

**Estudio Conceptual de Factibilidad del Método de Recobro Químico de Polímeros a
Aplicar en un Campo de Petróleo de Ambiente Fluvio-Deltaico en el Catatumbo**

Iván Darío Poveda Huertas

**Trabajo de Grado Presentado Como Requisito para Optar el Título Especialista en
Ingeniería de Yacimientos**

Director

**Juan Manuel Montoya Moreno
Mestre Em Ciências E Engenharia De Petróleo**

**Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga
2020**

Dedicatoria

A Dios por acompañarme en cada momento de mi vida

Gracias a mis padres, Gloria Inés Huertas Forero y José Antonio Poveda Poveda, por comprensión y apoyo en las diferentes etapas de mi vida.

Agradecimientos a mi hermana Ingrid Johana Poveda y su esposo Alejandro Velosa por sus consejos.

Agradezco a la ingeniera Alejandra Marcela Zipa por su constante apoyo.

Un agradecimiento al director, el ingeniero Juan Manuel Montoya Moreno, por haberme acompañado en la elaboración de este trabajo y por los permisos de trabajo que me permitieron asistir a las clases de la especialización.

Muy agradecido con mis amigos Carlfred Bautista y Julio Ordoñez por sus excelentes consejos.

Expresar mi agradecimiento a mis compañeros y docentes de especialización, por haberme permitido compartir unos momentos inolvidables que voy a recordar con mucha gratitud en mi vida.

También le doy gracias al calificador, el ingeniero Samuel Muñoz por su orientación y contribución a este trabajo.

Muchos agradecimientos a todas aquellas personas que me han acompañado y contribuido de forma directa o indirecta a la elaboración de este trabajo.

Tabla de Contenido

Introducción	13
1. Marco Geológico Cuenca del Catatumbo.	15
1.1 Geología Estructural Regional	15
1.2 Columna Estratigráfica Regional	16
1.3 Evolución Cuenca del Catatumbo con Respecto a Datos Geológicos	17
1.4 Geología Estratigráfica del Área Campo de Estudio	20
1.5 Geología de petróleo	21
1.6 Características de Yacimientos de Ambiente Fluvio-Deltaico	23
1.6.1 Aspectos Sedimentarios de Deltas	24
1.6.2 Ciclos de Sedimentación Deltaico	26
1.6.3 Patrones de apilamiento Deltaico.....	29
1.6.4 Análisis estratigráfico de sistemas Delta	30
1.6.5 Interpretación del ambiente deposicional y análisis de yacimiento.....	34
2. Descripción de las Técnicas de Recobro Químico Mejorado (CEOR).....	40
2.1 Inyección de Polímeros.....	42
2.1.1 Poliacrilamida Hidrolizada (PHP).	43
2.1.2 Biopolímero Zanthan	44
2.2 Inyección de Surfactantes	44
2.3 Inyección Surfactante - Polímero.....	46
2.4 Inyección de ASP (Álcali – Surfactante – Polímero)	47
2.5 Inyección de Álcali	48
3. Campos de Petróleo de Ambiente Fluvio – Deltaico en donde se Han Implementado Técnicas de Recobro Químico	49

3.1 Campo Shuanghe	50
3.2 Campo North Burbank.....	64
3.3 Campo North Daqing.....	70
3.4 Características Campos de Estudio en donde se han Implementado Proyectos de Inyección de Polímeros	80
3.4.1 Campo Shuanghe	81
3.4.2 Campo North Burbank.....	85
3.4.3 Campo Daqing	89
3.5 Propiedades Campos de Estudio en Donde se han Implementado Proyectos de Inyección de Polímeros y Campo Fluvio-Deltaico Cuenca Catatumbo.....	93
4. Conclusiones	95
5. Recomendaciones	97
Bibliografía	98

Lista de Figuras

Figura 1. Localización tectónica del Bloque de Maracaibo en el Norte de Suramérica.	15
Figura 2. Síntesis del Modelo Tectonoestratigráfico de la Cuenca del Catatumbo.	16
Figura 3. Cronoestratigrafía regional, cuencas Catatumbo y Maracaibo.	17
Figura 4. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Catatumbo.	21
Figura 5. Ambiente de sedimentación fluvial-deltaico análogo al campo de estudio.	24
Figura 6. Esquema de un sistema delta.	25
Figura 7. Sección transversal longitudinal de delta.	25
Figura 8. Esquema de comportamiento de formación deltas en el tiempo.	27
Figura 9. Secuencia vertical en ciclo Delta.	28
Figura 10. Configuración de apilamiento delta en función de los sedimento.	30
Figura 11. Registro eléctrico en un ciclo deltaico, un completo delta regresivo afectado por progradación basal y la superficie de emersión.	31
Figura 12. Secuencia de progradación de delta, ilustrada por registros Gamma Ray.	32
Figura 13. Correlación N-S campo de estudio Progradacional Ciclo IV-III y Agradacional Ciclo II-I. Base de datos Openworks.	32
Figura 14. Correlación de pozos basado en análisis de registro de ciclos deltaicos.	33
Figura 15. Morfología y patrones de sedimentos campo de estudio.	35
Figura 16. Mapa de porosidad de área deltaica campo de estudio.	36
Figura 17. Mapa facies Ciclo I Bloque A campo de estudio.	36
Figura 18. Comportamiento de producción acumulada de petróleo al inicio del proceso de inyección y actual del campo de estudio.	37

Figura 19. Comportamiento de producción acumulada de agua al inicio del proceso de inyección y actual del campo de estudio.	38
Figura 20. Comportamiento de producción e inyección acumulada con respecto a unidades de flujo de mapa de porosidad campo estudio.	38
Figura 21. Producción actual de petróleo – agua, inyección de agua y el comportamiento de WOR. Base de datos OFM.	39
Figura 22. Áreas pre-seleccionadas CEOR campo de estudio. Base de datos OFM.	40
Figura 23. Esquema de las moléculas de los surfactantes	45
Figura 24. Mecanismo de acción de los surfactantes.	46
Figura 25. Método de recobro mejorado químico con ASP.	48
Figura 26. Localización del grupo de pozos piloto de la Capa IIs en el norte del bloque del campo Shuanghe.	52
Figura 27. Micro-sedimentación de la capa IIs en el piloto del área de inyección del polímero .	54
Figura 28. Las microfacies de sedimentación y el perfil de permeabilidad del área del piloto de inyección de polímeros	55
Figura 29. Interwell con alta permeabilidad en el área del piloto del campo Shuanghe	56
Figura 30. División de las unidades hidrodinámicas	57
Figura 31. Perfil de las unidades hidrodinámicas de datos de núcleo en el pozo S213.	58
Figura 32. Curva de polímero S525 Viscosidad – Concentración.	60
Figura 33. Viscosidad vs Shear rata.	61
Figura 34. La Curva de producción del pozo S213	62
Figura 35. La curva de producción de petróleo por día en el área simulada	63
Figura 36. Comparación de perfiles de producción de pozo	64

Figura 37. Perfil del núcleo.....	65
Figura 38. Actividades de inyección química en el campo North Burbank	67
Figura 39. Patrón del piloto de inyección de polímeros	68
Figura 40. Comportamiento de los pozos productores en las zonas 40 y 49 de la prueba piloto de inyección de polímeros	69
Figura 41. Viscosidad vs. Concentración para diferentes salinidades con un polímero medio-Mw (15 millones de Daltons).....	73
Figura 42. Viscosidad vs. Concentración y vs Mw para polímeros usados en la parte central de Xing 4-5	74
Figura 43. Las 5 etapas del corte de agua durante la inyección de polímeros.....	77
Figura 44. Cambios en la tasa de producción de aceite vs Tasa de inyección.....	80

Lista de Tablas

Tabla 1. Efectos físicos de los métodos EOR	42
Tabla 2. Zonas en un proceso de combustión	44
Tabla 3. Tabla parámetros básicos geológicos de IIs y área del piloto.....	51
Tabla 4. Evaluación de propiedades de polímeros.....	60
Tabla 5. Resultados de proyecto piloto de inyección en la Capa IIs, Campo Shuanghe	62
Tabla 6. Datos del núcleo para los pozos en el área de inyección de polímeros	66
Tabla 7. Efecto del Mw en el recobro mejorado de petróleo.....	75
Tabla 8. Recuperación mejorada de petróleo vs Concentración del polímero	76
Tabla 9. Recobro incremental vs masa del polímero	78
Tabla 10. El efecto de la tasa de inyección en la inyección de polímeros	79
Tabla 11. Características del campo Shuanghe.....	81
Tabla 12. Características del campo North Burbank	85
Tabla 13. Características del campo Daqing.....	89
Tabla 14. Propiedades campos de estudio inyección polímeros y campo cuenca Catatumbo	93

Resumen

Título: estudio conceptual de factibilidad del método de recobro químico de polímeros a aplicar en un campo de petróleo de ambiente fluvio-deltaico en el Catatumbo¹.

Autor: Ing. Iván Darío Poveda Huertas**.

Palabras Claves: ambiente fluvio-deltaico, recobro químico, polímeros.

Descripción:

El estudio conceptual de la factibilidad del método de recobro químico de polímeros a aplicar en un campo de petróleo de ambiente fluvio-deltaico en el Catatumbo, permitió establecer la convergencia de elementos estructurales y estratigráficos de evolución tectónica que conformaron la cuenca del Catatumbo, adicionalmente se realizó una descripción y ubicación de la estructura del campo de estudio dentro de la cuenca del Catatumbo y los principales yacimientos de petróleo que lo conforman asociados al sistema petrolífero del campo. También se hace una descripción de las características de los yacimientos de petróleo de ambientes fluvio-deltaico en el cual existe una conjugación de la alta productividad orgánica en las zonas costeras afectada por los afluentes de ríos y a la presencia de depósitos de arena en las entradas fluviales, para analizar el comportamiento de producción e inyección con respecto a las unidades de flujo del campo del Catatumbo.

Después se hace una breve descripción de los diferentes procesos o técnicas del recobro químico mejorado o terciario de petróleo CEOR (Chemical Enhanced Oil Recovery) entre estas la inyección de polímeros, las cuales son utilizadas para la recuperación de petróleo residual que se encuentra en un yacimiento, para hacer una revisión de los campos petróleo de ambiente fluvio-deltaico en donde se han implementado la inyección de polímeros como método de recobro químico, adicionalmente se realiza un esquema de características y propiedades de los campos analizados y el campo del Catatumbo.

¹ Monografía de Especialización.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, director MSc. Juan Manuel. Montoya Moreno.

Abstract

Title: conceptual study of feasibility of the chemical recovery method of polymers to be placed in a fluvio-deltaic environment oil field in the Catatumbo*.

Author: Ing. Iván Darío Poveda Huertas**.

Keywords: fluvio-deltaic environment, chemical recovery, polymers.

Description:

The conceptual study of the feasibility of the chemical recovery method of polymers to be applied in an oil field of fluvio-deltaic environment in the Catatumbo, allowed to establish the convergence of structural and stratigraphic elements of tectonic evolution that formed the Catatumbo basin, additionally a description and location of the structure of the field of study was made within the Catatumbo basin and the main petroleum reservoirs that make it up associated with the petroleum system of the field. A description is also made of the characteristics of the oil fields of fluvio-deltaic environments in which there is a combination of high organic productivity in coastal areas affected by river tributaries and the presence of sand deposits at river inlets, to analyze the production and injection behavior with respect to the flow units of the Catatumbo field.

Then a brief description is made of the different processes or techniques of the enhanced or tertiary chemical recovery of petroleum CEOR (Chemical Enhanced Oil Recovery) among these polymer injection, which are used for the recovery of residual oil that is in a reservoir, to make a review of the oil fields of fluvio-deltaic environment where polymer injection has been implemented as a chemical recovery method, additionally a scheme of characteristics and properties of the analyzed fields and the Catatumbo field.

* Specialization Monograph.

Introducción

Los sistemas fluvio-deltaicos y cuencas de delta se encuentran entre las zonas más prolíferas para la exploración y explotación de hidrocarburos, esto se debe a la conjugación orgánica en zonas costeras por afluencia de ríos y a los altos depósitos de arena en las entradas fluviales, el resultado de estos factores hace que este tipo de sistemas de depositación sean prolíferos para la formación de yacimientos de alto potencial de hidrocarburos. Debido a los pocos nuevos descubrimientos de yacimientos en las últimas décadas, el futuro de la explotación estará dirigida hacia las cuencas pequeñas con alta heterogeneidad, en trampas estratigráficas y en mejorar la recuperación de hidrocarburos en los campos maduros.

Dada la importancia en producción de hidrocarburos de yacimientos de sistemas fluvio-deltaicos en Colombia se realiza un análisis de los elementos estructurales y estratigráficos de evolución tectónica que conformaron la cuenca de Catatumbo y los principales yacimientos asociados al sistema petrolífero del campo de estudio en el Catatumbo, adicionalmente se describen las principales características de formación de yacimientos de ambiente fluvio-deltaico para realizar el análisis de producción e inyección con respecto a las unidades de flujo de facies en el yacimiento del campo del Catatumbo.

En el escenario mundial se han desarrollado numerosos proyectos de recobro químico mejorado en búsqueda de incrementar el factor de recobro en campos maduros para aumentar producción y reservas, por lo tanto en este estudio se hace una descripción de los métodos de recobro químico disponibles para conocer las propiedades y funcionalidad, adicionalmente se analizan los campos de petróleo de ambiente de sedimentación fluvio-deltaico en donde se han implementado la inyección de polímeros como método de recobro químico.

Para evaluar la factibilidad se hace un esquema comparativo de características de los campos de petróleo donde se ha aplicado la inyección de polímeros, y una comparación de propiedades entre los campos de petróleo analizados en donde se han implementado los métodos de recobro químicos de polímeros y el campo del Catatumbo.

1. Marco Geológico Cuenca del Catatumbo.

1.1 Geología Estructural Regional

La cuenca del Catatumbo es una prolongación de la cuenca de Maracaibo, la cual está delimitada al norte por la Serranía del Perijá, al oeste el Macizo de Santander, al sureste los Andes de Mérida y la convergencia de los últimos elementos estructurales. En la Figura 1 se muestra la localización tectónica del Bloque de Maracaibo.

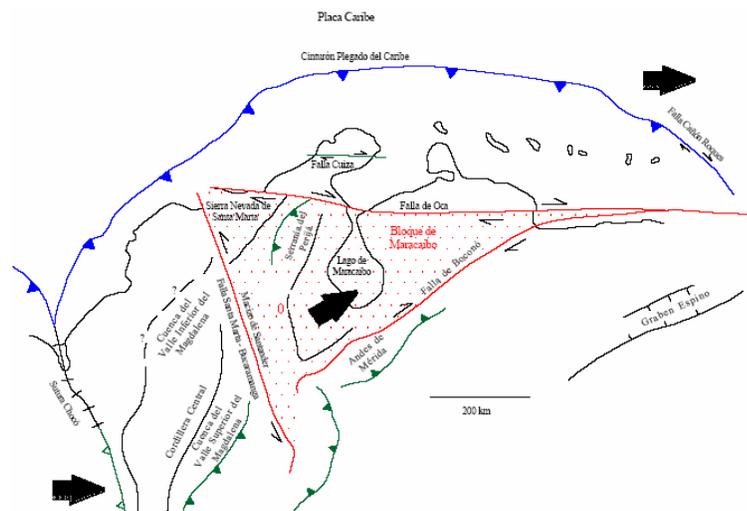


Figura 1. Localización tectónica del Bloque de Maracaibo en el Norte de Suramérica.

Estudio de Arias y Cardona, 2001 (Modificado de Villamil and Pindell, 1998)

El desarrolló de la cuenca del Catatumbo se dio a partir de la apertura del Jurásico, seguido de una margen pasiva durante el cretácico donde se depositó la megasecuencia del mismo periodo, posteriormente debido a esfuerzos compresionales inicia el levantamiento de la cordillera oriental y la conformación de la cuenca antepaís Catatumbo, finalmente esta cuenca es completamente

conformada en el Cenozoico y se caracteriza por tener fallas inversas y de rumbo que afectan el basamento (Pedraza & Ramírez, 2011).

1.2 Columna Estratigráfica Regional

La columna generalizada de la estratigráfica de la cuenca del Catatumbo donde se encuentra el campo objeto de estudio incluye rocas con edades que van desde el Pre-Devónico hasta el Eoceno Tardío, abarcando un registro sedimentario de cuatro etapas mayores de evolución tectónica como se observa en la Figura 2.

Evento Tectónico	Tiempo	Registro sedimentario asociado
Desarrollo cuenca antepaís	Plioceno - Eoceno Tardío	Fm Carbonera, León y Guayabo
	Eoceno	Fm Mirador
Estadio de transición (cuenca pasiva - antepaís)	Paleoceno - Campaniano Tardiano	Fm Catatumbo, Barco y Los Cuervos
		Fm Colón y Mito Juan
Estadio de margen pasiva	Campaniano Temprano - Aptiano	Fm Capacho y La Luna
		G Uribante
		Zonas aledañas a la Fm Rio Negro
Estadio de tectónica extensional RIFT	Cretáceo temprano, Jurásico Triásico	Zonas aledañas a la cuenca del Catatumbo Fm Girón, La Quinta y equivalentes

Figura 2. Síntesis del Modelo Tectonoestratigráfico de la Cuenca del Catatumbo.

Estudio Avellaneda, Ferreira y Sandoval 2006 (Modificado del estudio de Alfonso y Mondragón, 2001).

1.3 Evolución Cuenca del Catatumbo con Respecto a Datos Geológicos

Debido a que la historia geológica de la cuenca del Catatumbo es enmarcada como subcuenca de la cuenca del Lago de Maracaibo, por lo tanto, son tomadas como contexto global a nivel de cuenca. La cuenca de Maracaibo a lo largo del tiempo geológico ha presentado una serie de trasgresiones y regresiones marinas las cuales contribuyeron a la sedimentación de rocas generadoras de hidrocarburos, rocas almacenadoras y como resultado de varios periodos de orogénesis y epirogénesis (Avellaneda, Ferreira y Sandoval, 2006). La Figura 3 muestra la secuencia estratigráfica de la cuenca del Catatumbo.

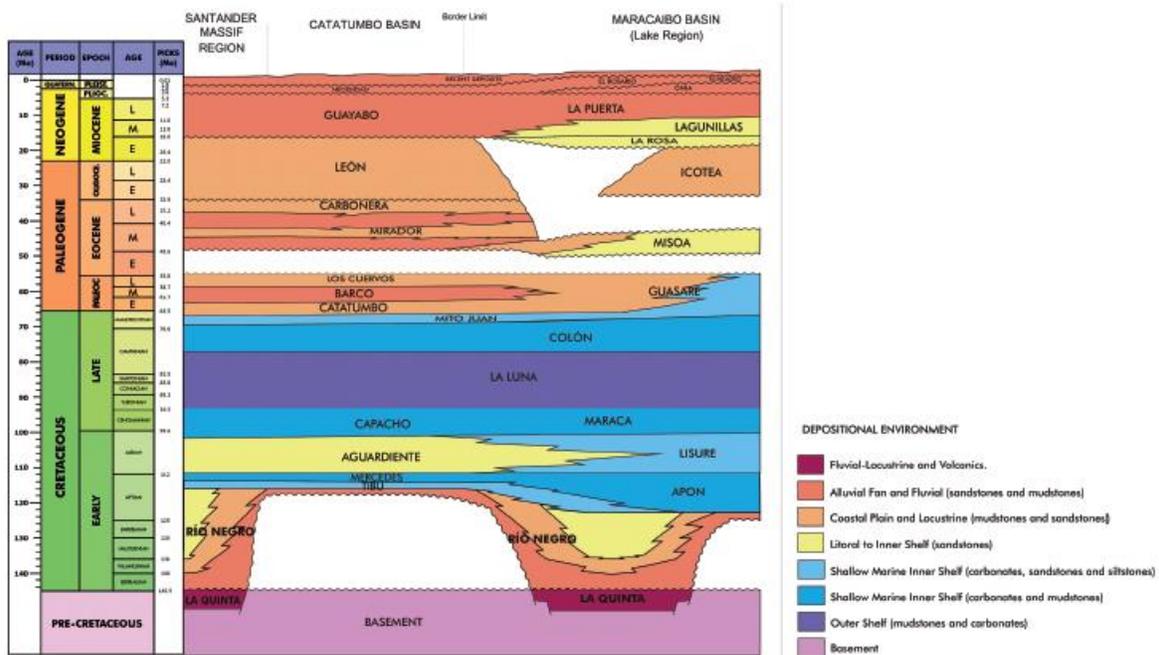


Figura 3. Cronoestratigrafía regional, cuencas Catatumbo y Maracaibo.

Compilación cuenca del Catatumbo, 2014 p.12. Modificada de Mann et al, 2006.

A continuación, se describen los principales eventos de la evolución tectónica de la cuenca del Catatumbo.

