso.



Fuente: Adaptado de Sorbie, K. S. (1991). Polymer-Improved Oil Recovery. p. 129.

1.7.3.1. Retención Hidrodinámica

La retención hidrodinámica del polímero es el mecanismo de retención menos definido y comprendido. La idea surgió de la observación de que, después de alcanzar el estado estacionario en un experimento de retención de polímeros en un núcleo, el nivel total de retención cambió cuando el flujo de fluido se ajustó a un nuevo valor. Maerker (1973), observó que la retención de la goma de xantana incrementó con la velocidad del fluido en núcleos de roca berea. Dicho fenómeno también fue observado con poliacrilamidas en núcleos berea. Debido a lo anterior Maerker sugirió que un gradiente de presión causa la deformación de las moléculas del polímero ocasionando su atrapamiento dentro del núcleo, en particular dentro de los poros relativamente pequeños del material rocoso (Sorbie, 1991).

1.7.3.2. Entrampamiento mecánico

Según Willhite y Domínguez (1977), la retención por entrampamiento mecánico ocurre cuando moléculas de polímero más grandes se alojan en canales de flujo angostos. Cuando se realiza un proceso de inyección con polímeros, una cierta cantidad de este producto químico es retenido en el medio poroso. Esto se produce debido a un fenómeno de adsorción en la superficie del material rocoso ocasionado por la diferencia en el tamaño del poro de este con la molécula del polímero y aunque este fenómeno de retención es considerado instantáneo e irreversible, puede ocurrir que con el tiempo, la molécula de polímero retenida se elimine en pequeñas cantidades si el yacimiento está expuesto a una inyección prolongada de agua o salmuera. Puesto que la cantidad de polímero eliminado es difícil de medir, es mucho más fácil decir que su velocidad de retención es mayor que su velocidad de eliminación. La retención también puede ocurrir cuando los caudales aumentan repentinamente después de inyectar el polímero a una velocidad constante hasta que se ha alcanzado una condición de equilibrio, en este caso la concentración aumenta de manera forzada y este fenómeno recibe el nombre de retención hidrodinámica.

1.7.3.3. Adsorción

La adsorción se refiere a la interacción entre las moléculas de polímero y la superficie sólida de la roca. Dicha interacción hace que las moléculas de polímero se unan a la superficie de la roca; la cantidad de polímero adsorbido depende de la naturaleza de este y de la superficie de la roca. Tanto la adsorción física del polímero en las superficies rocosas como su retención por entrampamiento mecánico parecen jugar un rol importante en la cantidad total de polímero retenido en el yacimiento.

Generalmente tres tipos de fenómenos han sido observados respecto a la adsorción, estos son: las pruebas desarrolladas en laboratorio a menudo muestran mayor adsorción que las pruebas piloto desarrolladas en campo, la adsorción es significativamente menor en núcleos consolidados que en núcleos no consolidados y finalmente, la adsorción incrementa con el aumento de la salinidad del agua. Los valores típicos de adsorción para campos se encuentran entre el rango de 20 a más de 500 lb/acre-ft y para pruebas de laboratorio entre el rango de 30 a cientos de ug/g. Como resultado

del flujo de bajos caudales en campo, se ha concluido que la retención de polímero bajo condiciones de yacimiento será menor que los valores obtenidos en laboratorio. (Chang, 1978).

1.7.4. Volumen Poroso Inaccesible (VPI)

Puesto que las moléculas de polímero son de mayor tamaño en comparación con las moléculas de agua y además con las de algunos materiales rocosos, los polímeros no fluyen a través de la totalidad del espacio poroso. Este fenómeno se ha observado en todos los tipos de medios porosos tanto para poliácridamidas como para biopolímeros y se considera una característica general del flujo de polímeros en medios porosos (Lake, 1989).

1.8.PROBLEMAS COMUNES EN EL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS

1.8.1. Degradación mecánica

La degradación mecánica aparece normalmente en el proceso de inyección de polímeros cuando estas soluciones se encuentran expuestas a altas velocidades de flujo, fenómeno observado tanto en equipos de superficie, como en fondo de pozo y medio poroso. Los perforados son unos de los principales lugares donde grandes cantidades de disolución polimérica es forzada a transitar a través de pequeños huecos. Por esta razón, varios proyectos de inyección de polímeros se realizan en pozos que tienen completaciones hueco abierto o completaciones con paquetes de grava.

Como se nombró anteriormente en la retención hidrodinámica, la velocidad de flujo también afecta el comportamiento de la solución polimérica en fondo de pozo, por ejemplo, la baja degradación mecánica del polímero que transita la formación es debida a que la velocidad de flujo disminuye rápidamente a medida que la solución avanza en el medio poroso. Todos los polímeros se degradan mecánicamente a velocidades de flujo suficientemente altas, pero las poliácridamidas son más susceptibles en condiciones normales de operación; específicamente en condiciones de alta salinidad o dureza. Maerker (1976) y Seright (1983) atribuyen la pérdida de viscosidad permanente de la solución polimérica a la elongación de las moléculas por su velocidad de desplazamiento. (Lake, 1989).