1.3.1 Estadio Extensional. Durante el Triásico - Jurásico ocurrió una fuerte extensión (rifting) derivada de la separación de Norte y Suramérica y la apertura del Proto - Caribe. Esta extensión permitió la formación de un complejo mosaico de “*grabens*” que incluyen Machiques, Trujillo, Uribante, Cocuy y Arcabuco creando depocentros en los cuales se dio una rápida acumulación en el Cretácico Temprano de sedimentos sintectónicos principalmente arenas y shales de origen no marino excepto a lo largo del flanco oeste de la Cordillera Central y parte de la Península de la Guajira (Exxon, 1994; Pindell et al., 1998; Villamil y Pindell, 1998 en Arias y Cardona, 2001).

1.3.2 Fase de Margen Pasiva. La fase expansiva (*rifting*) cesó hacia el Cretácico Temprano y fue subsecuentemente seguida por un período de relativa quietud tectónica configurando una margen pasiva en el Norte de Suramérica. Villamil y Pindell (1998) señalan cuatro argumentos principales que evidencian esta fase evolutiva:

Las curvas de acumulación de sedimentos para varias regiones en la parte autóctona del Norte de Suramérica exhiben una acumulación típica de subsidencia térmica para la mayor parte del Cretácico.

Las unidades orogénicas de tipo *flysch* del Centro de Venezuela tales como las formaciones Paracotos y Garrapata han sido datadas como Paleoceno y Eoceno, soportando así la idea del emplazamiento terciario del alóctono sobre la margen pasiva Cretácica.

Los hiatos e inconformidades locales presentes en varias áreas en rocas del Cretácico consideradas como el producto de deformación, son mejor interpretadas como producto de erosión submarina en un margen pasivo.

Las interacciones entre la Placa Caribe y Suramérica no se iniciaron sino hasta el período Maestrichtiano/Paleoceno en la Península de la Guajira. Los terrenos alóctonos del Norte de Suramérica que contienen rocas metamórficas Cretácicas o de arco volcánico se originaron lejos de la margen pasiva como parte o de la Placa Caribe o de su prisma acrecionario para posteriormente emplazarse como producto de las interacciones Terciarias entre las dos placas.

Las rocas Cretácicas, de origen predominantemente marino, depositadas durante esta fase evolutiva, reposan discordantemente sobre las rocas Jurásicas y registran la transgresión marina en la amplia plataforma que se extendía desde el oriente de Venezuela hasta Perú. (Exxon, 1994; Pindell et al., 1998).

1.3.3 Estadio Transicional Margen Pasivo-Activo. Una nueva fase de evolución tectónica es marcada por la colisión de la placa pacífica y la margen occidental de la placa de Suramérica durante finales del Cretáceo. Este evento, transformó la antigua margen pasiva en un activo cordón orogénico, generando un sistema foreland con su asociado foredeep, al oeste del área de Perijá y su correspondiente alto periférico (peripheral forebulge) en el área de Barinas (Parnaud et al.1995; Pindell et al., 1998). El cierre del margen pasivo durante finales del Cretáceo y comienzos del Paleoceno, fue progresivo de oeste a este, lo cual permitió la existencia del margen pasivo en el noreste, hasta el emplazamiento de las Napas de Lara en el norte de Maracaibo a finales del Paleoceno.

1.3.4 Fase Cuenca Foreland o Antepaís. La colisión del arco volcánico del Pacífico y el borde oeste de Suramérica a finales del Cretácico marca una nueva fase de evolución tectónica transformando la antigua margen pasiva en un activo cordón orogénico y generando una cuenca foreland o antepaís; no obstante, hacia la parte norte y noreste de la Cuenca de Maracaibo la

margen pasiva persistió hasta el emplazamiento de las Napas de Lara en Venezuela al final del Paleoceno (Parnaud et al., 1995).

Durante el Paleoceno se inicia el levantamiento de la Cordillera Central, lo cual modificó los procesos de sedimentación en la cuenca pasando de procesos puramente marinos a procesos fluvio-deltaicos. El Paleógeno-Neógeno se caracteriza por la depositación de rocas siliciclásticas que registran el engrosamiento de los sistemas fluviales y deltaicos asociados al levantamiento y erosión del Orógeno Andino.

1.4 Geología Estratigráfica del Área Campo de Estudio

La estructura del campo de estudio se encuentra ubicada en el flanco oriental de la cuenca. El campo puede ser definido desde el punto de vista estructural como dos estructuras independientes de tipo anticlinal asimétrico, con rumbo N-S, y limitados en el flanco occidental por fallas inversas de alto ángulo que buzcan hacia el este.

Los yacimientos principales del campo de estudio son la Formación Barco de ambiente de sedimentación fluvio-deltaico de Periodo Paleógeno de la Época Paleocena, y el Grupo Uribante del Periodo Cretácico; como yacimientos secundarios se encuentran la Formación Catatumbo del Periodo Paleógeno de la Época Paleocena y la Formación Carbonera de Época Neógena. La Figura 4 muestra la columna estratigráfica generalizada de la cuenca Catatumbo.

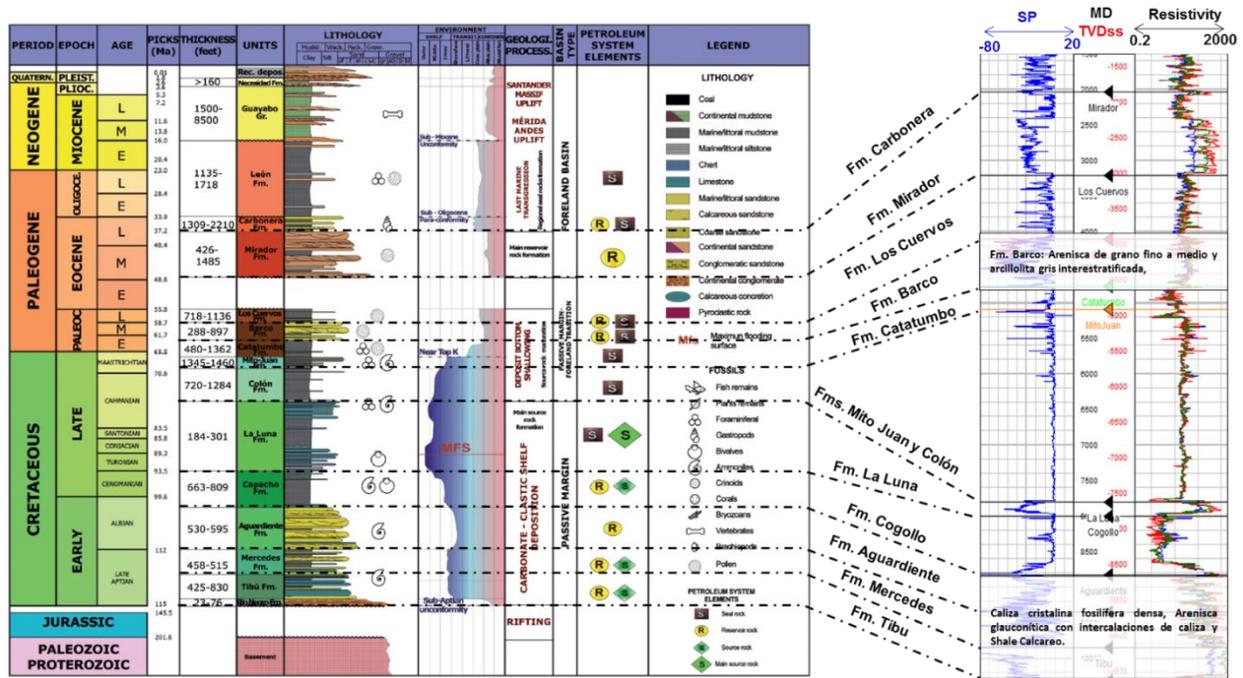


Figura 4. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Catatumbo

Modificado en Lozano y Zamora (2014). - Petroleum Geology of Colombia Catatumbo Basin, Pedraza y Ramírez (2011)

1.5 Geología de petróleo

A continuación, se describen los principales parámetros asociados al sistema petrolífero del campo de estudio.

1.5.1 Roca Generadora. Dentro de las formaciones con potencial de generación se pueden considerar las formaciones La Luna y Cogollo a escala regional a lo largo de la historia geológica, y que están representados en crudos producidos de las formaciones de edad terciaria y cretácica. Siendo la formación La Luna la principal roca generadora de hidrocarburos con un porcentaje COT que puedes estar en un rango de 3% - 9%, y un querógeno predominante tipo II, con propiedades cinemáticas y índices de hidrogeno originales que variaron entre 400 – 500 mgHC/gCOT.

1.5.2 Migración. La migración vertical y lateral se da del sinclinal al Norte de la cuenca Catatumbo de las rocas generadoras a lo largo de las fallas en algunos sitios, las cuales facilitaron la migración de hidrocarburos en el sistema petrolífero.

1.5.3 Roca Reservorio. En el flanco oriental de la cuenca del Catatumbo en donde está ubicado el campo de estudio se encuentra dos tipos de roca almacenadoras, categorizadas en yacimientos convencionales y yacimientos naturalmente fracturados.

Los yacimientos convencionales están conformados por rocas terciarias clásticas como son: formación Catatumbo, Barco, Los Cuervos y Carbonera. Para el campo de estudio la formación Barco de ambiente fluviodeltaico de Periodo Paleógeno de la Época Paleocena es la principal formación productora.

Formación Barco. Según Notestein, Hubman y Bowler (1944) la formación Barco es altamente productiva de petróleo. Esencialmente consta de una serie de areniscas y arcillas pizarrosas intercaladas que varían según el lugar. Las areniscas son generalmente de grano fino a medio, bien sorteadas, de color gris a gris claro; muestran laminación cruzada y alcanzan espesores hasta de 20 m. Las areniscas de la parte media y baja de la formación muestran un desarrollo secundario de sílice sobre los granos de arena, por lo cual ha formado caras cristalinas que expuestas a la luz dan un efecto de destellos, por lo cual se conocen como arenas chispeantes. Las arcillas pizarrosas y las arcillolitas intercaladas con las areniscas son de color gris oscuro, en parte limolíticas, micáceas y carbonáceas, y muestran localmente abundantes glóbulos de siderita. Hacia la parte posterior de la formación se presentan uno o más mantos delgados de carbón. Las arcillolitas y arcillas pizarrosas forman alrededor de la tercera parte del espesor total de la formación, el cual tiene un

promedio de 90 m. La edad de la formación determinada por polen es Paleoceno Inferior (Van der Hammen, 1958).

1.5.4 Roca Sello. Debido a que las formaciones reservorio en el terciario presentan intercalaciones de shale este hace la función de roca sello.

1.5.5 Trampa. En la cuenca del Catatumbo el tipo de trampas son estructuras anticlinales asimétricas con uno de sus flancos fallados, que se podrían clasificar de tipo estructural (anticlinal asociado a fallamiento) o de tipo combinado (estructural y estratigráfico). El tipo de estructuras de tipo estratigráfico sean podido identificar en la formación Barco de ambiente fluvio deltaico.

1.6 Características de Yacimientos de Ambiente Fluvio-Deltaico

Las cuencas de deltas se encuentran entre las zonas más prolíferas para exploración de hidrocarburos debido a la alta conjugación de la alta productividad orgánica en las zonas costeras afectadas por los efluentes de los ríos, y a la presencia abundante de depósitos de arena en entradas fluviales, estos factores resultan en la acumulación de esquistos ricos, que forman unas excelentes rocas y sellos, y numerosos reservorios de arena (Allen & Mercier, 1988). La Figura 5 muestra el ambiente fluvial-deltaico análogo al campo de estudio.



Figura 5. Ambiente de sedimentación fluvial-deltaico análogo al campo de estudio.

Tomado de Tyler, N. & Tyler, R. (2007) Estudio ARC.

1.6.1 Aspectos Sedimentarios de Deltas

Un delta de acumulación es una consecuencia del sedimento fluvial, cuyo material es arrastrado por un río, depositado en una lacustre o línea de costa marina. Para que un delta se forme la cantidad de sedimentos suplidos por el río debe ser mayor que la cantidad de sedimentos de olas o mareas en la desembocadura.

Los deltas tienen una amplia variedad de tamaños y formas dependiendo de la fuerza, el tipo de proceso costero, el volumen del caudal de río y la naturaleza de sedimento de carga. Dependiendo de la variedad geomorfológica los deltas se componen de tres distintos sistemas sedimentarios:

- Prodelta: Es una progradación de sedimentos sub acuosos, compuesto en su extremidad distal de limos y arcillas.
- Frente de delta: Son depósitos de arena de tipo bar y arcillas en la proximidad de la desembocadura del río.

- Llanura de delta: Es sub acuosa poco profunda, que consiste en pantanos y bahías, es incidida por la distribución de canales fluviales y mares.

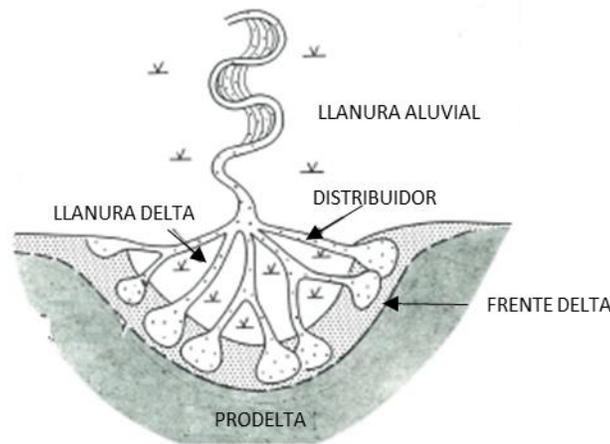


Figura 6. Esquema de un sistema delta.

Modificado de Allen & Mercier. PESA Journal N° 12 (1988) p.30

La Figura 7 presenta la sección transversal longitudinal a través del delta, en la que se puede visualizar el comportamiento vertical de superposición del prodelta, el frente delta y los depósitos de la llanura delta, con relación a la progradación del mar. También ilustra dos características importantes de los depósitos deltaicos como es el espesor total de un delta el cual es equivalente al espesor total del agua en la que se acumula y la profundidad de distribución de canales.

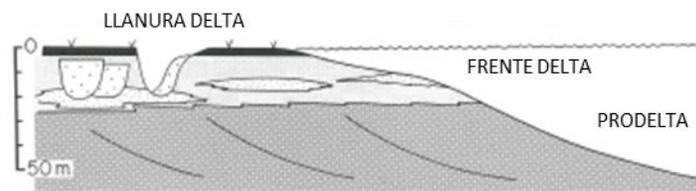


Figura 7. Sección transversal longitudinal de delta.

Modificado de Allen & Mercier. PESA Journal N° 12 (1988) p.31

Los principales yacimientos de hidrocarburos de ambientes deltaicos están formados por arena depositada en canales distributarios y barras de boca en el frente del delta. Otros tipos de depósitos de arena como crevasse splays, montículos de arena de playa e islas barreras también se pueden formar, aunque son menos comunes. La geometría y características internas de los yacimientos deltaicos reflejan los procesos de depositación que están relacionados con el tipo y fuerza de las mareas costeras, las olas y el caudal del río.

1.6.2 Ciclos de Sedimentación Deltaico

Una cuenca deltaica puede ser formada por superposición vertical de numerosos deltas individuales; la acumulación del apilado del depósito deltaico requiere un mar continuo con aumento de nivel o hundimiento de estantes con el fin de crear espacio para sedimentos deltaicos. La continua superposición de numerosos deltas implica ciclos repetidos de transgresión y progradación deltaica (Kolb & Van Lopik, 1966), como se observa en la Figura 8.

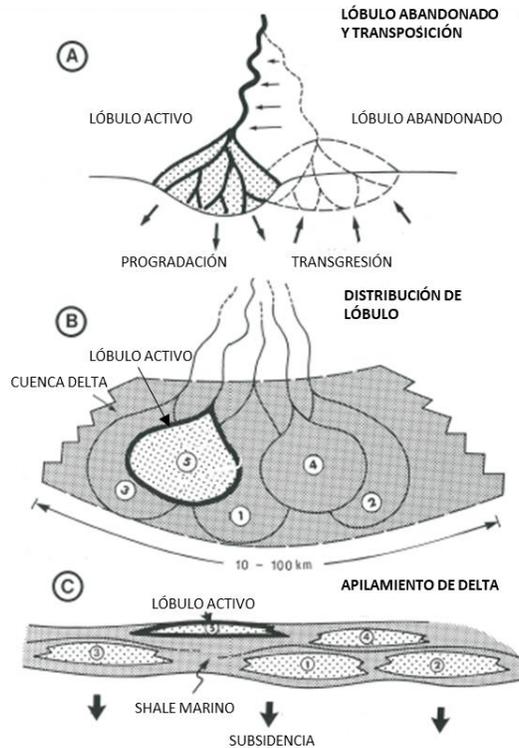


Figura 8. Esquema de comportamiento de formación deltas en el tiempo.

Modificado de Allen & Mercier. PESA Journal N° 12 (1988) p.32

Los ciclos de sedimentación de los deltas pueden ser resultado de dos tipos de procesos:

- Auto cíclico: Es el resultado de los procesos deltaicos (ciclos de crecimiento y abandono del delta o lóbulos deltaicos, es el producto de la migración lateral) particularmente en deltas con una afluencia fluvial muy alta y efectos de onda baja y marea (Delta Mississippi), “la progradación es rápida y después de que el delta tenga cierta distancia en el estante, el río o sistema distributarios cambiara lateralmente para continuar con el gradiente hidráulico, creando a su vez un nuevo delta” (Frazier, 1967). En la subsidencia de la cuenca los deltas abandonados se ahogarán y se transgredirán por sedimentos marinos, adicionalmente las olas pueden cambiar la forma del delta y con el tiempo se puede construir un delta sobre el sedimento marino y el lóbulo abandonado.

- Alo cíclico: Es formado por efectos de exterior (aumento del nivel del mar). Se da como resultado similar al apilamiento vertical de la secuencia regresiva de las fases transgresoras del delta, pero en estos ciclos hay periodos de aumento del nivel del mar, seguidos por periodos de estancamiento o aumento relativamente lento un poco menos que la tasa de sedimentación (Posamentier & Vail, 1988).

Como se muestra en la Figura 9 la secuencia vertical generada por controles Alo cíclico serán idénticos los auto ciclos, apilando unidades de delta regresivo y grueso hacia arriba separado por delgados depósitos transgresores. La principal diferencia está en la continuidad lateral de los ciclos deltaicos. En el caso de los autos cíclicos, los ciclos deltaicos se correlacionan solo en la medida en que el lóbulo del delta extendido de forma particular mientras tectónicamente los ciclos deltaicos controlados por Alo cíclicos pueden ser comparados con toda la cuenca.

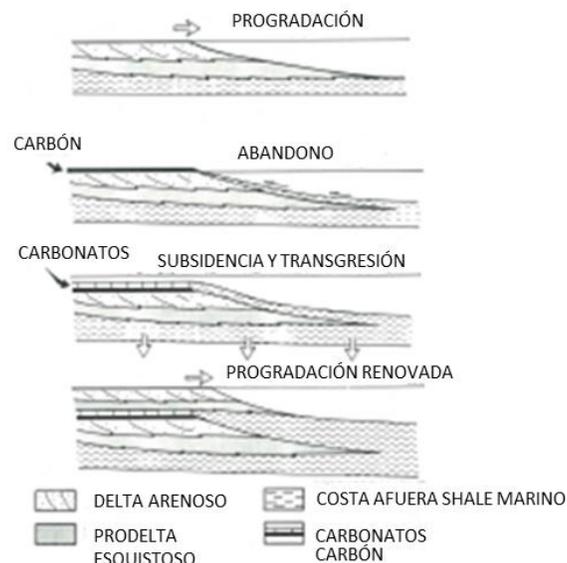


Figura 9. Secuencia vertical en ciclo Delta.

Modificado de Allen & Mercier. PESA Journal N° 12 (1988) p.32

1.6.3 Patrones de apilamiento Deltaico

El patrón de apilamiento es función de la relación entre la tasa global de afluencia de sedimentos y la tasa de creación de espacios disponibles para la sedimentación, ya sea a través de la subsidencia o variación del mar. Si la subsidencia o el aumento del mar son lentos en relación con el volumen de suministros de sedimentos fluviales genera un patrón de apilamiento de tendencia regresiva. Si el suministro de sedimentos es balanceado por la subsidencia o el aumento del nivel del mar, ocurre un patrón de apilamiento constante o estable. Si el suministro de sedimentos es menor que la tasa de subsidencia o aumento de nivel del mar es un patrón de apilamiento retrogresivo con una transgresión general de tendencia ascendente.

Estos patrones de apilamiento se reconocen con registros de pozo, son importantes en la abundancia relativa de arena y continuidad del yacimiento. Por lo tanto, para una tasa constante de suministro de sedimentos, la abundancia relativa de arena es inversamente proporcional a la tasa de acumulación vertical de depósitos deltaicos. En la Figura 10 se muestra el apilamiento delta de los sedimentos.