1.8.2. Degradación química

Según Sorbie (1991), la degradación química se refiere a la descomposición de las moléculas del polímero, ya sea por un ataque a corto plazo por contaminantes, como el oxígeno, o mediante un ataque a largo plazo de la estructura molecular como la hidrólisis. La oxidación y la presencia de iones férricos son factores comunes que ocasionan la degradación química y actualmente existen inhibidores o compuestos químicos que junto con metanol o tiourea tienen como objetivo proteger el polímero de cualquier entrada adicional de oxígeno en la solución.

A pesar de que tanto la poliacrilamida como la goma de xantana son compatibles con ciertas concentraciones de iones disueltos en las salmueras usadas para inyección, las poliacrilamidas son considerablemente menos tolerantes a altas concentraciones de cationes divalentes, como el calcio y el magnesio. Por otra parte, los cationes trivalentes como el hierro, cromo y aluminio, reaccionan con los polímeros para formar geles. Además, incrementos en la temperatura de formación conducirán a acelerar cualquier incompatibilidad química que pueda presentarse. La variación en el valor del pH también afecta el comportamiento de la poliacrilamida causando incrementos de viscosidad ante bajos valores de este o por el contrario causando su hidrólisis a temperatura ambiente cuando este aumenta. (Donaldson et al., 1989).

1.8.3. Degradación térmica

La temperatura de yacimiento es un factor determinante en la selección del polímero y el diseño del bache de inyección, pues para que el polímero tenga estabilidad térmica, esta no debe ser tan alta que lo degrade ni tan baja que provoque velocidades de reacción lenta. Tanto poliacrilamidas como gomas de xantana pueden ser protegidas con productos químicos para extender su uso a temperaturas elevadas por meses e incluso años (Jiménez, 2009).

1.8.4. Degradación bacteriológica

Se presenta en macromoléculas de polímeros por la presencia de bacterias durante su almacenamiento o inyección en yacimiento, este fenómeno tiene mayor probabilidad de ocurrencia

a temperaturas más bajas o ausencia de biocidas efectivos. De acuerdo con Larry (1989), este tipo de degradación puede presentarse tanto en polímeros naturales como sintéticos, pero ha sido mayormente observado en los primeros. Las variables involucradas en este fenómeno incluyen tipo de bacteria presente en el agua de inyección, presión, temperatura, salinidad y productos químicos adicionales presentes. Puesto que el ataque bacteriano puede presentarse tanto en facilidades de superficie como en fondo de pozo y medio poroso, se recomienda el uso de biocidas en la concentración, cantidad y momento conveniente.

1.8.5. Baja inyectividad

Como se nombró anteriormente, las moléculas de los polímeros normalmente tienen un mayor tamaño que las moléculas del agua y además que las del medio poroso; puede ocurrir que este químico en contacto con la salmuera no fluya a través de los poros de la roca. El problema de baja inyectividad se manifiesta como el retraso en el irrumpimiento del polímero causado por su retención en el medio poroso. Según Green y Willhite (1998), la magnitud de baja inyectividad puede oscilar entre 1 a 2% hasta tanto como 25 a 30%, dependiendo del polímero y del medio poroso.

1.9.FACTORES QUE AFECTAN EL FLUJO DEL POLÍMERO A TRAVÉS DEL MEDIO POROSO

1.9.1. Salinidad

Propiedades del flujo de polímeros a través del medio poroso como la adsorción y reducción de la movilidad y permeabilidad pueden verse fuertemente afectadas por la salinidad del agua. Agregar sal a las soluciones poliméricas resulta principalmente en la alteración de las moléculas del polímero cambiando de una forma irregular a esférica. Por otra parte, la salinidad ocasiona una fuerte reducción de viscosidad, mientras la poliacrilamida presenta reducciones mayores al 90% a bajas tasas de corte, la goma de xantana por su parte, no se ve afectada tan severamente.

Aunque la reducción de la permeabilidad también se ve afectada por la salinidad, no es una propiedad tan sensible como la viscosidad. Algunos cationes divalentes como el Ca^{2+} tienen un efecto más severo en la reducción de la movilidad que otros como el Na^{2+} . Smith (1970), mostró la drástica reducción en la efectividad de soluciones poliméricas ocasionada por pequeñas cantidades de calcio. Maerker (1975), encontró que la tasa de degradación de las soluciones de poliacrilamida es severa en aguas con alto contenido salino y que los iones de calcio contribuyen en mayor proporción a la degradación del polímero que los iones de sodio (Chang, 1978).

1.9.2. Efecto sobre la viscosidad

Tanto la goma de xantana como la poliacrilamida son polielectrolitos ya que poseen cargas distribuidas a lo largo de su estructura molecular. En general, los polielectrolitos se distinguen de los polímeros no iónicos por los severos efectos sobre la viscosidad del bache de inyección debido a pequeños cambios en la concentración de sal y pH. Los cambios en la viscosidad del polímero ocurren por la interacción entre las cargas fijas a lo largo de la cadena del polímero y los iones móviles en solución, y cuando la concentración de sal en solución es baja existe un fenómeno de repulsión entre las cargas que tienen la misma polaridad, ocasionando que el estado de la molécula sea más o menos tenso. Lo anterior, se traduce en una molécula enrollada con el mayor volumen posible en solución, junto con el solvente que se encuentra confinado dentro de la molécula, lo que resulta en una solución de alta viscosidad. Se recomienda regular la concentración de sal en la solución polimérica, teniendo en cuenta que una alta concentración en el bache de inyección puede reducir la viscosidad del polímero y de igual forma aumentar la razón de movilidad, (Sorbie, 1991).