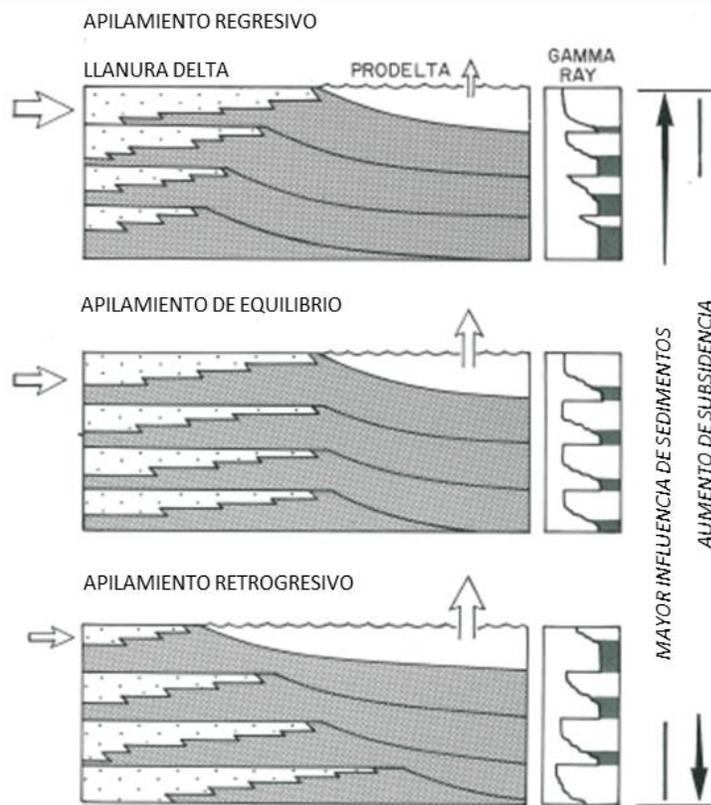


Figura 10. Configuración de apilamiento delta en función de la sedimentación.

Modificado de Allen & Mercier. PESA Journal N° 12 (1988) p.33

1.6.4 Análisis estratigráfico de sistemas Delta

Es necesaria la correlación de las arenas del yacimiento entre los pozos, esta debe ser coherente desde el punto de vista sedimentológico y análisis estratigráfico de los depósitos, y un reconocimiento a cada uno de los ciclos que la componen. El análisis estratigráfico se lleva a cabo a los registros de pozo, data de producción y corazones, ya que las unidades deltaicas individuales suelen estar por debajo de la resolución bioestratigrafía y sísmica estratigráfica. Los depósitos deltaicos pueden ser identificados en los registros de pozos exhibiendo generalmente secuencia de

engrosamiento hacia arriba, es decir los registros rayos gamma decrecen hacia arriba, como se observa en la Figura 11.

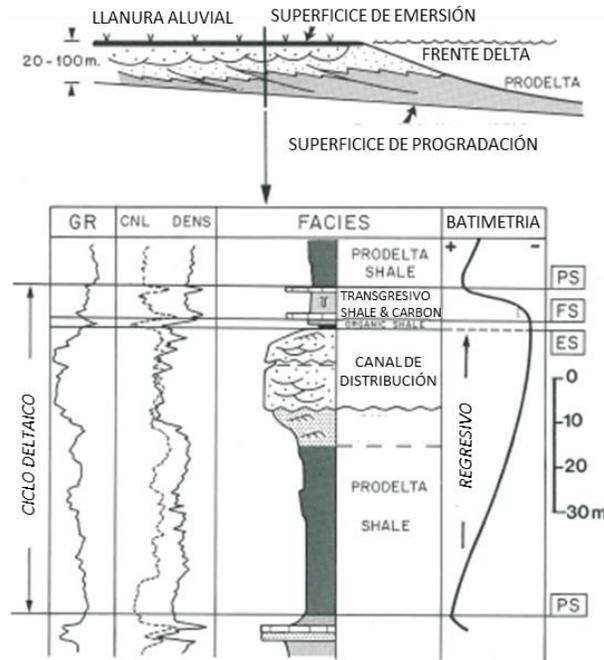


Figura 11. Registro eléctrico en un ciclo deltaico, un completo delta regresivo afectado por progradación basal y la superficie de emersión.

Modificado de Allen & Mercier. PESA Journal N° 12 (1988) p.37

Sin embargo, no todas las secuencias de engrosamiento representan deltas, desde turbiditas y costas no deltaicas de depósitos pueden formarse al alza unidades de grueso. Por lo tanto, es necesaria la interpretación del ambiente inicial disponible de geología regional, contenido fauna y núcleos de pozo. Por definición el sistema deltaico resulta de los sedimentos descargados en un ambiente costero, por consiguiente, los depósitos costeros regresivos claramente son asociados a una afluencia fluvial en el cual deben ser interpretados como deltas. Como se muestra en la Figura

12 el análisis al registro de pozo que permite la determinación de los principales componentes de un sistema deltaico shale de prodelta, barras frontales delta y canales distribuidores. El reconocimiento de las discontinuidades en el régimen de sedimentación es clave para el análisis estratigráfico y correlación de sistemas delta, como lo ilustra la Figura 12 e Figura 13.

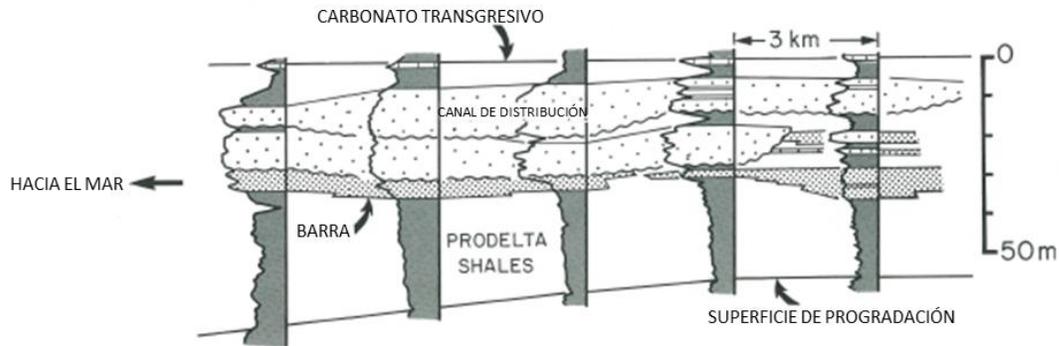


Figura 12. Secuencia de progradación de delta, ilustrada por registros Gamma Ray.

Modificado de Allen & Mercier. PESA Journal N° 12 (1988) p.37

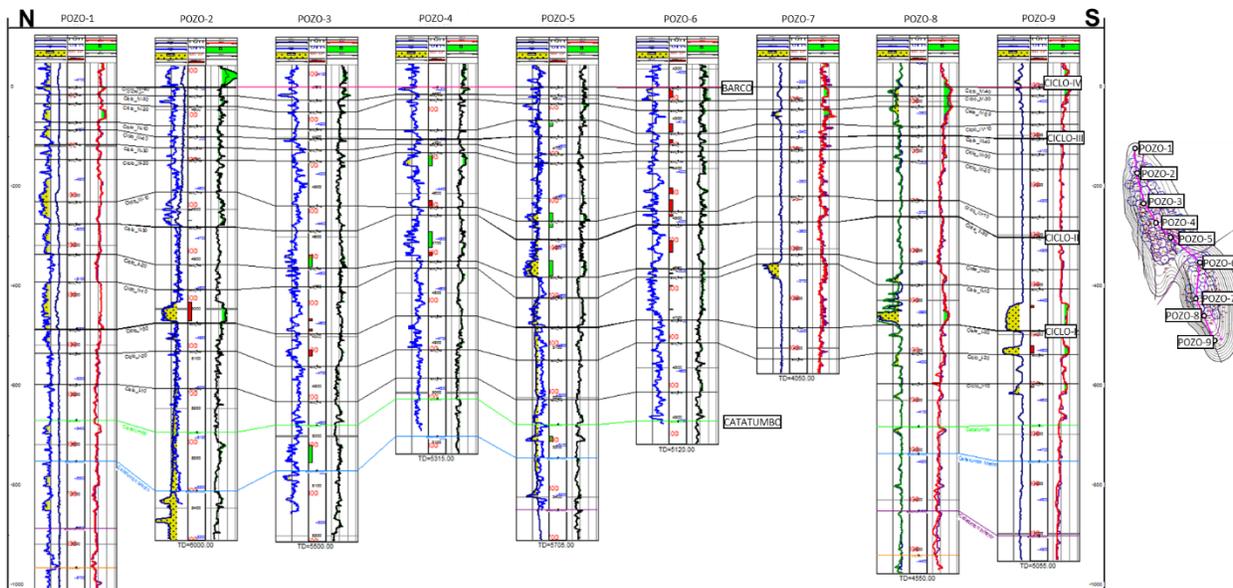


Figura 13. Correlación N-S campo de estudio Progradacional Ciclo IV III y Agradacional

Ciclo II-I. Base de datos Openworks

1.6.5 Interpretación del ambiente deposicional y análisis de yacimiento

La investigación sobre entornos modernos ha demostrado que la morfología de los depósitos deltaicos refleja directamente el tipo y la intensidad de los procesos hidrodinámicos que actúan sobre la costa, esto condujo a la clasificación del delta en tres principales parámetros como lo son la afluencia de ríos, las olas y mares (Galloway, 1975).

La afluencia fluvial en una marea y mar sin olas resulta en la formación de lóbulo distribuidor de barras de arena en el mar de limo y arcilla. Un dominante de delta es la dispersión lateral de arena la cual es limitada debido a la ausencia de mareas y olas. Si la costa está sujeta a mareas fuertes, las desembocaduras de los ríos serán sujetas a corrientes bidireccionales que constantemente reelaboran los sedimentos y acumulan la arena en forma de numerosas barras de marea alargada (Wring, 1977). La morfología costera sería típicamente estuarina con amplias entradas en forma de embudo y extensos pisos intermareales, la presencia de fuertes olas también afectaría los patrones de sedimentación costera, la turbulencia de las olas impide la formación de limo y la depositación de arcilla a lo largo de la costa lo que la convierte en un cinturón de playa de arena limpia, como se observa en la Figura 15.

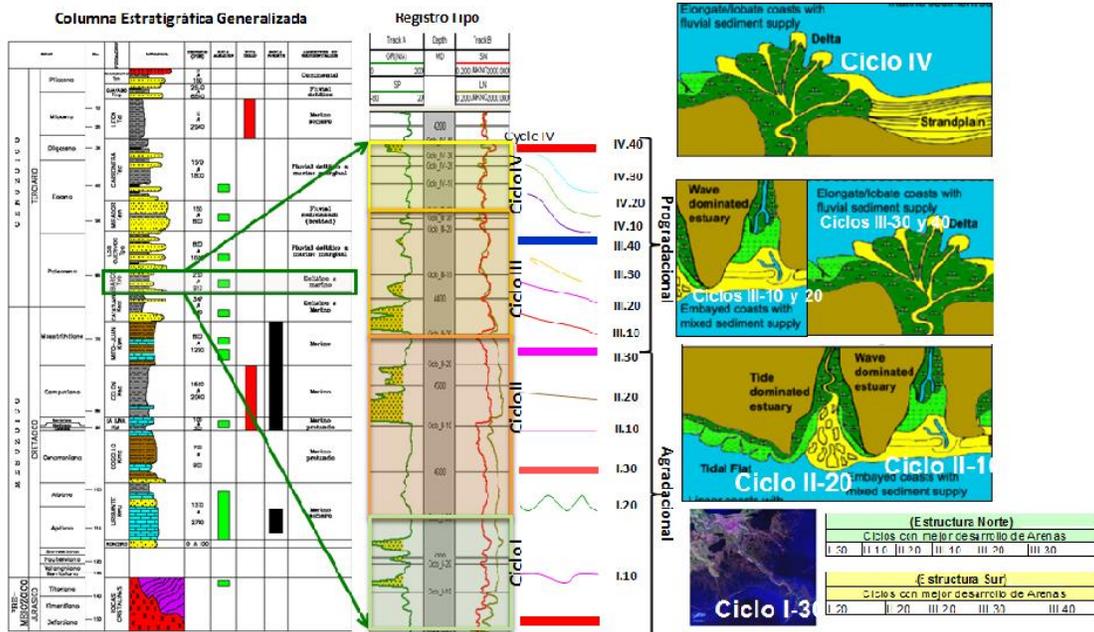


Figura 15. Morfología y patrones de sedimentos campo de estudio.

Tomado de Base de datos Openworks –Tyler, N. & Tyler, R. (2007) Estudio ARC.

En la Figura 16 se expone un modelo sedimentológico basado en corazones y registros de pozo en un yacimiento de arena deltaico, de los registros indican que el yacimiento tiene multihistoria y es multilateral. Y los datos de corazón permiten la calibración de registros de pozo en términos de deposición de facies (Rider, 1986) (Figura 17).

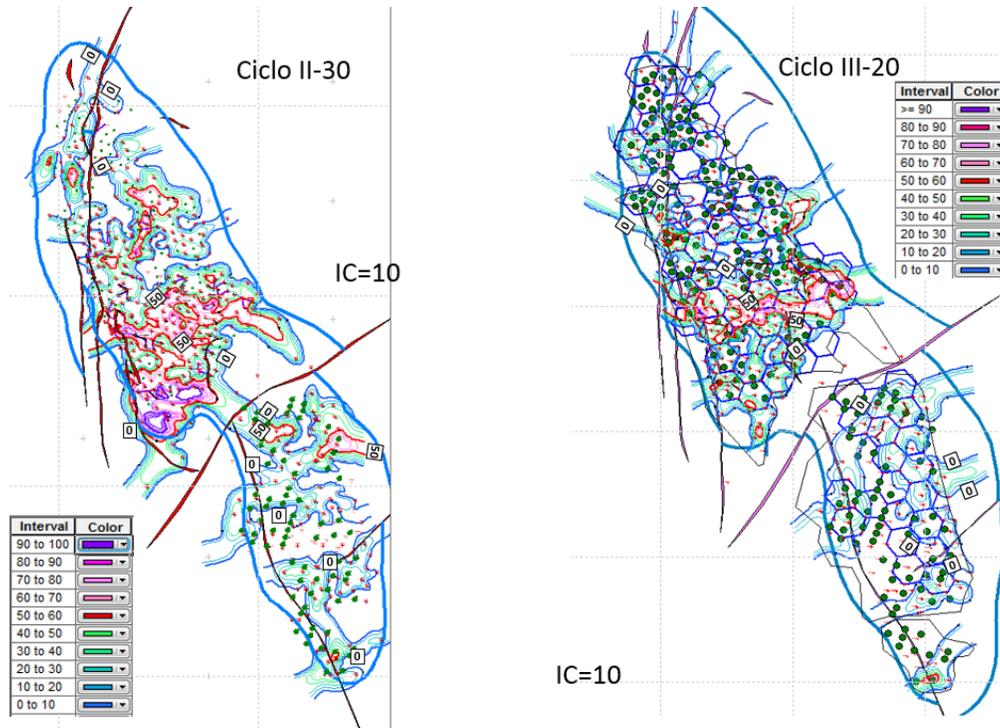


Figura 16. Mapa de porosidad de área deltaica campo de estudio.

Tomado de Tyler, N. & Tyler, R. (2007) Estudio ARC

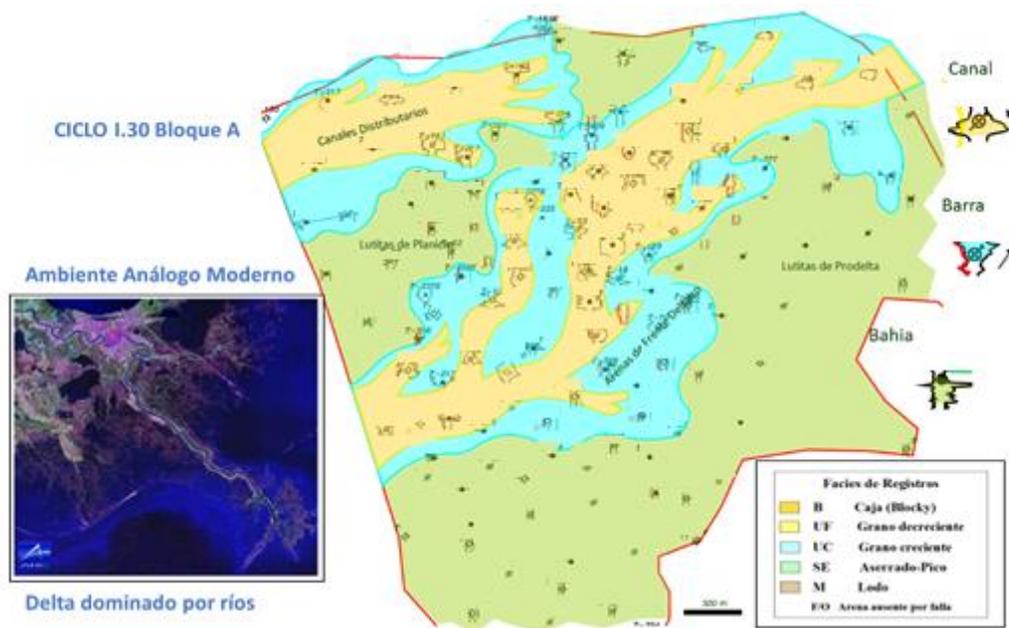


Figura 17. Mapa facies Ciclo I Bloque A campo de estudio.

Tomado de Tyler, N. & Tyler, R. (2007) Estudio ARC.

1.6.5 Comportamiento de producción e inyección con respecto a formación de ambiente fluvio-deltaico del campo de estudio

Para la caracterización y evaluación del comportamiento de producción se graficaron los mapas de producción acumulada de petróleo del año 1960 cuando inicio el proceso de inyección de agua y la producción acumulada actual como se presenta en la Figura 18, en la cual se puede observar la dinámica del comportamiento de la producción acumulada petróleo en el campo de estudio.

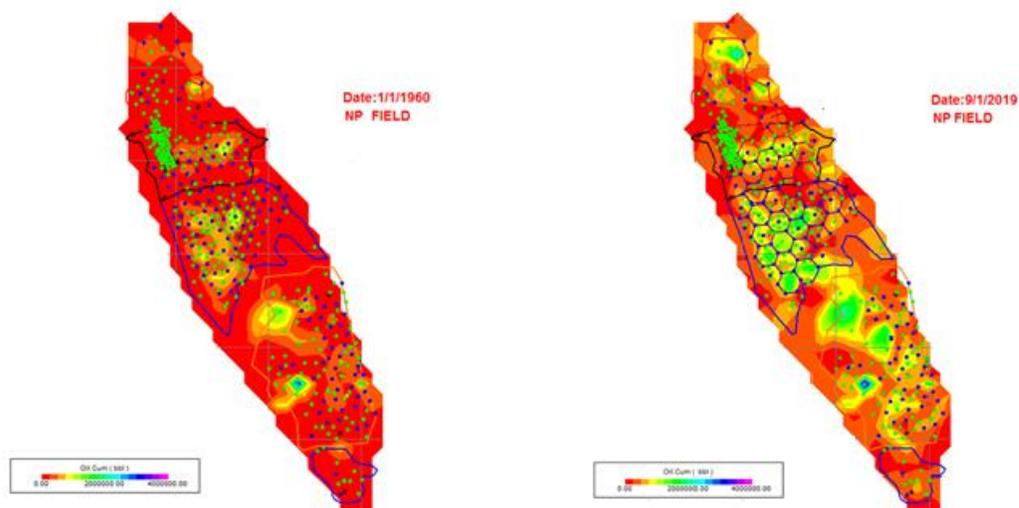


Figura 18. Comportamiento de producción acumulada de petróleo al inicio del proceso de inyección (1960) y actual (2019) del campo de estudio. Base de datos OFM

En la Figura 19 se presentan los mapas de la producción de acumulada de agua del año 1960 y actual. Como se observa, el corte de agua en la etapa inicial antes de la masificación de la inyección estuvo con valores menores del 5 %, hasta este momento que está alrededor del 94%. De *Figura 18* y *Figura 19* se puede visualizar las dos áreas en donde se ha tenido mayor producción acumulada de petróleo y agua, relacionada con el proceso de inyección.



Figura 19. Comportamiento de producción acumulada de agua al inicio del proceso de inyección y actual del campo de estudio. Base de datos OFM

De acuerdo con la Figura 20 se puede corroborar el comportamiento producción e inyección acumulada con respecto al mapa de porosidad de área deltaica en el campo de estudio, en donde se puede visualizar que la dinámica de fluidos concuerda con el mapa de porosidad, en el cual las características del ambiente de sedimentación determinan la productividad del yacimiento.