1.9.3. Temperatura

Según Donaldson et al. (1989), las soluciones que incluyen poliacrilamida o gomas de xantana son relativamente estables hasta cerca de 200°F siempre y cuando estén protegidas por algún catalizador de degradación por oxígeno, sin embargo, se ha encontrado que la goma de xantana es menos estable que la poliacrilamida a temperaturas cercanas a los 225°F.

Según Jiménez (2009), la goma de xantana posee una estructura que presenta diferentes configuraciones dependiendo su contenido salino, concentración de iones divalentes y temperatura; según Seright (1983), una solución polimérica preparada con goma de xantana, podría mantener al menos la mitad de su viscosidad original por cinco años, siempre que su temperatura este dentro del rango 167 a 176°F. Los polímeros son estables en ausencia de oxígeno y iones divalentes a temperaturas hasta 194°F, situación que no se presenta en todos los yacimientos y son condiciones que resultan difíciles de cumplir.

Se deben considerar dos factores, el primero es la temperatura a la cual el polímero es sometido, y el segundo es el tiempo de exposición a dicha temperatura. Como se ha nombrado anteriormente, el polímero pierde viscosidad a medida que aumenta la temperatura de su medio, y cuando este pasa por periodos prolongados a elevadas temperaturas, ocurre degradación de las cadenas poliméricas, afectando la viscosidad de la solución. Debido a que la temperatura del yacimiento es un factor fundamental y además a que esta no puede ser manipulada, es necesario realizar estudios de laboratorio que puedan predecir situaciones problema en el yacimiento y de esta manera tomar decisiones acertadas (Jiménez, 2009).

1.9.4. Efecto sobre la adsorción

Rojas (2013) afirma que la cantidad de polímero adsorbido depende del tipo de polímero inyectado, del tipo de roca, de la presencia de sales en el agua de formación y que, además, cuanto más grande es la concentración, mayor es el grado de adsorción. Sin embargo, el grado de adsorción depende básicamente de la naturaleza química, de las moléculas del polímero, de la superficie de la roca y la proximidad de estas dos. Si el concepto es aplicado en condiciones de flujo, el grado de adsorción dependerá de la naturaleza química del polímero, de la matriz porosa y además del tamaño de la molécula del polímero.

1.9.5. Presencia de acuífero activo y capa de gas

El mantenimiento de la presión en la inyección de polímeros es un parámetro importante, no obstante, la presencia de un acuífero activo o una capa de gas en el campo donde se planea realizar

la inyección, se traduce en suficiente energía natural para su propia producción por lo cual no se justifica la implementación de estos procesos.

Además, la inyección de polímeros en yacimientos con capa de gas traería consigo una posible restauración de la capa de gas debido al aceite movilizado, presentándose un efecto de llenado, lo cual no sería favorable y además no justificaría los costos de inversión. Por otra parte, los campos con presencia de acuífero activo, pueden presentar una movilización de polímero hacia el acuífero ocasionando una menor eficiencia del proceso de inyección.

1.9.6. Etapa de inyección de agua

Se debe garantizar que la inyección de polímeros se realice en el momento adecuado, puesto que implementar la inyección química de este producto en etapas avanzadas de la inyección de agua puede ser ineficiente ya que, para ese entonces, se espera una baja saturación de petróleo móvil recuperable en el yacimiento. Debido a lo anterior, la mayoría de proyectos que involucran polímeros como método de recobro mejorado inician en etapas tempranas de la inyección de agua (Jiménez, 2009).

1.10. CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS

Estos son un método por el cual se analizan los criterios que reflejan las estimaciones actuales del rango de las propiedades del yacimiento y del petróleo sobre las cuales se aplican diferentes procesos. Los procesos relacionados con la inyección de polímeros están generalmente limitados debido a la salinidad, temperatura y a la dificultad de lograr que el polímero permanezca estable; de aquí viene la importancia de los criterios de selección, que ayudará a ver la viabilidad de la inyección de polímeros bajo ciertas condiciones.

Un criterio fundamental para la inyección de polímeros es comprobar si las condiciones generales de los campos son adecuadas para implementar la inyección de polímeros. Los criterios de selección de los posibles campos candidatos para implementar la inyección de polímeros se pueden

aplicar de forma cualitativa. Sin embargo, solo se podría dar una indicación de si un campo puede o no ser apropiado para este proceso.

Al momento de considerar un yacimiento como prospecto para un proyecto de recobro mejorado con el uso de polímeros, se pueden usar algunas guías para identificar la mejor opción. En el transcurso de la historia se ha demostrado que algunas características de los campos tales como: la relación de movilidad aceite/agua, las propiedades del aceite y la temperatura del yacimiento son muy importantes ya que pueden ser usados como identificadores que ayudan a señalar los yacimientos que son aptos para implementar un recobro mejorado de petróleo. Por lo tanto, para la toma de decisiones es primordial que la información que se necesite esté disponible, recopilando los datos para el yacimiento candidato.

Los criterios de selección han sido propuestos por diferentes autores con base en sus experiencias en los procesos de inyección de polímeros. La tabla 23 muestra los criterios de selección propuestos por Sorbie (1991), Taber, Martin y Seright (1997), Willhite (1998) y Paris de Ferrer (2001).

Tabla 23. Parámetros de los criterios de selección en inyección de polímeros por diferentes autores.

PARÁMETROS DEL YACIMIENTO	AUTORES			
	SORBIE (1991)	TABER-SERIGHT (1997)	WILLHITE (1998)	MAGDALENA (2001)
Gravedad API	> 5, < 30	> 15	> 15, < 40	> 25
Viscosidad del aceite (cP)	> 5, < 30	> 10, < 150	> 10, < 150	< 150
Saturación de aceite (fracción)	No crítico	> 0.5	> 0.7	> 0.1
Espesor (ft)	No crítico	No crítico	No crítico	No crítico
Permeabilidad promedio (mD)	20	> 10	> 1000	> 20
Profundidad de la formación (ft)	No crítico	< 9000	< 9000	< 9000
Temperatura (°C)	< 80	< 94	< 94	< 80

Fuente: Autores.

1.11. PRÁCTICAS RECOMENDADAS PARA LA EVALUACIÓN DE POLÍMEROS UTILIZADOS EN OPERACIONES DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO

Para la futura preparación del polímero se pueden tener en cuenta unas prácticas recomendadas que fueron elaboradas por el subcomité de evaluación de polímeros usados en operaciones de recuperación mejorada de petróleo, que fueron establecidas por el American Petroleum Institute (1990) en la guía titulada “*Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery operations (Vol. 63)*”, la cual suministra ciertos procedimientos estándar de la industria y condiciones de prueba que se pueden implementar con el objetivo de evaluar y comparar cualitativamente el rendimiento del polímero en las condiciones establecidas como una ayuda para seleccionar los materiales que posiblemente se pueden utilizar en operaciones de recuperación mejoradas. Esta publicación está bajo la administración del Comité Ejecutivo del Departamento de Producción del Instituto Americano del Petróleo sobre Prácticas de Perforación y Producción.

Estas pruebas recomendadas no se deben de tomar en cuenta como las únicas normas para determinar el rendimiento del polímero, con un competente análisis y un buen criterio de ingeniería se podrían desarrollar mejoras en los procedimientos y nuevas tecnologías, siempre y cuando se ajuste a la situación deseada. Para desarrollar estas pruebas se debe de manipular con cuidado todos los materiales y equipos utilizando las precauciones de seguridad y el equipo de protección adecuado como el uso de guantes mientras se manipulan los productos de gel de poliácridamida para evitar el contacto de la piel con materiales potencialmente peligrosos.

Como se mencionó anteriormente en este trabajo de grado, en la industria del petróleo se utilizan dos principales tipos de polímeros: los polisacáridos y las poliácridamidas hidrolizadas. Los polisacáridos, que son producidos por procesos de fermentación y se pueden encontrar disponibles en forma de polvo, y las poliácridamidas que son polímeros sintéticos con un alto peso molecular y se comercializan en distintas formas de productos como: emulsión, polvo seco, geles y soluciones concentradas. Para llevar a cabo la preparación recomendada de la solución, es de suma importancia consultar con los fabricantes del producto las recomendaciones específicas de ese

producto y prestar mucha atención para obtener óptimos resultados en las propiedades del polímero. Las tasas de disolución pueden variar dependiendo del tipo y la forma del producto. Los elementos clave que se deben tener en cuenta para la preparación de soluciones son: la concentración de la mezcla inicial, el pH, la composición de la salmuera, la mezcla de alto cizallamiento/bajo cizallamiento, el tiempo de hidratación y la concentración del activador. Estos procedimientos recomendados se dan para cada uno de los diversos tipos de productos disponibles comercialmente, pero solo se mencionarán dos procedimientos que fueron considerados los más importantes teniendo en cuenta la experiencia de los campos costa afuera que han implementado la inyección de polímeros. Aspectos a tener en cuenta:

- **Efectos de cizallamiento:** Los requerimientos de algunos polímeros incluyen un corto período de mezcla de alto cizallamiento seguido de un período más largo de mezcla de bajo cizallamiento. Los tiempos de hidratación pueden variar de unos minutos a varias horas. Las técnicas de mezcla para poliacrilamidas son diferentes de las usadas para polisacáridos. Las poliacrilamidas se degradan con un cizallamiento de moderado a alto, mientras que los polisacáridos secos requieren una mezcla de alta cizalladura.
- **Efectos de salinidad:** Los polisacáridos y las poliacrilamidas se vuelven más difíciles de hidratar a medida que aumenta la salinidad de la salmuera, ya que, cuanto mayor es la salinidad y el contenido de iones divalentes, más difícil es la inversión de las emulsiones de poliacrilamida.
- **Unidades de concentración:** La concentración de polímeros se expresa generalmente como ppm, que significa partes por millón. En los procedimientos de laboratorio que fueron recomendados por API (American Petroleum Institute) en esta sección, las partes por millón son siempre usadas con base a un peso básico, es decir, el peso del polímero por peso total de solución.

1.11.1. Procedimiento recomendado para la elaboración de disoluciones de polímero del concentrado de la solución de poliacrilamida

Los concentrados de solución de poliacrilamida son líquidos con una alta viscosidad que pueden variar en contenido de polímero de 3% a 20% en peso. El concentrado se debe manipular

adecuadamente, y se debe agregar la cantidad correcta al agua de reposición para preparar de forma correcta las soluciones diluidas en el laboratorio.