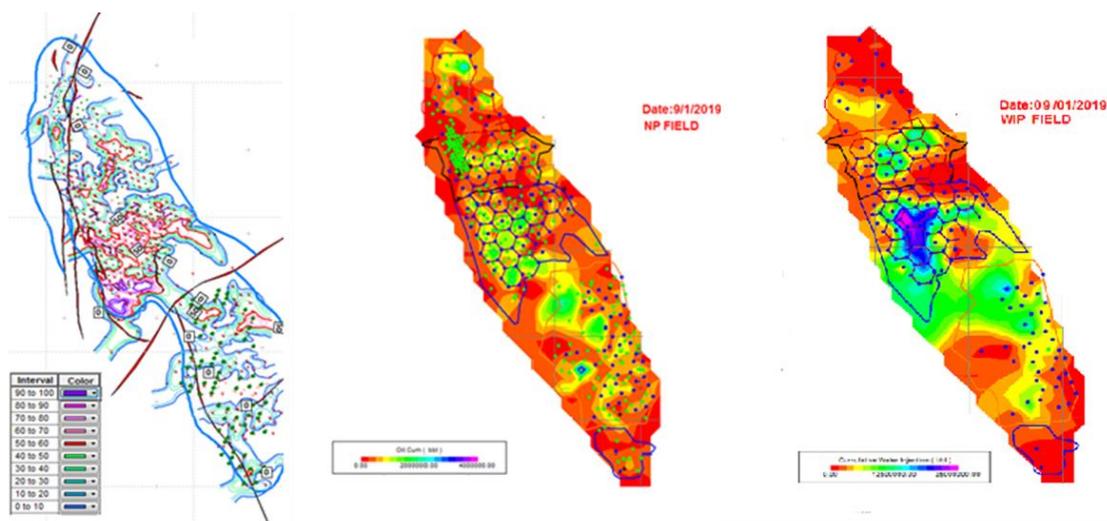


Figura 20. Comportamiento de producción e inyección acumulada con respecto al mapa de porosidad campo estudio. Base de datos OFM

El campo de estudio presenta un índice de vaciamiento actual de 1.4 lo que indica que el volumen de agua inyectada supera al de los fluidos producidos, por lo cual se hace necesario que cambie esta relación para aumentar el recobro de hidrocarburos, por consiguiente se hace una correlación de la producción actual de petróleo – agua, inyección de agua y el comportamiento WOR del campo de estudio a fin de establecer las condiciones en las que se está operando la extracción de hidrocarburos en el campo de estudio, recomendando la continuidad de completamiento de patrones de inyección para balancear el yacimiento y optimizar el sistema Inyección – Producción y poder analizar las áreas en donde se podría implementar un proyecto de recobro químico mejorado (CEOR) como puede observar en la Figura 21.

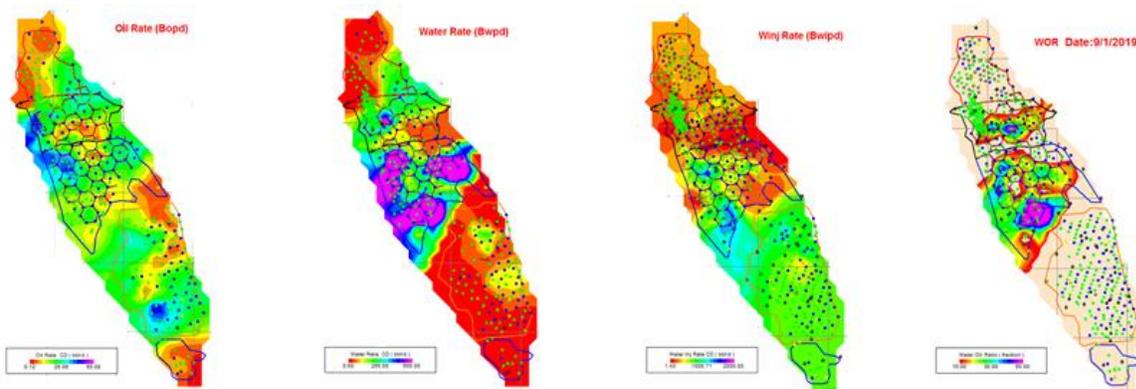


Figura 21. Producción actual de petróleo – agua, inyección de agua y el comportamiento de WOR.

Base de datos OFM

La Figura 22 presenta las áreas en color naranja en donde se podría implementar un proyecto de inyección de recobro químico mejorado (CEOR). El criterio de selección de las áreas inyección de recobro químico es con respecto a los anteriores análisis enunciados en el mapa de porosidad de área deltaica y el comportamiento de producción e inyección en donde se requiere mejorar el recobro de hidrocarburos aumentando la viscosidad del agua de inyección, lo cual permite la

formación de efecto pistón mejorando el barrido de hidrocarburos; estas áreas se seleccionaron debido al alto petróleo remanente que queda por extraer, a las buenas propiedades de roca de acuerdo al ambiente de sedimentación y a la buena conectividad entre los pozos productor – inyector.

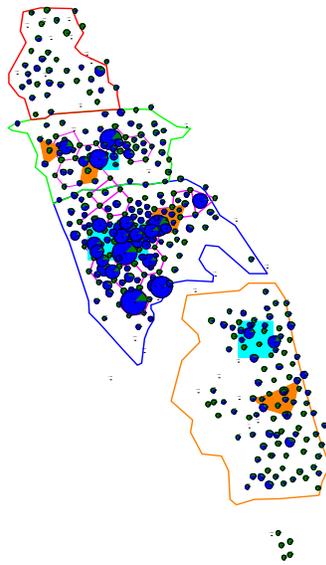


Figura 22. Áreas preseleccionadas CEOR campo de estudio. Base de datos OFM.

2. Descripción de las Técnicas de Recobro Químico Mejorado (CEOR)

Según Surguchev (2005) la mayor parte de la producción mundial actual de petróleo proviene del desarrollo de campos maduros, por consiguiente, el aumento del factor de recobro es fundamental para satisfacer la creciente demanda energética en los próximos años. El recobro mejorado o terciario EOR (Enhanced Oil Recovery) se refiere a los procesos o técnicas que se utilizan para la recuperación del petróleo residual que se encuentra en un yacimiento una vez la recuperación primaria o secundaria no es eficiente. Por lo tanto, la efectividad del recobro primario y secundario depende de dos factores (Salager, 2005).

- Escala microscópica o de poro, en la cual el petróleo alcanza la saturación baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por fuerzas capilares.
- Escala macroscópica o de yacimiento, presenta ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra por la baja permeabilidad, y porque se crean canales preferenciales, por la alta movilidad entre el fluido desplazante y el fluido desplazado.

El recobro mejorado establece cambios en las propiedades de la roca (mojabilidad) o de fluido (viscosidad o tensión interfacial). Los procesos de recobro mejorado usualmente se usan como una continuación del recobro secundario, por eso se les denomina recobro terciario. No obstante, en el caso de petróleos muy viscosos y lutitas petrolíferas, con muy poco o ningún recobro primario ni secundario, el recobro mejorado se refiere a las técnicas de recuperación empleadas desde el comienzo de la vida productiva del yacimiento, es decir, que no se restringen a una fase en particular.

Con respecto a las técnicas de recobro químico mejorado estas complementan la energía natural del yacimiento para el desplazamiento del petróleo residual, mediante la interacción de los fluidos químicos con el sistema roca fluido, mediante mecanismos físico – químicos que modifican la humectabilidad o disminuyen la tensión interfacial. Debido a que la eficiencia de barrido es baja en un proceso recobro secundario por inyección de agua y las altas fuerzas capilares en la etapa madura del proceso.

Según Al-Mjeni et al. (2011) muchos tipos de químicos se inyectan para recuperar el petróleo, sin embargo, la mayoría corresponden a surfactantes, polímeros y álcalis. La inyección de químicos puede resultar significativamente exitosa para el desplazamiento de petróleo residual, las recuperaciones de petróleo que se han reportado (laboratorio-campo) están entre el rango de 90%.

Históricamente la inyección de polímeros es más empleada que los otros dos métodos. A continuación, en la Tabla 1 se presenta una breve descripción de los tipos de métodos de recobro mejorado químico.

Tabla 1. *Efectos físicos de los métodos EOR*

MÉTODO EOR		Soporte de presión	Mejoramiento del barrido	Reducción de la IFT	Alteración de la mojabilidad	Factor de recuperación incremental
Método químico	Polímero					Bajo
	Surfactante					Moderado
	ASP					Alto

Nota. Al-Mjeni et al. ¿Llegó el momento para la tecnología EOR?, Oilfield Review. 2011, p. 22

2.1 Inyección de Polímeros

Algunas de las técnicas de recuperación mejorada buscan aumentar el recobro por métodos de inyección de fluidos a través de la adición de surfactantes, polímeros entre otros *Ibíd.* La inyección de polímeros es empleada a la hora de aumentar la eficiencia de desplazamiento, debido a que el fluido desplazante (usualmente agua) es menos viscoso que el fluido desplazado (petróleo) debido a ello el frente de inundación puede volverse inestable, es decir, el borde de ataque del frente en lugar de ser radialmente simétrico o lineal forma ondas o dedos que penetran en el petróleo, dichos dedos de agua alcanzan el pozo productor y posterior a esto el agua inyectada seguirá con preferencia dichos trayectos. Con el fin de aumentar el barrido y evitar dicho problema se inyecta polímeros o espumas con el propósito de incrementar la viscosidad del agua.

A su vez la inyección de polímeros es un método de recobro mejorado químico en el cual se altera la viscosidad del agua de inyección con el objetivo de generar control en la movilidad de los fluidos inyectados en el yacimiento, por medio del aumento de la viscosidad de la fase acuosa

generado una relación de movilidad baja cercana a 1 indicado que el fluido inyectado no puede ir más rápido que el fluido desplazado, lo que permite un incremento en el barrido del petróleo residual en la formación productora.

Según Melo (2005) dicho aumento de viscosidad puede causar también una reducción en la permeabilidad efectiva en la zona barrida, esta reducción actúa favorablemente como efecto secundario restaurando la presión del yacimiento después del paso del polímero.

El polímero inyectado empleado es una macromolécula compuesta por agua y moléculas químicas de tamaño pequeño formadas por la unión de enlaces covalentes de unidades simples llamadas monómeros, estas unidades químicas forman parte de un material resistente, y de alto peso molecular, óptimo para el control de flujo de agua en el yacimiento y procesos de recobro mejorado químico.

Los dos tipos de polímeros más utilizados son la poliacrilamida que es un material sintético en forma parcialmente hidrolizada (HPAM) y el biopolímero Xanthan. Ambos tipos de polímeros reducen la movilidad del agua por el incremento de viscosidad y reducción de permeabilidad efectiva en el yacimiento.

2.1.1 Poliacrilamida Hidrolizada (PHP). La poliacrilamida parcialmente hidrolizada es un polímero sintético que ha sido utilizado ampliamente en proyectos de recobro mejorado por generar aumento de viscosidad en fluidos acuosos, reduciendo la permeabilidad en las zonas contactadas para reducir la movilidad del agua inyectada en la formación

A continuación, en la Tabla 2. Se muestran las ventajas y las desventajas de la poliacrilamida hidrolizada.

Tabla 2. Zonas en un proceso de combustión

CARACTERISTICAS DE LA POLIACRILAMIDA HIDROLIZADA	
Ventajas	Desventajas
Excelente inyectividad y propagación	-
Alto poder viscosificante	Cizallamiento sensible
Estabilidad buena y larga en condiciones de yacimiento leves	Sensible a temperatura y sales
Rentable, alta capacidad de producción en todo el mundo	Sensible a producto químico, degradación
No tóxico	Biodegradabilidad baja

Nota: SNF Floeger. EOR 101. 2019

2.1.2 Biopolímero Xanthan. Es un material polisacárido de polvo fino secretado por bacterias, aniónico, con tolerancia a la salinidad y tolerancia a los iones de dureza; con respecto a la temperatura varía de acuerdo con los componentes de fase acuosa, la degradación comienza a los 200 a 250 F (93 A 121 C).

La goma Xanthan tiene más resistencia a degradaciones térmicas, mecánicas y químicas que la poliacrilamida, sin embargo, sus principales desventajas es que tiene una gran susceptibilidad al ataque bacteriano y su precio es elevado (Ibíd.).

2.2 Inyección de Surfactantes

Los surfactantes son moléculas de cadena (intermedia a larga) que como se muestra en la tiene una sección hidrofóbica (poco afín al agua) y una sección hidrofílica (afín al agua), es decir son solubles tanto en compuestos orgánicos como en agua, al inyectarse el surfactante las moléculas del mismo se acumulan en la interfase agua-petróleo y reducen la fuerza de tensión interfacial (IFT) entre las fases.

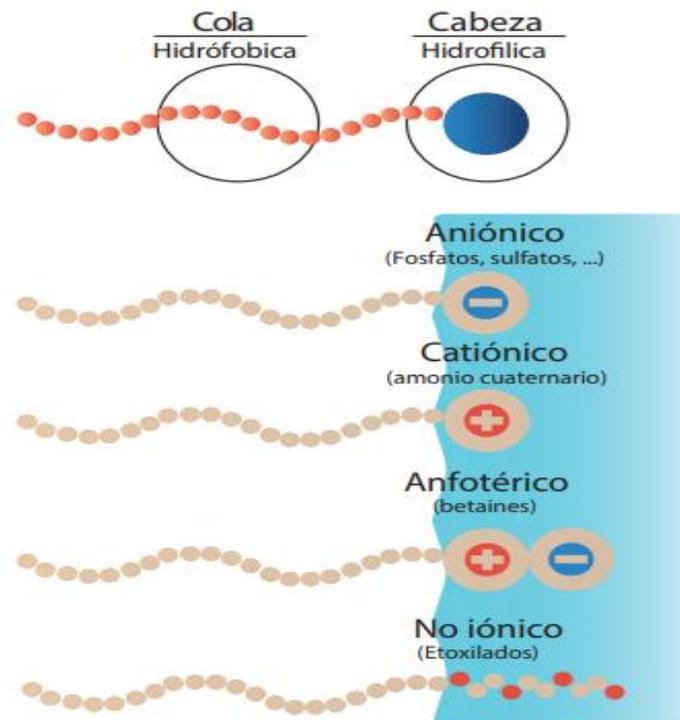


Figura 23. Esquema de las moléculas de los surfactantes

SNF Floeger. EOR 101. 2019

Los surfactantes pueden ser clasificadas según la naturaleza iónica del grupo principal, pueden ser aniónicos, catiónicos, anfóteros y no iónicos. En los procesos químicos EOR los surfactantes más empleados son los aniónicos debido a que presentan una baja absorción en las rocas arenisca las cuales tienen una carga superficial negativa. Los surfactantes no iónicos sirven como co-surfactantes, con el fin de mejorar el comportamiento de la fase del sistema, a su vez son más tolerantes a altas salinidades, sin embargo, para la reducción de las IFT no son tan buenas como los surfactantes aniónicos. Debido a lo anterior se usa una mezcla de surfactantes aniónicos y no iónicos con el objetivo de aumentar la tolerancia a la salinidad (Sheng, 2011).

Los surfactantes catiónicos suelen absorber fuertemente en las areniscas, debido a ello, no se usan en yacimientos de arenisca, pueden ser usados en yacimientos de carbonatos para cambiar la

mojabilidad de aceite a agua. Los surfactantes anfóteros suelen ser de tres tipos no ionicos-anionicos, no ionicos-cationicos y aniónicos-catiónicos, estos son tolerantes a temperaturas altas y a la salinidad, sin embargo, son costos (Ibíd., 240).

Las fuerzas capilares impiden que el petróleo se desplace a través de las restricciones mojables por agua, tales como las gargantas de agua por lo tanto la reducción de estas fuerzas aumenta la recuperación de aceite residual. En el momento en el que la relación de fuerzas viscosas o capilares, o el número capilar es alto indica que las fuerzas viscosas predominan y el petróleo remanente se puede desplazar (Al-Mjeni et al., 2011), tal y como se muestra en la *Figura 24*. A pesar de su eficiencia los surfactantes están entre los inyectables más costosos en los procesos de recuperación mejorada.

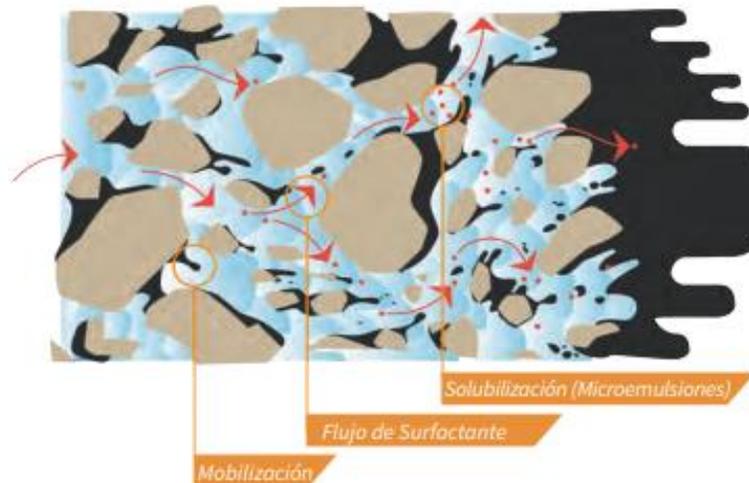


Figura 24. Mecanismo de acción de los surfactantes

SNF Floeger. EOR 101. 2019

2.3 Inyección Surfactante - Polímero

La inyección de surfactante y polímero también es llamada inyección de soluciones micelares poliméricas, este proceso consiste en inyectar surfactante para así movilizar el petróleo, reduciendo

las fuerzas de tensión interfacial entre el agua y el petróleo, seguido de la inyección de polímeros con el fin de prevenir el fenómeno de fingering y aumentar la viscosidad de la fase acuosa, mejorar la movilidad de los fluidos y darle estabilidad al proceso (Ibíd.)

Cuando el surfactante y el polímero se inyectan al mismo tiempo su compatibilidad suele ser un problema, en el momento en el que el polímero se inyecta antes del surfactante.

2.4 Inyección de ASP (Álcali – Surfactante – Polímero)

En un proceso de combinación de mezclas álcali-surfactante-polímero (ASP), como se muestra en la *Figura 25*, inicialmente se inyecta una combinación de álcali y surfactante, este tapón se mezcla con el aceite y varia sus propiedades, reduciendo así la IFT y alterando la mojabilidad de la roca, por consiguiente, estos efectos producen la movilización de más aceite. A continuación, se inyecta un tapón de polímero con el fin de mejorar la diferencia de movilidad entre el aceite y los fluidos inyectados, de igual manera este tapón es seguido de un tapón de agua dulce con el propósito de optimizar la recuperación de los químicos y luego por un mecanismo de empuje de agua (Olajire, 2014). De igual manera las formas de los frentes de inundación se verán afectados por el efecto de la segregación gravitacional en el barrido y por la heterogeneidad de la formación, como la presencia de una capa de permeabilidad más alta (como se observa en la capa más oscura) (Al-Mjeni et al., 2011)

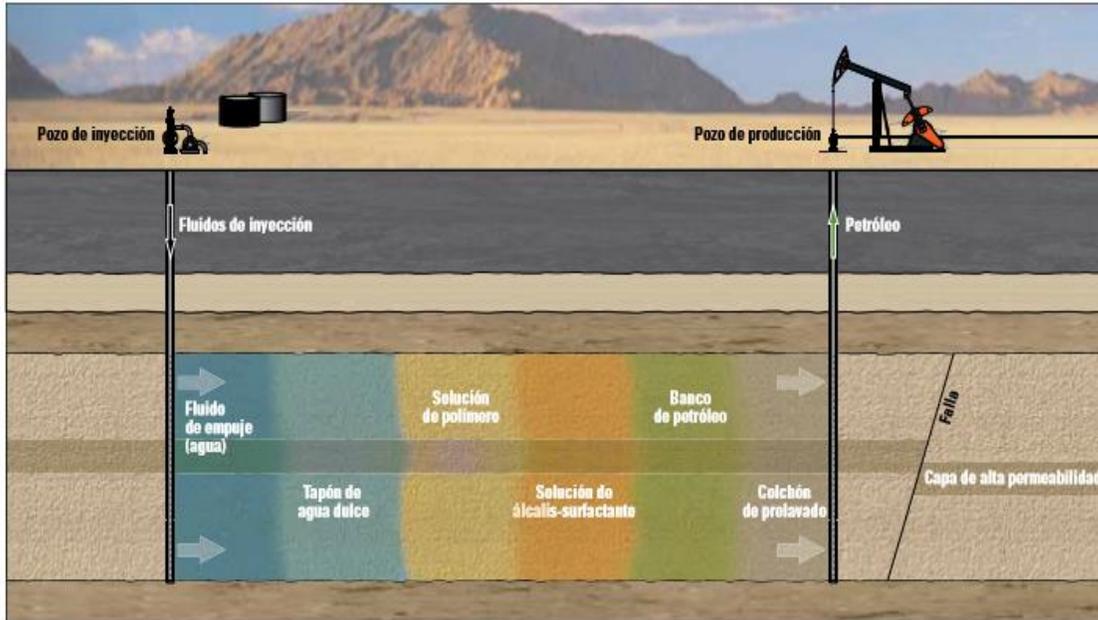


Figura 25. Método de recobro mejorado químico con ASP.

Al-Mjeni et al. ¿Llegó el momento para la tecnología EOR?, Oilfield Review.

2011, p. 24

2.5 Inyección de Álcali

Los químicos alcalinos son coinyectados con el fin de desplazar el aceite, el álcali saponifica (convierte un cuerpo graso en jabón) los ácidos nafténicos en el petróleo crudo para generar naftenato de sodio (jabón) in situ, lo cual reduce la IFT entre el agua y el petróleo y producir emulsificación. “A su vez reduce la adsorción de surfactante producto del alto pH de la inyección del álcali” (Sheng, 2011).

Los álcalis utilizados para la formación in situ de surfactante son: hidróxido de sodio, carbonato de sodio, ortosilicato de sodio, tripolifosfato de sodio, metaborato de sodio, hidróxido de amonio y carbonato de amonio; los primeros dos son usados con mayor frecuencia (Ibíd.)

2.6 Geles Obturantes

La inyección de geles es conocido como método de conformance químico, el cual tiene como fin minimizar el efecto de las canalizaciones de agua de inyección y mitigar las heterogeneidades de las formaciones mediante el mejoramiento de la eficiencia areal y vertical aumentando la resistencia al flujo en zonas de alta permeabilidad o fracturadas (Maya y García, 2013), de esta manera hace que el proceso de inyección de agua sea más eficiente contactando áreas no barridas en el yacimiento aumentando la recuperación de hidrocarburos.

3. Campos de Petróleo de Ambiente Fluvio – Deltaico en donde se Han Implementado

Técnicas de Recobro Químico

En la actualidad, la mayoría de las principales cuencas de deltas en el mundo han sido exploradas parcialmente y el futuro de la exploración estará dirigido hacia cuencas más pequeñas, trampas estratigráficas y en mejorar la recuperación de hidrocarburos en los campos maduros. Como lo señalo Helwing (1987), la geología de desarrollo debe estar dirigida a mejorar la recuperación de petróleo en campos conocidos, para ello se requiere conocer la geometría y características internas de los deltas y yacimientos deltaicos, que pueden ser proporcionados por estudios sedimentología de los sistemas deltaicos.

En el escenario mundial se han desarrollado numerosos proyectos de recobro químico mejorado en búsqueda de aumentar el factor de recobro en campos maduros para aumentar producción y reservas. Dadas las propiedades roca-fluido, el ambiente depositación fluvio-deltaico y la etapa de madurez del proyecto de inyección de agua del campo de estudio y la principal condición es la de aumentar la eficiencia de desplazamiento del fluido desplazante (agua) la técnica

química que sería adecuada es la inyección de polímeros con el propósito de aumentar la viscosidad del agua, para ello se analizaron algunos campos de petróleo a nivel mundial, que implementaron esta técnica de recobro químico en las operaciones de extracción de hidrocarburos.

3.1 Campo Shuanghe

El campo de petróleo Shuanghe fue descubierto en el año 1976, localizado en China central en Biyang Sag en la provincia Henan con un petróleo original en sitio (OOIP) de 4557 MMBls, la mayor formación productora está a una profundidad de 4856 ft en el Terciario (Paleógeno), el cual es un complejo cuerpo de arena hecho de ciclos deltaicos (Yacimiento multicapa), se caracteriza por la depositación de abanicos deltaicos, con espesores gruesos y heterogéneos con altas temperaturas (158° – 208° F), el yacimiento está conectado con un acuífero activo en el este (Chen, Song, Fan, Hu, Qiu, & Tang, 1998).

Para evaluar la factibilidad del uso de los polímeros químicos, el procedimiento fue la caracterización de yacimientos gruesos, incluyendo características geológicas, micro facies de sedimentación, análisis de heterogeneidad y unidad hidrodinámica, luego se realizó un estudio de la estabilidad termo-oxidativa de los polímeros agregando estabilizadores. Finalmente, un diseño óptimo y efectivo a inyección de polímeros a una alta temperatura (162° F) en prueba piloto en la Capa IIs en el campo Shuanghe aumentando en 10,4 el factor de recobro. Debido a que comúnmente se cree que el límite de inyección de polímeros es de 158 °F, la prueba de inyección de polímero a una temperatura alta (162°F) se llevó a cabo en un yacimiento de espesor grueso en el año 1994 y el éxito de la prueba se dio por el alto peso molecular que se usó en el polímero y estabilizadores de oxidación térmica.

Las características geológicas y estado de desarrollo de la Capa IIs, la cual se encuentra dentro de la zona II (en el bloque Norte) del campo petrolero de Shuanghe, es un depósito de capas múltiples, multiritmicas y multilitológicas (Ver Tabla 3).

Tabla 3. *Tabla parámetros básicos geológicos de IIs y área del piloto*

Área	IIs	Piloto
Área HCs (Acres)	744	198
OOIP (x 10⁶ Bls)	28.9	4.8
Espesor Área, H (ft)	64.3	82.7
Espesor Efectivo, h (ft)	46.3	65.1
Temperatura (°F)	162	162
Presión Inicial (Psi)	2147	2147
Permeabilidad (mD)	0.834	0.427
Porosidad ϕ (-)	0.216	0.2025
Coefficiente de Variación de Permeabilidad V (-)	0.73	0.793
Viscosidad del petróleo μ_o (cP)	7.8	7.8
Salinidad de agua de formación (Ca, Mg) (ppm)	5060	4356

Nota: Adaptado de SPE 50933 Jinsong, et al. (1998) p.7

En la *Figura 26*, se muestra el área del piloto el cual se encuentra en el suroeste de la Capa IIs. Comenzando la inyección de agua en 1978 y mejorando el patrón de inyección con un espacio entre pozos de 820 – 984 ft. En diciembre de 1993 antes de la prueba de campo de inyección de polímeros, el factor de recobro en la Capa IIs era de 39,2 y el corte de agua de 90,4. Tres pozos de inyección de polímero, un pozo de producción central y tres pozos equilibrados constituyen el área central de un patrón de cuatro puntos de forma irregular, el OOIP en el centro del área triangular del pozo es de 816342 Bls, OOIP controlada por los tres pozos de inyección de polímero es de 66 x 762 Bls. Hay 8 pozos respondieron en el momento de la prueba y 6 pozos de inyección de agua periférica. En el comienzo de la inyección de polímeros, el corte de agua compuesto por los cuatro pozos del centro del área piloto es de 92,5 y la tasa es de 242 Bls/d.

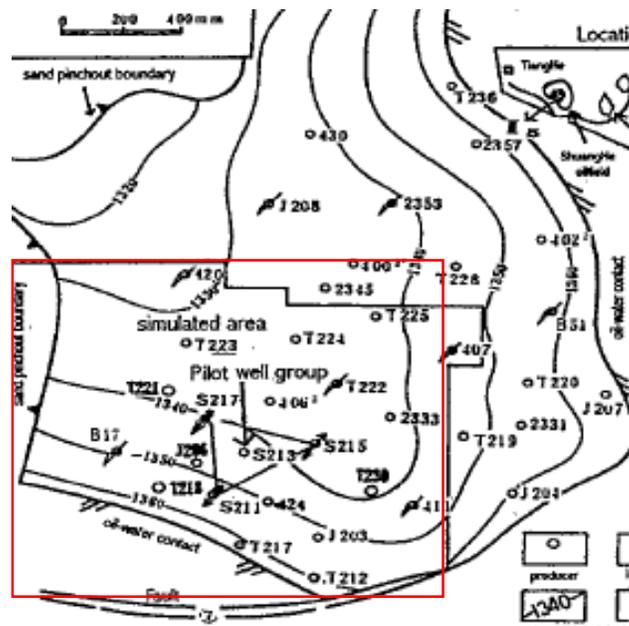


Figura 26. Localización del grupo de pozos piloto de la Capa IIs en el norte del bloque del campo Shuanghe.

Tomado de Jinsong, et al. (1998) SPE 50933 p.9

Las microfacies de sedimentación se dividieron en varias facies litológicas y sus combinaciones por observación de muestras de núcleo de 7 pozos. Las secciones transversales se trazaron de acuerdo con la forma de registros y el registro de facies, su variación y distribución fueron estudiadas, y el mapa de distribución de microfacies se trazó sobre la base de Interbeds.

El estudio sugiere que la capa IIs es un aluvial submarino de abanico de depósitos lacustres deltaicos trenzados, formado a partir del flujo intermitente de rápidos ríos trenzados en un lago (en el bloque Norte, IIs) estaba ubicado entre el frente deltaico y subfacies. Las microfacies de sedimentación de la Capa IIs puede ser dividida en 6 tipos, con canales de distribución bajo el agua de microfacies dominantes: bajo el agua canal de distribución (CD), canal de distribución baja el agua bucal (MB), arena frontal (MS) o barra distal (DB), bajo el agua canal de arena de canal distributivo, precediendo al delta (PD) y lago profundo (DL) Figura 2. Las últimas 4 subcapas son depósitos de petróleo, se formaron durante los periodos de sedimentación activa con amplio rango de distribución y grosor, los principales cuerpos se encuentran dentro de la barra de arena de canal de distribución bajo el agua y microfacies frontal. La evolución y distribución de las microfacies en la Capa IIs determina la ocurrencia de yacimientos y la falta de homogeneidad, y la influencia en la dirección de flujo, el volumen del barrido y recobro de petróleo en la inyección de agua y polímeros, como se ilustra en la Figura 27.

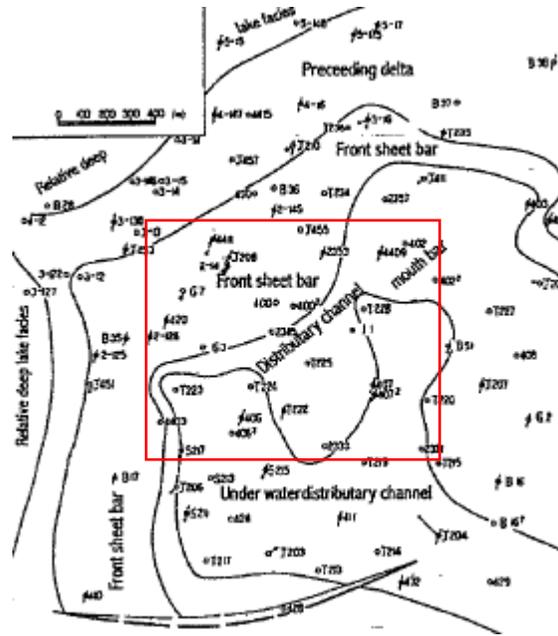


Figura 27. Micro-sedimentación de la capa IIs en el piloto del área de inyección del polímero
Tomado de Jinsong, et al. (1998) SPE 50933 p.9

La heterogeneidad del yacimiento de la Capa IIs se divide en cuatro capas individuales y 24 intervalos de precipitación no homogéneos, la continuidad del yacimiento es buena y el espesor de la arena es constante. Las propiedades físicas del yacimiento están estrechamente relacionadas con las microfacies y empeoran por debajo del canal de agua distribucional a la barra de boca del canal distribuitario, al frente de la hoja de arena, la barra de arena distal y al delta anterior.

La permeabilidad varía de manera diferente en microfacies diferentes. La permeabilidad disminuye de abajo hacia arriba bajo el agua del canal de distribución, mientras que aumenta en el canal de distribución barra de la boca. Las permeabilidades de la subcapa IIs3 y IIs2 son más grandes que los IIs4 y IIs1. La falta de heterogeneidad en la capa es alta que, entre las capas, la variación de permeabilidad en el área del piloto es de 0,791, que es mayor que el valor promedio de toda la capa IIs, como se observa en la *Figura 28*.

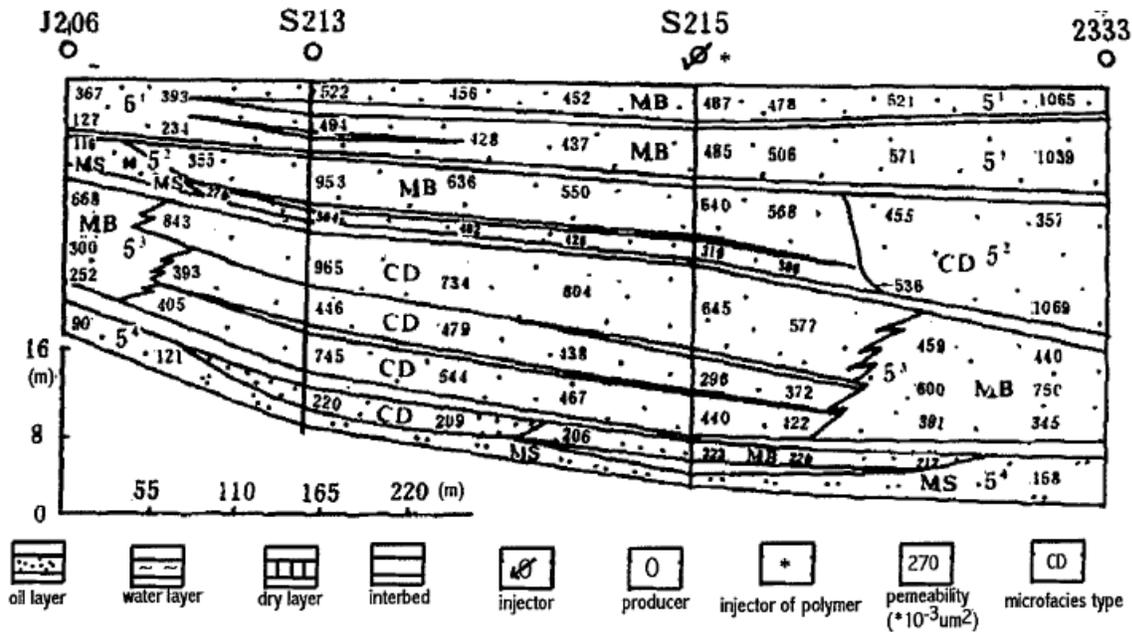


Figura 28. Las microfases de sedimentación y el perfil de permeabilidad del área del piloto de inyección de polímeros

Tomado de Jinsong, et al. (1998) SPE 50933 p.9

Para la predicción homogeneidad Interwell lo que primero que realizaron fue construir un modelo de interpretación de registro combinado con datos de núcleo, estandarizado por multielementos estadísticos, interpretando la permeabilidad punto a punto calculando la permeabilidad en un rango de 0,32 – 0,41 ft por punto en la vertical. El error relativo a la permeabilidad entre el modelo predictivo y el núcleo analizado es 29 %.

Predicción de permeabilidad Interwell, el espesor del yacimiento y la permeabilidad en los puntos la calcularon con una cuadrícula 32x0.32 ft por el método *Kriging* y la ponderación de distancia de puntos según espesor y valor de K interpretando los pozos relevantes. La distribución del cuerpo de arena del yacimiento es altamente permeable, las barreras y microestructura local se puede ver en la *Figura 29*.

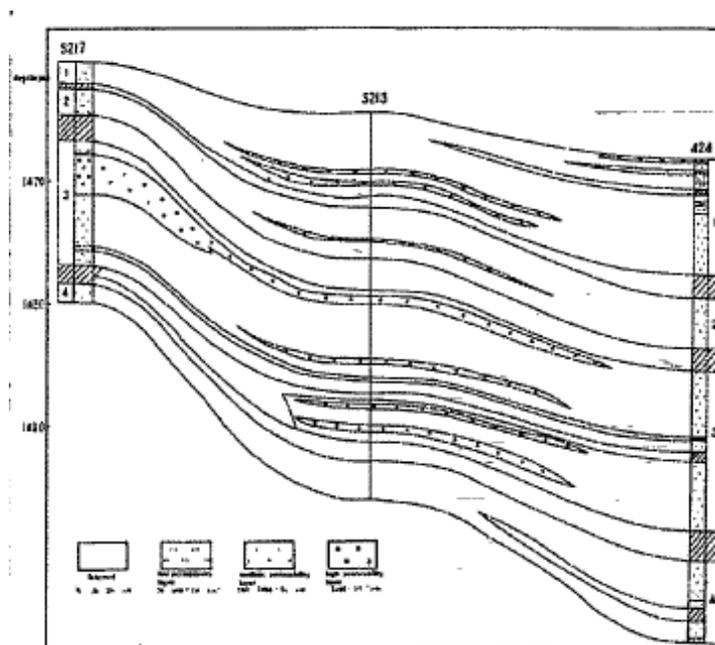


Figura 29. Interwell con alta permeabilidad en el área del piloto del campo Shuanghe
Tomado de Jinsong, et al. (1998) SPE 50933 p.10

Con respecto al análisis de unidades hidrodinámicas, asumieron que la porosidad y permeabilidad coinciden con la ecuación Kozeny – Carman

$$K = \frac{1}{Hc} * \frac{\phi^3}{(1 - \phi)^2} \tag{1}$$

Donde Hc es una propiedad constante de estructura de poros la cual es controlada por la tortuosidad, la forma, la superficie específica y la aspereza. De la ecuación anterior, se pudo tener una relación entre el índice de calidad del yacimiento (RQI) y el índice de zona de flujo (FZI) y ϕz ($\phi z = Q/(1 - \phi)$):

$$\text{Log } RQI = \text{Log } FZI + \text{Log } \phi z \tag{2}$$

$$RQI = 0.0314 * (\phi/K)^{1/2} \quad (3)$$

Se trazaron los datos de corazón de FZI y ϕz en papel doble registró, se colocaron muestras con un valor FZI similares en la misma línea formando una línea que agrupa o divide las muestras en unidades con diferentes características hidrodinámicas a través del análisis de conglomerados. Finalmente se dividió el yacimiento en unidades hidrodinámicas con diferentes RQI . Los tipos y características de unidades de flujo de las capas de hidrocarburos IIs con diferentes características de flujo se pueden dividir de acuerdo con las pendientes FZI de $RQZ - \phi z$ los cuales son 9.5, 5.5, 2.5, 1.25 y 0.625 respectivamente, ver *Figura 30*.

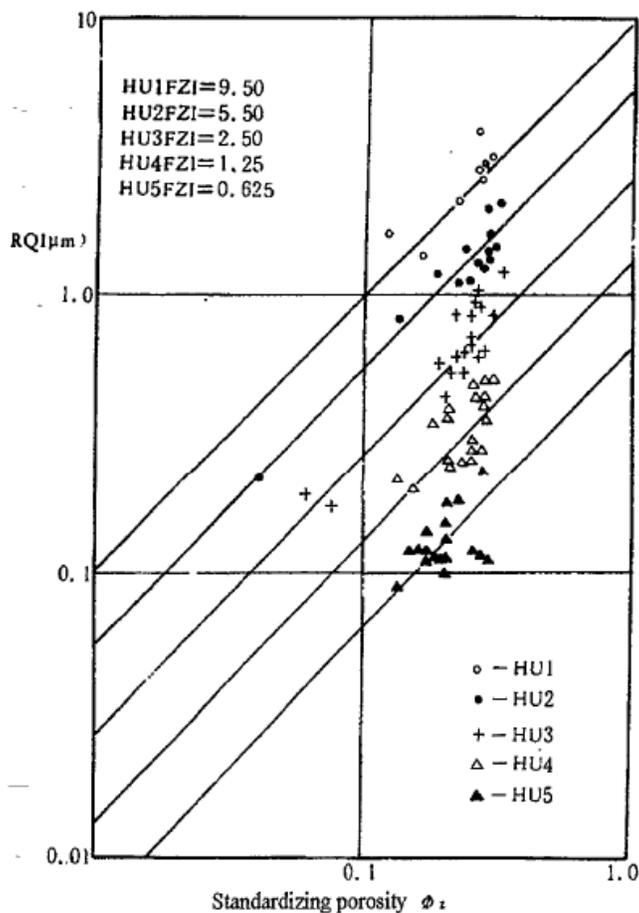


Figura 30. División de las unidades hidrodinámicas

Tomado de Jinsong, et al. (1998) SPE 50933 p.10

Las unidades hidrodinámicas se dividen de grande a pequeño, también dividieron como tipo 1, 2, 3, 4 y 5. De la unidad 1 a la 5, la calidad del yacimiento se deteriora, la litología cambia de gruesa a fina, los poros de radio de garganta cambian grande a pequeño y el estado de inundación. Las secciones de las unidades hidrodinámicas coincidieron con la sección de composición de núcleos en los pozos de inspección (Xiao, Xue, Qing & Jin, 1994), como se ilustra en la *Figura 31*. Adicionalmente a estas unidades hidrodinámicas le hicieron una comparación con los perfiles de producción *Figura 36*.