- **Cálculos para preparar soluciones:** Conociendo los datos del fabricante u otros que describen el producto, se debe calcular la cantidad de concentrado que se requiera para poder obtener la cantidad deseada de la solución madre. Calcular usando la ecuación 28.

$$W_{pr} = \frac{W_s * C_s * 10^{-4}}{A_{pr}} \quad \text{Ec.28}$$

Donde W_{pr} es el peso del producto polimérico en gramos, W_s es el peso de la solución madre a hacer en gramos, C_s es la concentración de polímero en solución madre y A_{pr} es la actividad del producto polimérico, porcentaje en peso (generalmente 100%).

- **Procedimiento de mezclado recomendado para preparar la solución madre:**

1. Colocar con ayuda de una jeringa la cantidad de concentrado deseada en el recipiente con el cual viene equipada la balanza.
2. Agregar agua de reposición al peso final para obtener la concentración que se desea. Para el cálculo del agua de reposición requerida se utiliza la ecuación 29.

$$W_{bs} = W_s - W_{pr} \quad \text{Ec.29}$$

Donde W_{bs} es el peso del agua de reposición en gramos, W_s es el peso de la solución madre a hacer en gramos y W_{pr} es el peso del producto polimérico en gramos.

3. Lavar un recipiente con nitrógeno, agregar la solución, después tapar y agitar por aproximadamente 16 horas por medio de un agitador magnético a una velocidad moderada.
4. La solución resultante debe de ser uniforme cuando se vierte de un recipiente a otro. No debe haber polímero visible sin disolver, de lo contrario, se debe empezar de nuevo.

- **Dilución de la solución madre:**

1. Por medio de la ecuación 30 calcular el peso de la solución madre requerido para hacer la cantidad deseada de la solución diluida.

$$W_s = \frac{W_d * C_d}{C_s} \quad \text{Ec.30}$$

Donde W_s es el peso de la solución madre en gramos, W_d es el peso de la solución diluida a hacer en gramos, C_d es la concentración del polímero en la solución diluida en ppm y C_s es la concentración del polímero en la solución madre en ppm.

2. Diluir la solución madre en la concentración deseada mediante la adición de la cantidad adecuada de salmuera. Mezclar suavemente por 10 minutos con un agitador magnético hasta obtener una solución homogénea.

1.11.2. Procedimientos recomendados para la elaboración de disoluciones de polímeros a partir de productos de poliacrilamida gel

Los productos de gel de poliacrilamida son materiales duros, parecidos al caucho, que son esencialmente soluciones concentradas de los polímeros en el agua. En el laboratorio se deben seguir rigurosamente las instrucciones del fabricante para obtener soluciones de buena calidad, generalmente el fabricante del producto puede proporcionar el gel triturado, de no ser así, las muestras de gel deben ser sometidas a un procedimiento mecánico que permita reducir su tamaño a uno de pequeñas partículas, lo anterior con el fin de obtener una solución homogénea cuando estas sean adicionadas al agua de reposición o a la salmuera.

- **Procedimiento recomendado para preparar el gel molido:** Tomar muestras de los núcleos de gel, cortar las partes del núcleo de gel en cubos de un tamaño aproximado de una pulgada y poner los cubos en una picadora que tiene la placa de matriz con agujeros de 3/16 pulgadas de diámetro. Finalmente se debe almacenar el gel molido en un frasco herméticamente sellado para impedir que se pierda la humedad.

- **Procedimiento de mezclado recomendado [solución madre (concentraciones de sal inferiores al 3%)]:**

- **Cálculos para preparar la solución madre:**

1. Calcular la cantidad de producto de gel de poliacrilamida que se necesita para obtener la cantidad adecuada de solución madre teniendo en cuenta los datos del fabricante u otros que describen el producto de gel, para esto se utiliza la ecuación 22 mencionada anteriormente.
2. Calcular la cantidad de agua de reposición que se necesita para poder obtener la cantidad que se desea de la solución madre utilizando la ecuación 23 mencionada anteriormente.

- **Procedimiento de mezcla:**

1. Colocar la cantidad calculada de gel molido en un frasco y agregar la cantidad calculada de agua.
2. Tapar el contenedor y revolver por aproximadamente 16 horas a 30 rpm y a una temperatura de 24 °C o más.
3. Remover la solución del contenedor y agitar durante 90 minutos a 750 rpm con un mezclador de aire o eléctrico.
4. La solución obtenida debe mantenerse homogénea cuando se pase de un recipiente a otro. La solución no debe contener geles parcialmente disueltos, si es así, se debe empezar de nuevo.

- **Dilución de la solución madre:** Hace referencia a la sección “*Dilución de la solución madre*” en el numeral 1.11.1.

- **Procedimiento de mezclado recomendado [solución madre (concentraciones de sal superiores al 3%)]:**

- **Cálculos para preparar la solución madre:** Pesar la salmuera y el polímero en las cantidades adecuadas para preparar la solución madre, hace referencia a la sección “*Cálculos para preparar soluciones*” en el numeral 1.11.1.