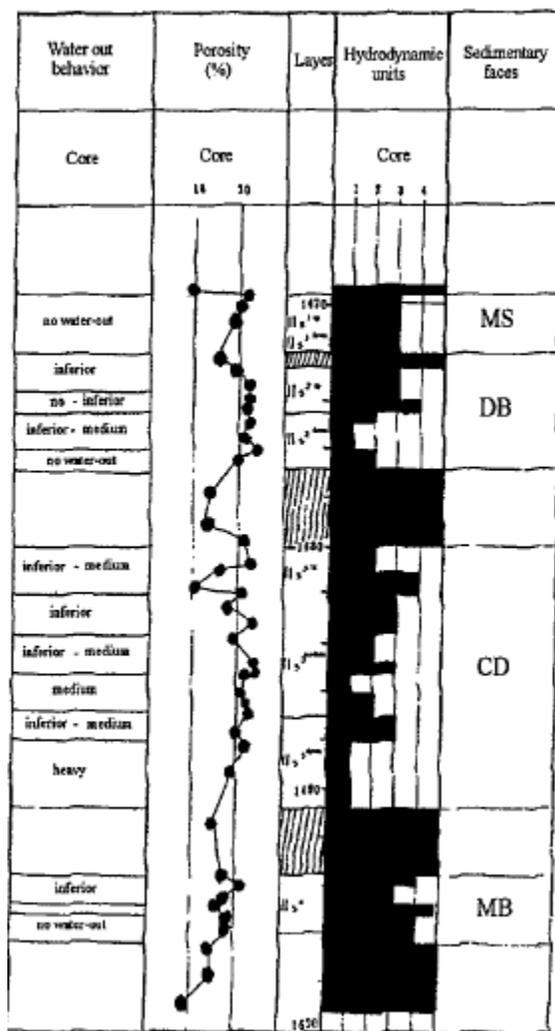


Figura 31. Perfil de las unidades hidrodinámicas de datos de núcleo en el pozo S213

Tomado de Jinsong, et al. (1998) SPE 50933 p.10

Simulación numérica VIP-Polymer con la construcción modelo numérico 3-D muestra que el ajuste histórico de un pozo individual alcanza un 85%, el ajuste histórico y el porcentaje actual de recobro es de 38.2 % y 38.9 %, compuesto por un corte agua de 90.4 % y 89.7 % respectivamente. Todo esto indica que el modelo de yacimiento construido está bien con el yacimiento real.

Después realizaron un screening y evaluación de polímeros de alta temperatura, para los años 1991 y 1992 no existían polímeros de tipo comercial (policrilamina parcialmente hidrolizada, HPAM) la cuales resisten temperaturas por encima de 158 °F en el mundo, al momento de realizar el piloto ya existían compañías que ofrecían HPAM, se recolectaron diez productos para evaluar propiedades básicas las cuales son:

- Evaluación de la calidad de HPAM: El grado hidrolisis, peso molecular, volubilidad.
- Evaluación de la propiedad de la solución HPAM: Concentración de la relación de viscosidad, relación viscosidad – temperatura, sensibilidad a la sal, reología y filtrabilidad.
- Flujo de la solución HPAM en medios porosos: Propagación, factor de resistencia residual, retención de absorción dinámica, eficiencia de desplazamiento de aceite, curva relativa de permeabilidad de inundación de polímero, volumen de poro inaccesible.

Tabla 4. Evaluación de propiedades de polímeros

polymer type	3430S	3530S	S525	S625	1275A	Dp9-6713
molecular weight ($\times 10^4$)	1205	1680	1432	1967	1670	1500
degree of hydrolysis	21.1	18.9	22.9	23.5	20.7	21.12
solution viscosity (cP) (fresh water)	86 °F	50.2	52.0	52.7	61.7	69.8
	158 °F	34.6	36.6	36.6	39	47.7
solution viscosity (cP) (field produced water)	86 °F	14.9	15.7	13.7	17.4	17.1
	158 °F	8.2	9.3	7.8	10.7	9
resistance factor	27~50.2	35~59.8	20~60			
residual resistance factor	1.8~14	2.0~14.9	3~13.5			
dynamic adsorption (ppm)	19300 - 84500	30500 - 120500	38900 - 90700			
inaccessible pore volume	0.20~0.31		0.20~0.32			
adding stabilizer	no	no	yes	yes	no	yes

Nota: tomado de Jinsong, et al. (1998) SPE 50933 p.7

En la *Figura 32* y *Figura 33* se observa que los polímeros S525 de alto peso molecular y los polímeros Dp9-6713 con adición de estabilizadores son adecuados para inyección de polímeros a alta temperatura. Las relaciones de concentración de viscosidad y diagrama reológico de diferentes temperaturas y calidad de agua para el polímero S525

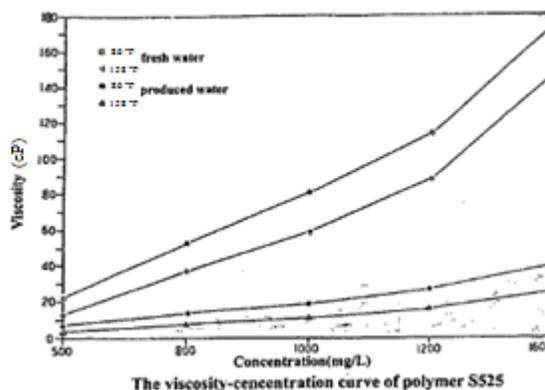


Figura 32. Curva de polímero S525 Viscosidad – Concentración

Tomado de Jinsong, et al. (1998) SPE 50933 p.11

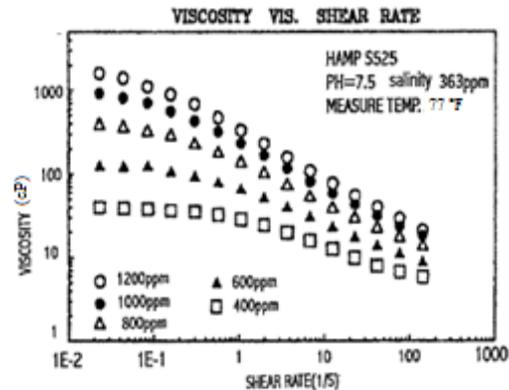


Figura 33. Viscosidad vs Shear rata

Tomado de Jinsong, et al. (1998) SPE 50933 p.11

La estabilidad oxidativa térmica de los polímeros HPAM se degradan fácilmente de dos formas por encima de los 158 °F, uno es la degradación oxidativa de la cadena molecular grande, y el otro es la hidrolisis del grupo amina. Después de realizar múltiples soluciones de polímeros con evacuación del contenido de oxígeno en las muestras, las cuales permanecieron selladas a una temperatura constante de 167 °F, para medir los cambios de viscosidad y obtener los mecanismos degradantes. Y después se realizó otra prueba la cual consistía en adicionar estabilizadores químicos para analizar su comportamiento, llegando a la conclusión en que la forma efectiva de resolver el problema de la degradación oxidativa térmica de polímeros a alta temperatura era mediante la adición de varios estabilizadores químicos (Chen, 1998).

Resultados del piloto de Inyección de Polímeros en el campo Shuange

- La producción de petróleo aumento y el corte de agua disminuyó significativamente. Seis meses después de la inyección de polímero, los efectos aparecieron significativamente, once meses después se redujo el corte de agua drásticamente y la producción de petróleo estaba en el pico. La producción de petróleo en el pozo central aumento de 51 Bls/d a 167 Bls/d, en 4 pozos del área central aumento de 91 Bls/d a 513 Bls/d. En diciembre de 1997

la producción de petróleo acumulada fue de 453727 Bls en el área piloto y 83268 Bls en el pozo central; la recuperación incremental de petróleo aumento en un 9.97 % del OOIP en comparación con los resultados de la simulación de inyección de agua, esta predijo que la recuperación incremental de petróleo alcanzaría el 10.4% de la producción de petróleo adicional acumulada de 504304 Bls, con una eficiencia de 1297 Bls de petróleo por 1 Bls de polímero. El corte de agua en el pozo central se redujo en 22.8 % y en el área central de los cuatro pozos se redujo en 11.2 %

Tabla 5. Resultados de proyecto piloto de inyección en la Capa IIs, Campo Shuanghe

Well Area	Oil production rate (Bbl/d)		Water cut (%)		Cumulative incremental oil production Bbl	Enhanced oil recovery (%)	
	Beginning of polymer injection	Peak stage	Beginning of polymer injection	Peak stage		Till Dec.1997	Predicted till Dec.1999
Central well	51	161	89.3	66.4	83268	9.97	10.4
Central area (four wells)	227	528	92.5	81.3			
Whole pilot area (including periphery wells area)	762	1143	91.1	86.4	453727		

Nota: tomado de Jinsong, et al. (1998) SPE 50933 p.8

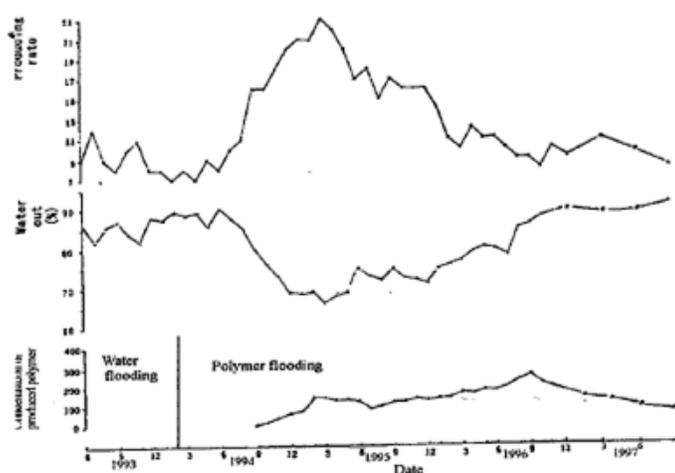


Figura 34. La Curva de producción del pozo S213

Tomado de Jinsong, et al. (1998) SPE 50933 p.11

- La etapa pico efectiva fue hasta los 2 años, periodo duro 6 años

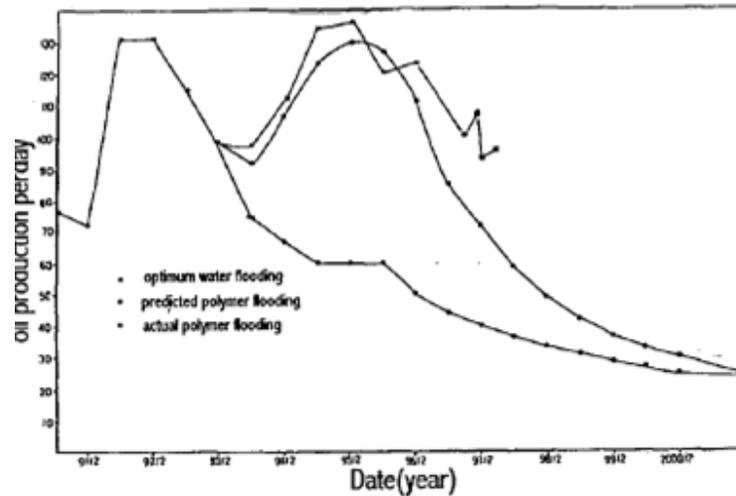


Figura 35. La curva de producción de petróleo por día en el área simulada

Tomado de Jinsong, et al. (1998) SPE 50933 p.11

- El perfil de inyección de agua y el perfil de flujo de flujo de petróleo fueron estudiados marcando notablemente el recobro, el polímero podía reducir el avance areal en una dirección en un proyecto de inyección de agua y agrandar el desplazamiento del petróleo y volumen de barrido.

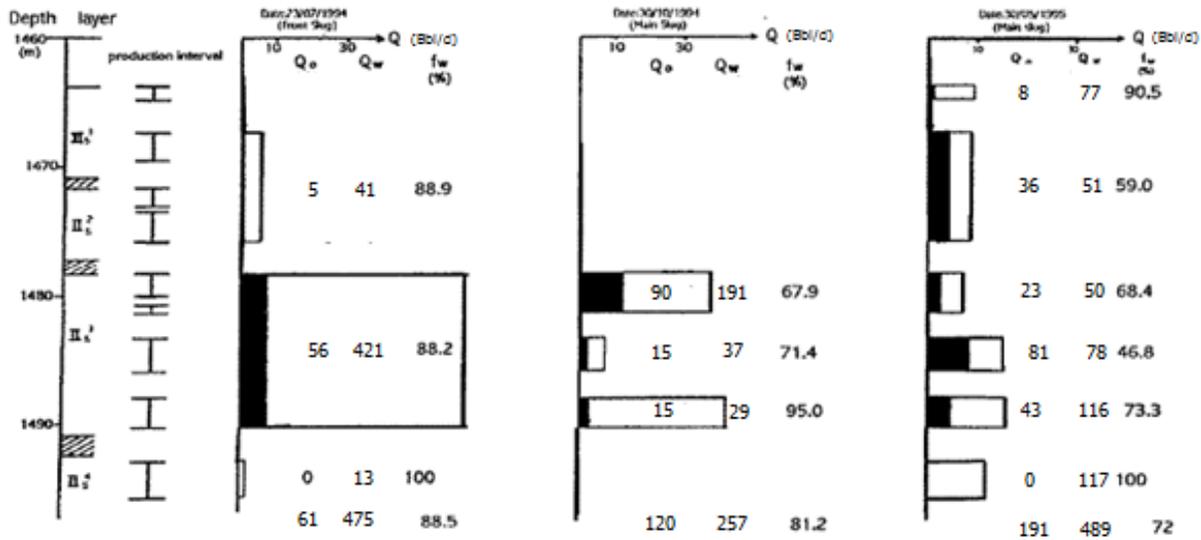


Figura 36. Comparación de perfiles de producción de pozo

Tomado de Jinsong, et al. (1998) SPE 50933 p.12

- La presión de inyección en los pozos de inyección de polímeros aumento de 290 a 725 Psi. La presión de arranque fue de 174 a 1073 Psi en la inyección. Después de que el pozo de petróleo respondió la presión de flujo se redujo, la reducción de la presión manifestó un aumento de producción, por lo tanto, desplazamiento del petróleo residual.
- El polímero se produjo a partir del depósito a alta temperatura con peso molecular de $190 - 220 \times 10^4$, viscosidad de 1.95 – 3.3 cP y un grado de hidrolisis de 41%.

3.2 Campo North Burbank

El campo de petróleo fue descubierto en 1920, se encuentra localizado cerca de Shidler en el condado de Osage, Oklahoma, con un petróleo original en sitio de 671 MM (STB), a lo largo de 35 años de inyección de agua ha producido 150 MM (STB). La formación productora está a una profundidad de 3000 ft, es la arenisca “Pennsylvanian Burbank”. Según el estudio geológico de Trantham (1980) el yacimiento de arenisca Burbank es de origen fluvial con canales de río

individual superpuesto y cortado lateralmente entre sí, influenciado por deltas cerca de la zona marina; dando origen a una arena masiva con pocas discontinuidades internas (Zornes, Cornelius & Long, 1986).

Los datos del núcleo del campo North Burbank evidencian las zonas de alta permeabilidad en donde se tendrá la mejor distribución de permeabilidad vertical, la permeabilidad de la mitad del norte del yacimiento es generalmente más alta y es más heterogénea que la mitad al sur como se puede observar en la *Figura 37*. La mayor parte de la zona norte del yacimiento tendrá permeabilidades de más de 500 mD, mientras que hacia la parte sur se tienen permeabilidades aproximadamente de 100 mD o menos.

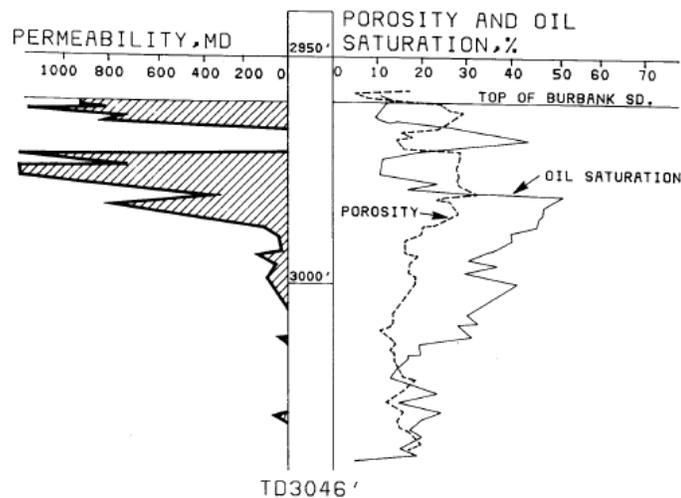


Figura 37. Perfil del núcleo
Tomado de Zornes, Cornelius & Long (1986) SPE 14113

De igual manera se analiza la distribución de propiedades como espesor, permeabilidad, porosidad y capacidad de flujo del área en estudio como se puede ver en la Tabla 6.

Tabla 6. Datos del núcleo para los pozos en el área de inyección de polímeros

<u>Well</u>	<u>Thickness, Ft.</u>	<u>Total Flow Capacity, MD-Ft</u>	<u>Permeability Variation*</u>	<u>Average Permeability MD</u>	<u>Average Porosity %</u>
33-W21	31.0	25,406	0.9	820	24.7
34-4A	51.0	16,403	0.8	322	21.3
34-W23	28.8	807	0.6	28	18.2
35-W21	50.0	4,714	0.6	94	19.4
35-W23	40.6	1,054	0.6	26	16.5
41-17	50.0	20,412	0.9	408	21.1
41-W21	36.0	36,347	0.9	1,010	25.2
41-W25	43.6	20,241	0.9	464	21.3
41-W31S	46.7	5,383	0.5	115	18.2
42-W21	63.0	11,104	0.8	176	19.7
42-W25	51.0	24,145	0.7	473	25.2
43-14A	41.5	12,058	0.8	291	19.6
43-W25	46.7	9,073	0.8	194	20.3
50-W27	43.3	8,124	0.8	188	17.2
51-W23	42.4	1,183	0.5	28	14.7
51-W27	59.0	7,588	0.9	129	18.3
52-W27	48.0	3,050	0.7	64	14.6

Nota: tomado de Zornes, Cornelius & Long (1986) SPE 14113

El proyecto de inyección de polímeros en el campo North Burbank fue desarrollado para mejorar la eficiencia de barrido volumétrico de la inyección de agua, por esta razón se realizó un piloto de inyección de polímero seleccionando la zona norte del yacimiento como se muestra en la *Figura 38* (Zornes, Cornelius & Long (1986)).

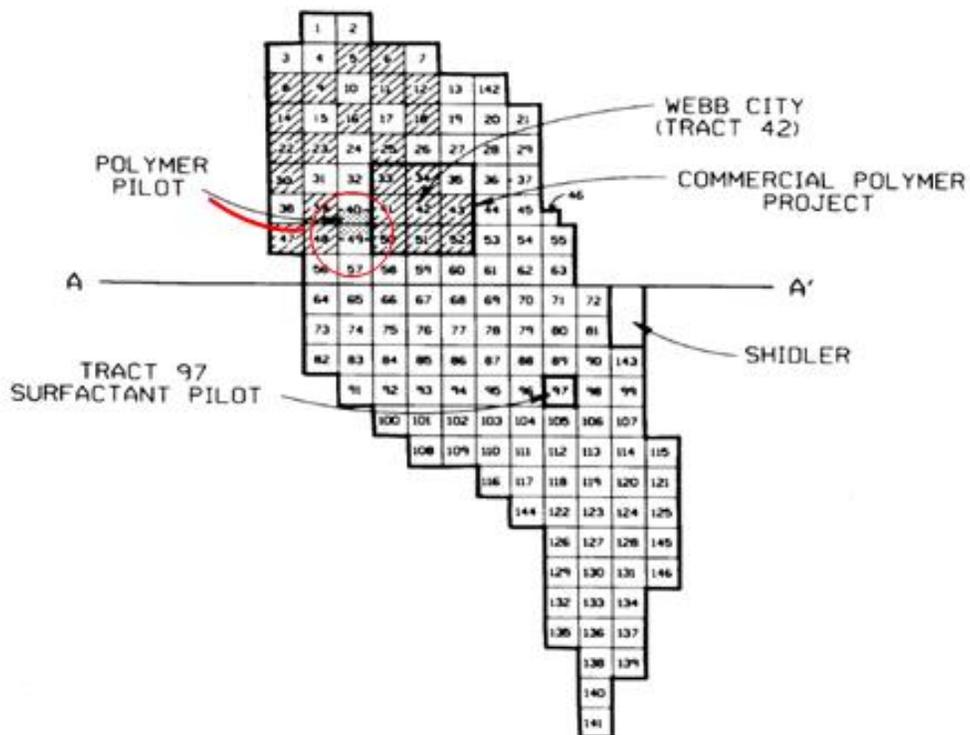


Figura 38. Actividades de inyección química en el campo North Burbank

Tomado de Zornes, Cornelius & Long (1986) SPE 14113

La prueba piloto de inyección en el campo North Burbank inicio en el año 1970, estuvo conformado por pozos en las zonas 40 y 49. Como se muestra en la el patrón de inyección estuvo compuesto por 12 pozos productores y 4 inyectoros.

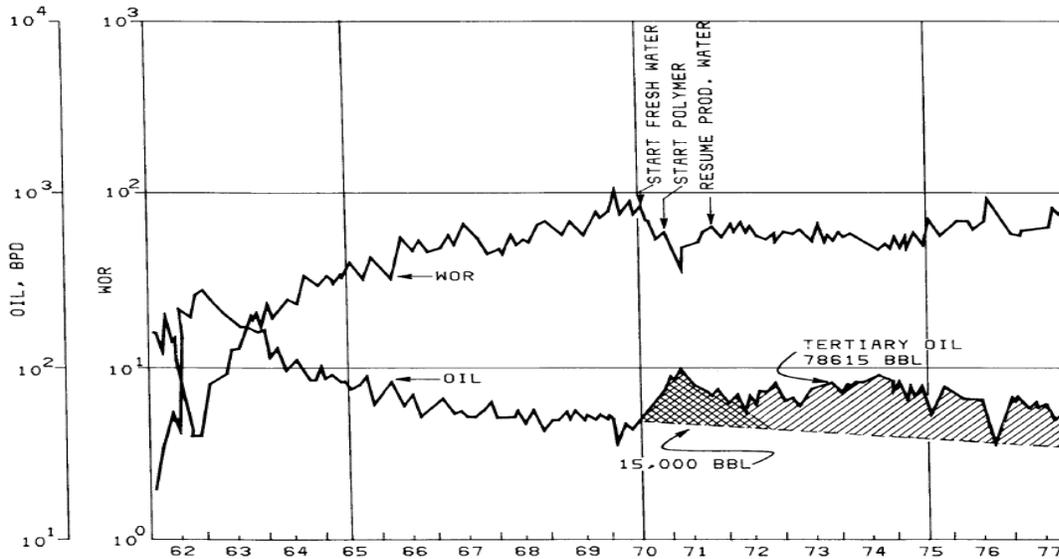


Figura 40. Comportamiento de los pozos productores en las zonas 40 y 49 de la prueba piloto de inyección de polímeros

Tomado de Zornes, Cornelius & Long (1986) SPE 14113

Como respuesta de la efectiva prueba piloto de inyección de polímeros, toda la parte norte del campo North Burbank fue examinada con el fin de determinar la mejor zona para una expansión comercial, cada zona fue evaluada según criterios de potencial inicial de los pozos, la relación del recobro primario a secundario, la capacidad de flujo acumulada de los pozos en la zona basados en el análisis de los núcleos y la producción acumulada del WOR durante la inyección de agua.

Estos criterios fueron tomados con el fin de seleccionar las áreas que contienen zonas de alta permeabilidad que pueden responder favorablemente a la inyección de polímeros. De acuerdo con esto se determinó 39 de las 60 zonas de la parte norte del campo que evidenciaron características favorables para la inyección de polímeros, 9 zonas al este del área del piloto de inyección de polímeros fueron seleccionadas como el sitio para la inyección de polímeros a escala comercial debido a la proximidad al área de la prueba piloto y a sus características favorables de yacimiento.

Para el diseño del preflujo se tuvo en cuenta que las mediciones del núcleo demostraron que la permeabilidad vertical era apreciable en el campo North Burbank alcanzando niveles hasta de un tercio de la permeabilidad horizontal en muchas áreas. Esto es importante para una inyección química donde el preflujo es usado para acondicionar el yacimiento de una inyección de solución sensible a la salinidad. Por otro lado, la poliacrilamida es tolerante a la concentración de sal, sin embargo, la efectividad del uso de los polímeros es notablemente reducida por la contaminación con agua de alta salinidad.

Con base a lo estudiado anteriormente se determinó la inyección del polímero el cual con un volumen de poro de 0.4 y un *slug* de polímero de (0.15PV a 500 rpm, 0.10 PV a 250 rpm y 0.15 PV a 50 rpm) requerirá de 670 días o 1.8 años para inyectarse. Estas concentraciones y tamaños de slugs fueron determinados a partir de estudios de laboratorio y simulaciones de computador.

El patrón de flujo usado en la inyección en el campo North Burbank fue empuje por línea escalonada (staggered line drive) con un espaciamiento de 20-acres. La prueba piloto de inyección de polímeros en el campo de estudio tuvo una respuesta favorable, aumentando la producción de petróleo de 15000 BOPD A 30000 BOPD, a su vez el WOR se redujo de 100 a menos de 50. De igual manera, el recobro total del proyecto fue de 1.537MM (STB), con un total de reservas remanentes de 2.87 MM (STB) asumiendo un límite económico por pozo de 2 BOPD.

3.3 Campo North Daqing

El campo de petróleo Daqing está localizado al noreste de China, está conformado por una gran arenisca heterogénea y multicapa de facies fluvial, delta y lacustre. El yacimiento está a una profundidad de aproximada de 3280 pies, con una temperatura de 113°F. La formación principal

(Saertu), en cual la inyección de polímeros tiene un espesor neto que varía en un rango de 7.5 a 38 pies con un promedio de 20 pies.

Algunas veces pueden ser usados tratamientos de gel antes de la inyección de polímeros o simplemente una inyección química, dichos tratamientos o modificación de perfiles (“profile modification”) pueden mejorar en gran medida el barrido antes de inyectar costosas cantidades de polímeros o surfactantes (Wang, 2008).

Es importante tener en cuenta algunos factores a la hora de optimizar la inyección de polímeros como: viscosidad de la solución de polímero, peso molecular del polímero, concentración y volumen del polímero y la tasa de inyección.

La viscosidad de la solución del polímero es un factor importante para mejorar la relación de movilidad entre el aceite y el agua. A medida que la viscosidad de la inyección aumenta, la efectividad de la inyección de polímero aumenta. La viscosidad de la solución aumenta con un incremento en el peso molecular del polímero.

Incrementar la concentración del polímero conduce a una mayor viscosidad y un incremento en la eficiencia de barrido, así mismo, mientras que el grado hidrolisis del polímero HPAM aumente hasta cierto valor, la viscosidad aumenta, de igual manera, a medida que la temperatura aumente, la viscosidad de la solución disminuirá; la degradación del polímero puede disminuir la viscosidad, de manera que, incrementar la salinidad y la dureza en el agua de yacimiento también disminuirá la viscosidad de la solución para polímeros aniónicos.

La efectividad de una inyección de polímero está determinada directamente por la magnitud de viscosidad del polímero. La viscosidad depende de la calidad de agua usada para la dilución, un cambio en la calidad del agua afecta directamente la viscosidad del polímero.

Como se observa en la *Figura 41* usando un polímero medio (Mw) HPAM, la concentración y viscosidad del polímero de inyección puede ser ajustadas por medio de las curvas que se muestran en la figura, esas curvas fueron usadas durante el diseño del proyecto piloto en el centro de la formación Saertu en el campo Daqing. Para un polímero medio (12 a 16 millones de Daltons) 40 cP fueron recomendados. Este nivel de viscosidad fue suficiente para superar la desfavorable razón de movilidad y el diferencial de presión 4:1. Para un polímero alto (17 a 25 millones de Daltons) o un polímero extra alto (25 a 38 millones de daltons) una viscosidad de 50 cP podría ser rentable. Para nuevos polímeros que contengan fluidos con propiedades especiales es necesario hacer investigaciones de laboratorio antes de la implementación de una inyección de polímeros.

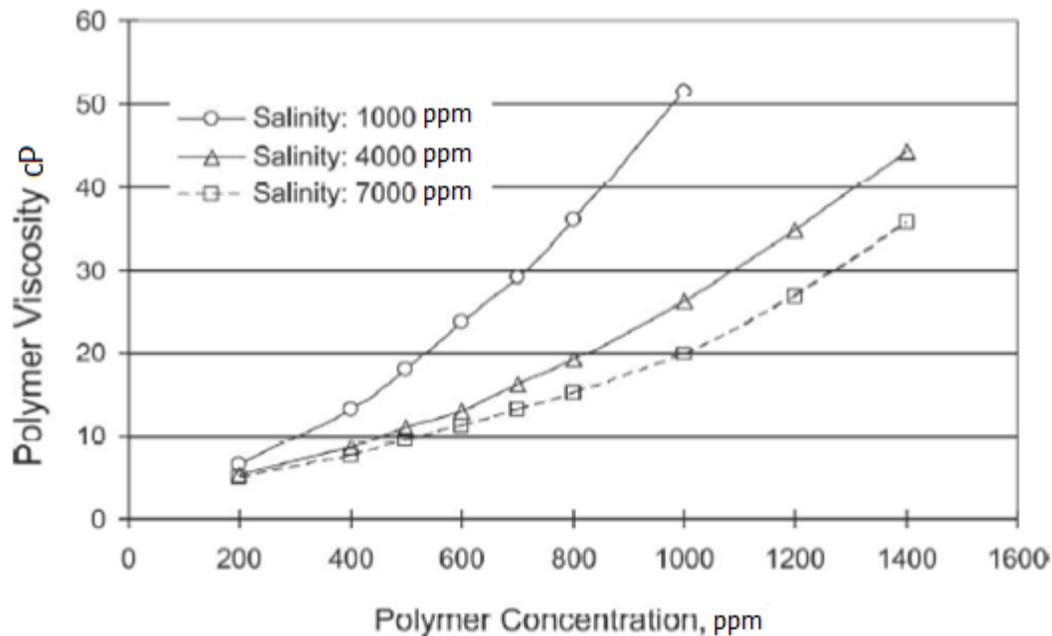


Figura 41. Viscosidad vs. Concentración para diferentes salinidades con un polímero medio-Mw (15 millones de Daltons).

SPE109682 p.1119

Por otro lado, la efectividad de la inyección de polímeros es afectada significativamente por el peso molecular del polímero, como se puede observar en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..** Los polímeros con alto peso molecular proporcionan mayor viscosidad.

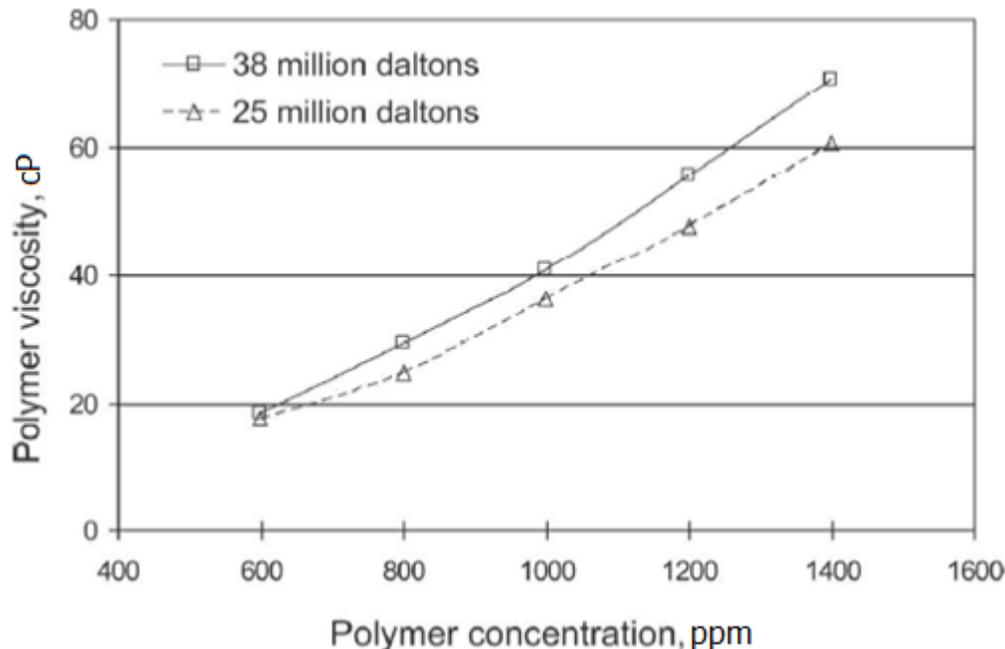


Figura 42. Viscosidad vs. Concentración y vs Mw para polímeros usados en la parte central de Xing 4-5

SPE 109682 p.1119

Los polímeros de alto peso molecular mejoran el recobro de aceite, los resultados de simulaciones numéricas de inyecciones verifican esto para casos de polímeros de volumen y concentración constantes, esto se evidencia en la tabla 1. Para una concentración de polímero dado, la viscosidad de la solución y la eficiencia de barrido aumentaran con un incremento en el peso molecular del polímero. Visto de otra forma, para recuperar un volumen de aceite dado, menos polímero será necesitado usando un polímero de alto peso molecular (Mw) que usando un polímero de bajo peso molecular.

Tabla 7. *Efecto del M_w en el recobro mejorado de petróleo*

M_w (10^9 Daltons)	Waterflood Recovery (%)	Polymer-Flood EOR (%)	Ultimate Recovery (%)
5.5	32.7	10.6	43.3
11	32.9	17.9	51.8
18.6	32.2	22.6	54.8

Total injected polymer mass: 570 ppm •PV.
 Polymer concentration: 1000 ppm , 3 zones.
 Heterogeneity: $V_x=0.72$.

Nota. SPE 109682 p.1119

Por otra parte, la concentración de la solución del polímero determina la viscosidad y el tamaño que es requerido de polímero. La concentración de polímero domina cada índice que cambie durante la inyección de polímero.

Mayores concentraciones de inyección causan mayores reducciones en el corte de agua y pueden acortar en tiempo requerido para la inyección de polímeros, de igual manera para cierto rango pueden conducir a un menor tiempo de respuesta en los pozos de producción, una disminución en el corte de agua, menos volumen de agua inyectada requerido durante el periodo de inyección de polímeros. A partir de la simulación numérica la Tabla 8 muestra la efectividad de la inyección de polímeros en función de la concentración del polímero cuando la masa del polímero inyectado es 640 ppm*PV. A medida que la concentración del polímero aumenta, la recuperación de aceite mejorado aumenta y el mínimo corte de agua durante la inyección de polímero disminuye.

Tabla 8. *Recuperación mejorada de petróleo vs Concentración del polímero*

<u>Polymer (ppm)</u>	<u>Minimum Water Cut (%)</u>	<u>Ultimate Recovery (%OOIP)</u>	<u>EOR (%OOIP)</u>
600	87.1	50.58	7.69
800	85.0	52.52	9.64
1000	83.1	52.83	9.95
1200	82.4	52.89	10.01
1500	81.0	53.03	10.15

* Values noted at polymer mass = 640 ppm·PV.

Nota. 109682 p.1121

La eficiencia del recobro de aceite disminuye con el incremento de movimiento del inyectante. Podría ser usada una inyección de polímero continua en lugar de una inyección de agua, sin embargo, las soluciones de polímero son más caras que el agua y por lo tanto económicamente se limita el volumen de polímero que debe inyectarse. Para la primera prueba piloto de polímero en el campo Daqing el volumen de polímero fue diseñado para ser de 240 a 380 ppm·PV, sin embargo, después la masa del polímero incremento a 570 ppm·PV, actualmente, la masa del polímero es de 640 a 700 ppm·PV.

A partir de la investigación teórica y experiencias prácticas, el volumen de polímero debe determinarse por el corte bruto de agua de la unidad de inyección, por consiguiente, cuando el corte de agua bruta alcanza el 92-94%, la inyección de polímeros debe ser suspendida. Generalmente en el campo Daqing la inyección de polímero es cambiada por la inyección de agua cuando el corte de agua alcanza el 92-94%.

La inyección de polímeros se caracteriza por ser un proceso compuesto por 5 fases, como se puede observar en la

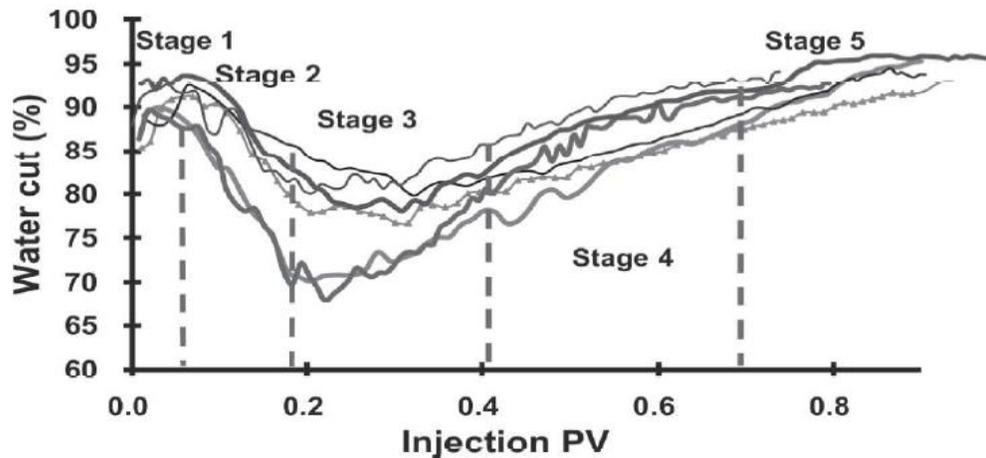


Figura 43. Las 5 etapas del corte de agua durante la inyección de polímeros.

SPE 109682 p.1121

En la fase inicial de la inyección de polímeros en la cual el corte de agua no ha empezado a disminuir, esta etapa abarca desde el comienzo de la inyección de polímeros a 0.05PV, durante esta fase la solución de polímero no ha empezado a trabajar. Por el contrario, la fase 2 se puede apreciar una disminución en el corte de agua, en el campo Daqing esta fase ocurre en el rango de 0.05 a 0.2 PV de la inyección de polímeros, en esta fase la solución de polímero penetra al fondo de la formación y forma el banco de aceite; generalmente, aproximadamente el 15% de la recuperación mejorada de petróleo (EOR) es producido durante esta etapa.

Por otro lado, en la etapa 3 el cambio en el corte de agua es relativamente estable, el mínimo corte de agua fue observado durante este periodo, esta fase ocurre en el rango de 0.2 a 0.40 PV de la inyección de polímero. La tasa de producción de aceite alcanza el pico y aproximadamente 40% de la recuperación mejorada de petróleo (EOR) es producido durante esta etapa, además la

producción de aceite comienza a disminuir y la concentración de polímero producido comienza a incrementar.

En la etapa 4 el corte de agua incrementa rápidamente, esta etapa ocurre en el rango de 0.4 a 0.7 PV de la inyección de polímeros, además, en esta etapa se alcanza el máximo barrido areal, la producción de aceite declina, aproximadamente, el 30% de la recuperación mejorada de petróleo (EOR) es producido durante esta etapa.

Finalmente, la etapa 5 va desde el fin de la inyección de polímero al punto en el que el corte de agua alcanza el 98%. El corte de agua incrementa continuamente, la concentración del polímero producido declina rápidamente, la capacidad de producción del fluido incrementa un poco. La recuperación mejorada de petróleo (EOR) producido en esta etapa es aproximadamente del 10-12% del total.

Como se puede observar en la Tabla 9 la última recuperación de petróleo (Ultimate oil recovery) se vuelve menos sensible al tamaño del banco a medida que la masa del polímero incrementa a altos valores. De esta manera, incrementar la masa del polímero mejora la recuperación de aceite, la eficiencia del polímero (incremental polymer efficiency) disminuye cuando la masa del polímero aumenta.

Tabla 9. *Recobro incremental vs masa del polímero*

<u>Polymer Mass (ppm ·PV)</u>	<u>Ultimate Recovery (%)</u>	<u>Incremental Polymer Efficiency [%OOIP / (ppm ·PV)]</u>
570	50.74	—
665	51.24	0.0147
760	53.26	0.0118
855	54.28	0.0107
950	55.10	0.0086

* Wu et al. 2005.

Nota. SPE 109682 p1122

La tasa de inyección de la solución de polímero es otro factor clave en el diseño de un proyecto, esta determina la tasa de producción de aceite. En la Tabla 10 se puede observar el efecto de la tasa de inyección en la efectividad de la inyección de polímeros. Se evidencia que la magnitud de la tasa de inyección tiene un pequeño efecto en el recobro final, la tasa de inyección también tiene un significativo efecto en el tiempo de producción acumulada, de esta manera, menores tasas de inyección conducen a tiempos de producción más largos.

Tabla 10. *El efecto de la tasa de inyección en la inyección de polímeros*

Injection Rate (PV/yr)	Ultimate Recovery (%OOIP)	EOR (%OOIP)	Polymer Production/ Injection (%)	Production Time (years)	Injected PV
0.08	51.51	12.32	48.36	9.54	0.763
0.10	51.36	12.17	48.46	7.62	0.762
0.12	51.22	12.03	48.57	6.34	0.761
0.14	51.07	11.88	48.68	5.43	0.760
0.16	50.94	11.78	48.81	4.75	0.760
0.18	50.81	11.62	48.93	4.22	0.760
0.20	50.68	11.49	49.06	3.79	0.758

Nota. SPE109682 p.1122

A su vez la tasa de inyección también determina el periodo de tiempo en el que el petróleo puede ser económicamente recuperado, la *Figura 44* muestra como la tasa de inyección afecta la tasa de producción de aceite, está también demuestra como varia el plazo de producción económica con la tasa de inyección, de esta manera para maximizar el plazo de producción de aceite y maximizar la última producción, la tasa de inyección del campo Daqing debería mantenerse por debajo de 0.16 PV/yr con 250m de espaciamiento entre pozos.