- **Procedimiento de mezcla:**

1. Colocar la salmuera en un embudo de separación, encender la bomba y ajustar la velocidad a 30 rpm.
2. Adicionar la cantidad pesada de polímero molido a la parte superior del embudo mientras la bomba está funcionando.
3. Observar el funcionamiento de la bomba para asegurarse de que la salida esté libre.
4. Hacer circular el polímero y el agua en la bomba por un tiempo de diez horas, tiempo suficiente para que la solución de polímero quede libre de distintos pedazos de material de polímero. Al finalizar, la solución debe estar hidratada y lista para ponerla en el dispositivo de disolución de polímero.
5. Parar la bomba y conectar el extremo de descarga de la tubería al dispositivo de disolución de polímero.
6. Observar como fluye el polímero por medio del dispositivo de disolución.
7. Si no se encuentran problemas ocasionados por la falta de hidratación del polímero, hacer que la solución circule a través del dispositivo de disolución por seis horas. Al finalizar, la solución debe ser completamente homogénea.
8. Tomar la muestra de la solución de concentrado de polímero homogeneizado y trasladarla a un recipiente.

- **Dilución de la solución madre:** Hace referencia a la sección “*Dilución de la solución madre*” en el numeral 1.11.1.

2. CONCEPTOS DE ESTADÍSTICA

Puesto que los datos usados para la realización de analogías deben ser analizados, clasificados y operados de una manera comprensible y clara, se hace necesario el uso de conceptos estadísticos. Para definir la estadística se debe precisar que tiene como objetivo recopilar información de orden cualitativa o cuantitativa concerniente a personas, grupos o fenómenos y deducir respuestas con alto grado de certeza a partir del análisis de dicha información.

De acuerdo con Spiegel (2009), la estadística estudia los métodos empleados en la recopilación, organización, resumen, análisis e interpretación de datos, con el fin de obtener validez en las conclusiones y tomar decisiones de manera razonable y efectiva. La estadística tiene como única finalidad el análisis de datos de forma secuencial, sin embargo, para efectos de su estudio y en busca de facilitar su comprensión se ha dividido en dos grandes áreas, la estadística descriptiva y la estadística inferencial:

- **Estadística descriptiva:** Es la rama que está orientada a recolectar, ordenar, analizar y representar un conjunto de datos (por ejemplo, medidas de permeabilidad, porosidad, viscosidad, etc.) mediante tablas y graficas que permitan resumir o describir el comportamiento de los mismos, sin realizar inferencias sobre ellos puesto que son obtenidos de una parte de la población. Lo anterior indica que los resultados serán válidos únicamente para el grupo analizado. Se diferencia de la estadística inferencial porque mientras ella trabaja con subconjuntos de la serie de datos, esta lo hace con la totalidad (Posada, 2016).
- **Estadística inferencial:** Es la rama orientada a proporcionar métodos y procedimientos que permitan obtener conclusiones para una población estadística (o serie de datos) a partir del estudio de muestras representativas, las cuales son subconjuntos de la misma. La importancia de la estadística inferencial radica en que permite inferir aspectos importantes de una población o de una serie de datos a partir de las muestras representativas o subconjuntos nombrados anteriormente.

Como parte de la estadística descriptiva, se puede tener una serie de datos numéricos nombrados como: $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$, estos datos representan una serie de mediciones para una variable de interés en determinado experimento. Para conocer algunas características globales de esta variable se pueden calcular ciertas medidas de tendencia central y además de dispersión que serán definidas a continuación (Palacios, 2010).

2.1.MEDIDAS DE TENDENCIA CENTRAL

Cuando se está desarrollando un análisis estadístico es común observar que el conjunto de datos estudiado tienda a reunirse alrededor de un valor central. De esta manera es posible obtener un

valor representativo de la totalidad de datos y este será denominado medida de tendencia central; entre las más importantes se encuentran la media, la mediana y la moda.

2.1.1. Media

Es la medida de tendencia central usada con mayor frecuencia y según las aplicaciones se tienen algunos criterios que pueden resultar en mayor certeza para los resultados, de esta manera, la media puede ser calculada de forma aritmética, armónica o geométrica.

- **Media aritmética:** Es la medida de tendencia central más utilizada y la de mayor representatividad en los análisis estadísticos. Denota el promedio de un conjunto de datos y según la ecuación 31, se calcula dividiendo la suma de los datos en dicho conjunto entre el total de ellos.

$$\bar{x} = \frac{x_1 + x_2 + x_3 + \dots + x_n}{n} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad \text{Ec.31}$$

Donde \bar{x} es la media aritmética de la muestra, n es el total de datos de la muestra, x_i el dato variable y $\sum_{i=1}^n x_i$ es la suma de todos los valores de la muestra. Esta medida de tendencia se usa cuando las unidades de los datos recopilados son simples (longitud, masa, tiempo, corriente eléctrica, etc.). Los parámetros analógicos en el proceso de inyección de polímeros que se ubican en este grupo son: espesor neto (mts), profundidad (mts), gravedad API y temperatura de yacimiento ($^{\circ}\text{C}$) (Alarcón y Navarro, 2014).

- **Media armónica:** Se usa cuando las unidades de los datos recopilados son compuestas. Esta medida de tendencia central se calcula como el inverso de la media aritmética de los inversos de los valores que intervienen. La media armónica se denota por la letra H y se calcula según la ecuación 32.

$$H = \frac{1}{\frac{\frac{1}{x_1} + \frac{1}{x_2} + \frac{1}{x_3} + \dots + \frac{1}{x_n}}{n}} = \frac{1}{\frac{\sum_{i=1}^n \frac{1}{x_i}}{n}} \quad \text{Ec.32}$$

Donde H es la media armónica de la muestra, n es el total de datos de la muestra, x_i el dato variable y $\sum_{i=1}^n \frac{1}{x_i}$ es la suma de todos los valores inversos de la muestra. Los parámetros analógicos en el proceso de inyección de polímeros que se ubican en este grupo son: permeabilidad (mD) y viscosidad del crudo (cP) (Alarcón y Navarro, 2014).

- **Media geométrica:** Cuando los datos recopilados vienen en medida porcentual, la media geométrica es la medida de tendencia central a usar. Esta se define como el resultado de multiplicar todos los elementos y extraer la raíz enésima del producto, siendo n el número de miembros. La media geométrica se denota por la letra G y se calcula según la ecuación 33.

$$G = \sqrt[n]{x_1 * x_2 * x_3 * \dots * x_n} = \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n x_i} \quad \text{Ec.33}$$

Donde G es la media geométrica de la muestra, n es el total de datos de la muestra, x_i el dato variable y $\prod_{i=1}^n x_i$ es el producto de todos los valores de la muestra. Aunque esta medida de tendencia central es efectiva para variables que presentan variaciones acumulativas, no sirve para calcular medias para datos negativos o con valores de cero. (Asurza, 2006). El parámetro analógico en el proceso de inyección de polímeros que se ubica en este grupo es la porosidad (%) (Alarcón y Navarro, 2014).

2.1.2. Mediana (Me)

La mediana se representa por la abreviatura Me, y en un conjunto de datos es el valor que ocupa el lugar central, de tal forma que dicho valor deja el 50% de la serie de datos por debajo de él y el otro 50% de la serie de datos por encima de él. Para la ubicación de la posición de la mediana es necesario ordenar los datos de forma ascendente. Se pueden presentar dos situaciones en la determinación de la mediana (Asurza, 2006):

- **Numero de términos de la distribución es impar:** Es el valor del término que ocupa el lugar central cuando los datos están ordenados de forma ascendente.

- **Numero de términos de la distribución es par:** Es el valor medio de los términos centrales, cuando estos se encuentran ordenados de forma ascendente.

2.1.3. Moda (Mo)

La moda se representa por la abreviatura Mo, y en un conjunto de datos es el valor que más se repite, es decir, el atributo o valor de mayor frecuencia. Puede presentarse que el conjunto de datos no tenga moda, y también que, si tiene moda esta no sea única.

2.2.MEDIDAS DE DISPERSIÓN

Las medidas de dispersión reflejan la heterogeneidad del conjunto de datos, es decir, son las encargadas de medir que tan dispersos se encuentran los datos en un análisis estadístico. Valores que reflejen alta dispersión pueden ser un problema ya que indican grandes diferencias entre los valores individuales y la media. Entre las medidas de dispersión más usadas con base en la lejanía que tiene la serie de datos con respecto a la media están la desviación media, la varianza, la desviación típica o estándar y el coeficiente de variación de Pearson (Alarcón y Navarro, 2014).

2.2.1. Desviación media (D_m)

Se calcula como el promedio de las desviaciones de cada variable en el conjunto de datos respecto a la media (se debe usar la media adecuada). Debido a que las medidas de dispersión no pueden arrojar resultados negativos, se deben tratar todas las desviaciones con valor absoluto. También se le puede llamar desviación absoluta, se denota por D_m y se calcula según la ecuación 34.

$$D_m = \frac{|x_1 - \bar{x}| + |x_2 - \bar{x}| + |x_3 - \bar{x}| + \dots + |x_n - \bar{x}|}{n} = \frac{\sum_{i=1}^n |x_i - \bar{x}|}{n} \quad \text{Ec.34}$$

Donde D_m es la desviación media de la muestra, n es el total de datos de la muestra, x_i el dato variable, \bar{x} la media de la serie de datos y $\sum_{i=1}^n |x_i - \bar{x}|$ la sumatoria de las desviaciones de cada variable respecto a la media.

2.2.2. Varianza (S)

Se obtiene como el promedio de los cuadrados de las desviaciones de los valores de la variable respecto de su media (se debe usar la media adecuada). La varianza nos da un indicativo de la dispersión de la serie de datos alrededor de la media, expresada como una desviación al cuadrado. Se denota por la letra S y se calcula según la ecuación 35.

$$S = \frac{(x_1 - \bar{x})^2 + (x_2 - \bar{x})^2 + (x_3 - \bar{x})^2 + \dots + (x_n - \bar{x})^2}{n} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n} \quad \text{Ec.35}$$

Donde S es la varianza de la muestra, n es el total de datos de la muestra, x_i el dato variable, \bar{x} la media de la serie de datos y $\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2$ la sumatoria de los cuadrados de las desviaciones de cada variable respecto a la media.