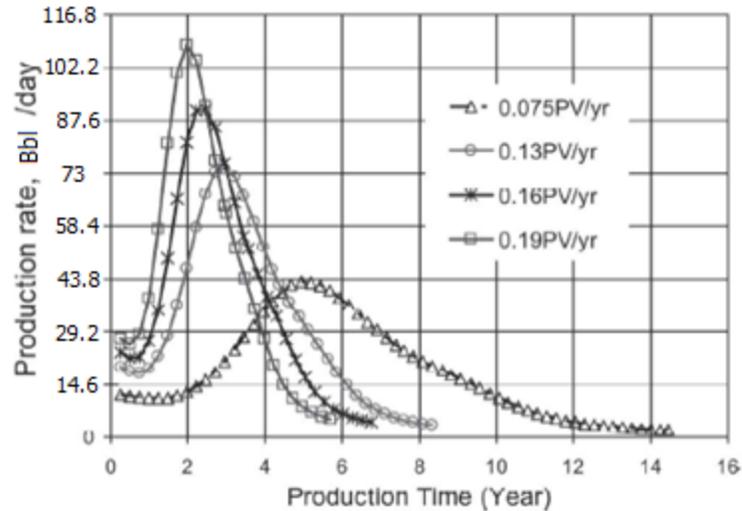


Figura 44. Cambios en la tasa de producción de aceite vs Tasa de inyección

Nota. SPE 109682 p.1123

Para los mejores resultados del campo Daqing la tasa de inyección de aceite puede ser diseñada para ser de 0.14 a 0.16 PV/yr para 250m de espaciamiento entre pozos y de 0.16 a 0.20 PV/yr para 492 a 574 ft de espaciamiento entre pozos.

3.4 Características de los Campos de Estudio donde se han Implementado Proyectos de Inyección de Polímeros

A continuación, se describen las principales características de los campos de petróleo Shuanghe, North Burbank y Daqing de ambiente de sedimentación fluvial-deltaico en donde se implementaron proyectos de recobro químico por inyección de polímeros. Los principales puntos que se resumen en las tablas son: problemas operacionales, parámetros asociados a la inyección de polímeros, información acerca del proceso de recuperación, características geológicas del

yacimiento, roca, producción y recobro, fluidos in situ en donde se implementó el proyecto de recuperación.

3.4.1 Campo Shuanghe

Tabla 11. *Características del campo Shuanghe*

CATEGORIA	PARÁMETRO	ESTADO	FECHA DE PUBLICACIÓN
Problemas operacionales	Problemas y solución	(1) Degradación térmica del polímero. Este problema fue reducido inyectando tiourea como aditivo, el cual logró mejorar la estabilidad térmica del químico. (2) Degradación mecánica y oxidativa del polímero. No hay reporte de solución a estos problemas.	
Parámetros del proceso de inyección de polímeros	Viscosidad de la solución polimérica inyectada	7 - 17 cP	
	Volumen inyectado de la solución polimérica	0,21 VP	
	Concentración de la solución polimérica inyectada	900 - 1100 ppm	
	Fecha en que inicia la inyección de la solución polimérica	1994/02	
	Tipo de polímero	Poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA).	
	Tipo de proyecto	Inyección de polímero	2008

Información general del proyecto de recuperación	Fecha de inicio del proyecto de recuperación	1994/02	
	Área del proyecto	744 acres	2008
	Método de Producción anterior	Inyección de agua	2008
	Corte de agua al inicio del proyecto	90,4 %	
	Alcance del proyecto	Piloto (Probable Expansión)	
	Madurez del proyecto	Cercano a ser completado	2008
	Evaluación del proyecto	Exitoso	2008
Información general del campo	País	China	2008
	Perspectiva histórica	El campo fue puesto en producción primaria a inicios de 1977 y fue sometido a inyección de agua a finales de 1978. Para mejorar la productividad, reducir los cortes de agua y aumentar el recobro último, un programa de perforación infill fue realizado entre 1988 y 1992. Luego, surgió la propuesta de implementar un piloto de inyección de polímeros con el objetivo de investigar si este proceso era viable en la recuperación adicional de petróleo para yacimientos que se encontraran a una temperatura elevada. Para empezar, se llevó a cabo el primer test de trazadores en febrero de 1993, para mayo de	

		este mismo año se inyectó un gel en tres pozos para modificar el perfil y disminuir la canalización de agua en intervalos altamente permeables. El proceso de inyección de polímeros inició en febrero de 1994 y en julio de este mismo año una segunda prueba de trazadores fue inyectado. El proyecto de inyección de polímeros finalizó en noviembre de 1996.	
	Provincia	Henan	2008
	Ubicación	El campo está ubicado en el centro de la China, al sureste del campo Henand.	
	Fecha de descubrimiento del campo	1976/01/01	
	Operador	CNPC-Henan	2008
Características geológicas donde se implementó el proyecto de recuperación	Zona productora	E	2008
	Litología	Arenisca	2008
	Ambiente deposicional	Deltaico	
	Características Estructurales	El campo es altamente heterogéneo, especialmente en perfiles verticales y posee una estructura geológica compleja. El yacimiento está conectado con un acuífero activo en el este, rodeado por sellos de falla en el sur. El piloto está ubicado en el suroeste del yacimiento.	
	Espesor neto	51 ft	

Características generales del yacimiento donde se implementó el proyecto de recuperación	Profundidad	4568 ft	2008
	Temperatura del yacimiento	162 F	2008
Características de roca donde se implementó el proyecto de recuperación	Permeabilidad	420 mD	
	Porosidad	20 %	2008
Características de producción y recobro donde se implementó el proyecto de recuperación	Número de pozos productores	12 pozos	2008
	Mecanismo de producción secundaria	Inyección de agua	2008
	Patrón de inyección	4 puntos no confinado e irregular	
	Distancia entre pozos	656,2 ft	
	Factor de recobro en la etapa secundaria, % OOIP	39,2 % OOIP	
	Tasa de producción de aceite debido al proyecto	391 B/D	2008
	Historia de producción del campo	Este piloto ilustró un caso particular donde polímeros de alto peso molecular se inyectaron con éxito en un yacimiento que se encontraba a una temperatura elevada, con el objetivo de realizar un control de movilidad del agua y modificar el perfil de permeabilidad. El corte de agua se redujo en un promedio de 5,6% y la recuperación de aceite incremental alcanzó 3,8%.	
	Número de pozos inyectoros	7 pozos	

	Mecanismo de producción primaria	Empuje por acuífero activo	
	Mecanismo de producción terciaria	Inyección de polímero	2008
Características de fluidos in-situ donde se implementó el proyecto de recuperación	Viscosidad del crudo	7,8 cP	
	Gravedad API del crudo	33 °API	2008
	Promedio total de sólidos disueltos	5060 ppm	
	Saturación de aceite al inicio del proyecto	68 %	2008

Nota. EcoEor

3.4.2 Campo North Burbank

Tabla 12. *Características del campo North Burbank*

CATEGORIA	PARÁMETRO	ESTADO	FECHA DE PUBLICACION
Información general del campo	Estado o departamento	Oklahoma	1988
	Condado	Osage	1988
	Ubicación	El campo está ubicado en el área ninetract, cerca de shidler.	
	Fecha de descubrimiento del campo	1920/05	
	Operador	Phillips	1988
	Perspectiva histórica	El campo North Burbank estuvo produciendo por inyección de agua desde 1950. La pobre respuesta en el incremento de la producción conllevó a la creación de un piloto de inyección de polímeros	

		<p>que fue conducido durante el periodo de 1970 - 1979. Una buena respuesta a la inyección de polímeros, seguida por una evaluación económica de la propuesta de la ampliación de las operaciones, llevó a la elaboración y aplicación a escala comercial de este proyecto en un área de 1440 acres. El proyecto implicó la inyección de un preflujó de agua fresca durante el periodo de septiembre de 1980 hasta finales de abril de 1981. En ese instante una solución polimérica formada por 500 ppm de poliacrilamida y agua dulce fue inyectada. Esto fue seguido por un separador de agua y 0,008 VP de un tapón de citrato de aluminio conteniendo 500 ppm de aluminio que fue inyectado como un agente de entrecruzamiento en 2/3 de los inyectores en los cuales se esperaba que presentaran problemas de no inyectividad. Seguidamente un segundo separador de agua y 500 ppm de polímero son inyectados nuevamente.</p>	
	OOIP	671 (MBBLS MILLONES DE BARRILES)	

Información general del proyecto de recuperación	Tipo de proyecto	Inyección de polímero	
	Nombre del proyecto	Polymer Project	
	Fecha de inicio del proyecto de recuperación	1970/01/01	
	Área del proyecto	1440 acres	1988
	Método de Producción anterior	Inyección de agua	1988
	Alcance del proyecto	En todo el campo	1988
	Madurez del proyecto	Terminado	1988
	Evaluación del proyecto	Promisorio	1988
	Rentabilidad	Si es rentable	1988
Características generales del yacimiento donde se implementó el proyecto de recuperación	Temperatura del yacimiento	120 F	1988
	Profundidad	2900 ft	1988
Características de roca donde se implementó el proyecto de recuperación	Porosidad	15,5 %	1988
	Permeabilidad	50 mD	1988
Características geológicas donde se implementó el proyecto de recuperación	Zona productora	Burbank sand	1988
	Litología	Arenisca	1988
	Ambiente deposicional	Fluvial – Deltaico	
	Características Estructurales	El campo posee una heterogeneidad vertical extrema. La inyección de fluidos tiende a extender las fracturas fácilmente a grandes longitudes cuando la inyección es incrementada ó incluso ligeramente.	
Características de fluidos in-situ donde se implementó el	Gravedad API del crudo	39 °API	1988
	Viscosidad del crudo	3 cP	1988

proyecto de recuperación	Saturación de aceite al inicio del proyecto	48 %	1988
	Saturación de aceite al final del proyecto	44 %	1988
Características de producción y recobro donde se implementó el proyecto de recuperación	Mecanismo de producción primaria	Empuje por gas en solución	
	Mecanismo de producción secundaria	Inyección de agua	1988
	Mecanismo de producción terciaria	Inyección de polímero	
	Número de pozos productores	84 pozos	
	Número de pozos inyectoros	51 pozos	
	Espaciamiento entre pozos	20 acres	
	Aceite recuperado en la etapa primaria	179 (MBBLS MILLONES DE BARRILES)	
	Aceite recuperado en la etapa secundaria	132 (MBBLS MILLONES DE BARRILES)	
	Aceite recuperado en la etapa terciaria	2,7 (MBBLS MILLONES DE BARRILES)	
	Historia de producción del campo	La alta heterogeneidad del área produjo 2,7 MMBBL de aceite debido a la inyección de 3986000 lb de tapón polimérico.	
Parámetros del proceso de inyección de polímeros	Tipo de polímero	Poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA).	
	Fecha en que inicia la inyección de la solución polimérica	1970/01/.	
	Composición química de la solución polimérica	La solución polimérica contiene 500 ppm de citrato de aluminio	

	Cantidad en masa de las sustancias presentes en la solución polimérica	La solución polimérica contiene 3986000 lb de poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA)	
	Concentración de la solución polimérica inyectada	50 - 500 ppm	
	Volumen inyectado de la solución polimérica	0,4 VP	
	Viscosidad de la solución polimérica inyectada	30 cP	
	Tasa de inyección de la solución polimérica	63000 B/D	
Problemas operacionales	Problemas y solución	(1) Degradación del polímero por presencia de bacterias. No hay reporte de solución a este problema. (2) Problemas de corrosión en los pozos inyectoros. No hay reporte de solución a este problema. (3) En uno de los pozos productores irrumpió el polímero a las 24 horas de haberse inyectado. No hay reporte de solución a este problema.	

Nota. EcoEor (2019)

3.4.3 Campo Daqing

Tabla 13. *Características del campo Daqing*

CATEGORIA	PARÁMETRO	VALOR	FECHA DE PUBLICACION
Información general del campo	Provincia	Heilongjiang	2008
	Ubicación	Noreste de la China	

	Fecha de descubrimiento del campo	1959	
	Perspectiva histórica	El campo Daqing fue sometido a inyección de agua en 1960 y debido a la presencia de altos cortes de agua del 92-94%, se decidió implementar un piloto de inyección polímeros en 1995 con el fin de controlar los problemas de canalización rápida del agua en los pozos productores. En el año 2003 se realizó una expansión del proyecto en la misma formación en un área de 1729 acres, contando con 87 pozos inyectoros y 121 pozos productores para el desarrollo del proceso. La implementación de este método de recobro mejorado trajo consigo la extensión de la vida del campo y un incremento en la producción de petróleo.	
Información general del proyecto de recuperación	Tipo de proyecto	Inyección de polímero	
	Fecha de inicio del proyecto de recuperación	1995/01	
	Área del proyecto	124 acres	2008
	Método de Producción anterior	Inyección de agua	2008
	Corte de agua al inicio del proyecto	94 %	
	Alcance del proyecto	Piloto	2008
	Madurez del proyecto	Empezando	2008

	Evaluación del proyecto	Promisorio	2008
	Rentabilidad	Promisoria	2008
Características generales del yacimiento donde se implementó el proyecto de recuperación	Temperatura del yacimiento	113 F	2008
	Profundidad	3268 ft	2008
	Espesor neto	20 ft	
Características de roca donde se implementó el proyecto de recuperación	Porosidad	26 %	2008
	Permeabilidad	600 mD	2008
Características geológicas donde se implementó el proyecto de recuperación	Formación productora	Saertu	2008
	Zona productora	Saertu S1-2	
	Cuenca	Songliao	
	Litología	Arenisca	2008
	Características de la formación	La formación se caracteriza por poseer multiestratos, arenas heterogéneas en la cuenca interior y facies lacustres.	
Características de fluidos in-situ donde se implementó el proyecto de recuperación	Gravedad API del crudo	32 °API	2008
	Viscosidad del crudo	9 cP	2008
	Saturación de aceite al inicio del proyecto	61,1 %	2008
	Saturación de aceite al final del proyecto	46,2 %	2008
	Salinidad del agua de formación	3000 - 7000 ppm	
Características de producción y recobro donde se implementó el proyecto de recuperación	Mecanismo de producción secundaria	Inyección de agua	
	Mecanismo de producción terciaria	Inyección de polímero	
	Número de pozos productores	12 pozos	

	Número de pozos inyectores	6 pozos	2008
	Tasa de producción de aceite debido al proyecto	809 B/D	2008
	Historia de producción del campo	Para el caso particular del año 2007 se encontró que el 22.3 % del total de la producción del campo fue atribuida a los polímeros inyectados, y en este mismo año la producción de aceite reportada fue de 73 MMBBL, la cual se mantuvo casi constante durante seis años consecutivos.	
Parámetros del proceso de inyección de polímeros	Tipo de polímero	Poliacrilamida parcialmente hidrolizada (PHPA)	
	Fecha en que inicia la inyección de la solución polimérica	1995/01/..	
	Concentración de la solución polimérica inyectada	1000 - 2000 ppm	
	Volumen inyectado de la solución polimérica	0,7 VP	
Problemas operacionales	Problemas y solución	(1) Pérdida de viscosidad del polímero inyectado debido a los esfuerzos de corte que presenta dicho químico con las tuberías de inyección, además dado a que el polímero utilizado es sintético éste tiende a degradarse más fácilmente. La solución a este problema no es reportada.	

Nota. EcoEor (2019)

De acuerdo a las anteriores características mencionadas en la Tabla 11, Tabla 12 y Tabla 13 de los campos de estudio donde se han implementado proyectos de inyección de polímeros se hace un resumen de todos los principales aspectos técnicos relevantes involucrados en el proceso de ejecución, por lo tanto es útil y práctico para una retroalimentación sobre las enseñanzas o lecciones aprendidas involucradas en la implementación en los proyectos de inyección de polímeros a fin de evitar o mitigar los problemas operacionales que pueden surgir en la ejecución de inyección de polímeros en el campo del Catatumbo.

3.5 Propiedades de los Campos de Estudio en Donde se han Implementado Proyectos de Inyección de Polímeros y del Campo Fluvio-Deltaico en la Cuenca Catatumbo

En la Tabla 14 se hace una comparación de las principales propiedades de los campos de estudio y el campo de la cuenca Catatumbo para conocer la viabilidad de implementación de inyección de polímeros en el campo cuenca Catatumbo.

Tabla 14. *Propiedades campos de estudio inyección polímeros y campo cuenca Catatumbo*

Campo	Shuangge	North Burbank	Daqing	Campo Catatumbo
País	China	EEUU.	China	Colombia
Operador	CNPC-Henan			
Madurez del proyecto	Cercano a ser completado	Terminado	Empezando	
Evaluación del proyecto	Exitoso	Promisorio	Promisorio	
Viscosidad del crudo(cP)	7,8	3	9	1,5 - 4,74
Gravedad API del crudo (°API)	33	39	32	32
Saturación de aceite al inicio del proyecto (%)	68	48	61,1	50
Espesor neto(ft)	51		20	50
Permeabilidad(mD)	420	50	600	10 – 50

Porosidad (%)	20	15,5	26	15
Profundidad(ft)	4568	2900	3268	4500
Temperatura del yacimiento(°F)	162	120	113	143
Litología	Arenisca	Arenisca	Arenisca	Arenisca
Ambiente deposicional	Deltaico	Fluvial-Deltaico	Deltaico	Fluvial-Deltaico

Nota. EcoEor (2019)

Con respecto a la Tabla 14 de propiedades se puede ver la madurez y evaluación de los proyectos en donde implementó inyección de polímeros en campos de ambiente depositación análogos al campo de la cuenca del Catatumbo, y la factibilidad de implementar la inyección de polímeros en el campo cuenca Catatumbo, debido a que las propiedades del campo de estudio se encuentra dentro del rango, con respecto a los campos de ambiente de sedimentación análogos en donde efectuaron la inyección de polímeros como método de recobro químico. Se estima que se requerirá bajas concentraciones de polímero en el mejoramiento del fluido desplazante (agua), debido a la gravedad de 32 °API.

4. Conclusiones

El estudio de las características de los yacimientos de ambiente fluvio-deltaico permitió conocer los elementos involucrados en la formación de los sistemas deltaicos, los cuales determinan la geometría y características internas de los deltas, que a su vez establecen la productividad del yacimiento, dichas características se pudieron visualizar mediante la relación del mapa de porosidad de arena deltaica con respecto al comportamiento de producción del campo en el Catatumbo.

El modelo sedimentológico del campo en el Catatumbo es basado de corazones y registros de pozo de un yacimiento de arena deltaica, en el cual los registros indicaron que el yacimiento tiene una multihistoria y es multilateral.

La morfología de los depósitos deltaicos refleja directamente el tipo y la intensidad de los procesos hidrodinámicos que actúan sobre la costa, la cual se pudo visualizar en el comportamiento de un registro de pozo del campo de estudio.

De acuerdo con el análisis del comportamiento producción e inyección acumula con respecto al mapa de porosidad de área deltaica, se estableció que se debe continuar completando los patrones de inyección para balancear el yacimiento y optimizar el sistema Inyección – Producción; debido a que en la historia de desarrollo del campo en el proceso de inyección han existido perdida de pozos debido a colapso de revestimiento o por irrupción temprana del agua y la conversión de pozos, lo que ha distorsionado el diseño original de los patrones, causado una reducción en el barrido areal y un recobro no optimo del sistema.

Se pudo visualizar que el mapa de porosidad concuerda con la dinámica de fluidos, en el cual las características del ambiente de sedimentación determina la productividad del yacimiento en el campo del Catatumbo.

El análisis de comportamiento de producción con respecto al mapa de porosidad de área deltaica no considera el efecto de saturaciones de fluidos, presiones a las que están expuestas las unidades de formación durante la producción e inyección, el flujo cruzado y el daño de formación que pueden existir en los diferentes pozos.

De acuerdo a la revisión en los campos de petróleo de ambiente fluvio-deltaico en donde durante la inyección de polímeros, se observó que el parámetro más determinante es la concentración debido a que afecta la viscosidad del fluido inyectado, sin embargo la viscosidad depende de la calidad de agua usada para la dilución, un cambio en la calidad del agua afecta directamente la viscosidad del polímero.

Existe factibilidad de implementación de la inyección de polímeros como método de recobro químico en el campo del Catatumbo, debido a los buenos resultados en los campos análogos al ambiente de sedimentación, el polímero podría reducir el avance areal en una dirección y mejorar la eficiencia de barrido de petróleo en el campo de estudio.

Se estima que se requerirá bajas concentraciones de polímero para mejorar la viscosidad del fluido desplazante (agua) debido a la gravedad de 32°API que presenta el petróleo del campo en el Catatumbo, lo que haría viable el proyecto de inyección de polímeros para el incremento de la recuperación de petróleo.

5. Recomendaciones

En la implementación de un proyecto de recobro químico mejorado (CEOR) de inyección de polímeros, es necesario investigar sobre los antecedentes que han estado asociados en la implementación, a fin de tener una retroalimentación sobre las lecciones aprendidas para evitar o mitigar los problemas operacionales que están involucrados en la ejecución del proyecto.

Es recomendable que exista una sinergia entre los equipos