2.2.3. Desviación estándar (σ)

Para tener un valor de varianza en términos que pudieran ser colocados en la distribución, es necesario encontrar su raíz cuadrada; lo anterior servirá para remover el efecto de elevar los valores al cuadrado. Esta medida de dispersión se obtiene como la raíz cuadrada de la varianza. También se le conoce como desviación típica, se representa con la letra griega sigma (σ) y se calcula según la ecuación 36.

$$\sigma = \sqrt{S} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n}} \quad \text{Ec.36}$$

Donde σ es la desviación estándar de la muestra y \sqrt{S} la raíz cuadrada de la varianza de la muestra.

2.2.4. Coeficiente de Variación de Pearson (CVP)

Esta medida de dispersión se calcula como el cociente de la desviación estándar (σ) entre la media (se debe usar la media adecuada). El Coeficiente de Variación de Pearson, CVP, o simplemente

coeficiente de variación mide la variación relativa de la variable con respecto a su media. A diferencia de la desviación estándar que solo permite comparar grupos de datos con las mismas unidades, el CVP no lleva asociada ninguna unidad de medida y por lo tanto puede ser utilizado para comparar el nivel de dispersión de dos muestras con distintas unidades, incluso adimensionales. El CVP se calcula según la ecuación 37.

$$CVP = \frac{\sigma}{\bar{x}} * 100 \quad \text{Ec.37}$$

Donde CVP es el Coeficiente de Variación de Pearson de la muestra, σ es la desviación estándar de la muestra y \bar{x} es la media de la muestra. Se interpreta y expresa en forma porcentual. (Palacio, 2010).



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 3 de diciembre de 2018

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Piter Andrés Vega Vanegas, con C.C. No. 1075295172, Teddy Yulián Zúñiga Ruiz, con C.C. No. 1083909900, autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado Análisis técnico de la inyección de polímeros como método de recobro mejorado aplicado a campos costa afuera: una propuesta para la cuenca de Santos, Brasil presentado y aprobado en el año 2018 como requisito para optar al título de ingeniero de petróleos;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, "Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores", los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

Vigilada Mineducación



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

EL AUTOR/ESTUDIANTE: PITER ANDRES VEGA VANEGAS

Firma: 

EL AUTOR/ESTUDIANTE: TEDDY YULIÁN ZÚÑIGA RUIZ

Firma: 



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: ANÁLISIS TÉCNICO DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS COMO MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO APLICADO A CAMPOS COSTA AFUERA: UNA PROPUESTA PARA LA CUENCA DE SANTOS, BRASIL.

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
VEGA VANEGAS	PITER ANDRÉS
ZÚÑIGA RUIZ	TEDDY YULIÁN

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
GUERRERO MARTÍN	CAMILO ANDRÉS
ESCOBAR MACUALO	FREDDY HUMBERTO

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
PIZÓN TORRES	CARMEN
RAMÍREZ PERDOMO	PAUL RICHARD

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: INGENIERO DE PETRÓLEOS

FACULTAD: INGENIERÍA

PROGRAMA O POSGRADO: PETRÓLEOS

CIUDAD: NEIVA

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2018 NÚMERO DE PÁGINAS: 112

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas Fotografías Grabaciones en discos Ilustraciones en general Grabados Láminas
Litografías Mapas Música impresa Planos Retratos Sin ilustraciones Tablas o Cuadros

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento:

Vigilada mieducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional www.usco.edu.co, link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 3
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Recuperación mejorada de aceite	Enhanced Oil Recovery
2. Costa afuera	Offshore
3. Analogía	Analogy

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

La inyección de polímeros como método de recuperación mejorada de petróleo busca optimizar la eficiencia de barrido en el yacimiento y de esta manera incrementar la producción de petróleo; la aplicación óptima de estos procesos depende de las propiedades del yacimiento, las propiedades de los fluidos contenidos en él y además de la interacción de estos dos. La información disponible sobre proyectos de recobro mejorado en campos petroleros costa afuera es muy poca, debido a que estos, además de enfrentar duras condiciones climáticas, también enfrentan grandes desafíos logísticos.

Este análisis se realizó con el fin de conocer la viabilidad técnica de implementar la inyección de polímeros en la cuenca de Santos de Brasil, teniendo en cuenta un modelo estadístico para desarrollar analogías entre los campos petroleros en una base de datos y el campo de estudio. El uso de analogías permitió conocer el campo con mayor semejanza al campo de estudio y de esta manera se estableció un punto de referencia sobre la inyección de polímeros en la cuenca de Santos en Brasil, que ha sido catalogada como uno de los mayores descubrimientos petroleros de los últimos años.

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

The polymer injection as enhanced oil recovery method seeks to optimize the efficiency of sweep of reservoir fluids and in this way increase the oil production; The optimal application of these processes depends on the reservoir properties, the fluids properties, and the interaction between them. The information available on projects for enhanced oil recovery in offshore oilfields is very small, because these, in addition of facing the hard weather conditions, also face big logistical challenges.

This analysis was carried out in order to know the technical feasibility of implementing polymer injection in Santos basin, Brazil, considering a statistical model to develop analogies between oilfields in a database and



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	3 de 3
--------	--------------	---------	---	----------	------	--------	--------

the study field. The use of analogies allowed to know the field with greater resemblance to the field of study and in this way a point of reference was established on the injection of polymers in the Santos basin in Brazil, which has been considered as one of the largest oil discoveries in recent years.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Carmen Pinzón Torres

Firma:

Nombre Jurado: Paul Richard Ramírez Perdomo

Firma: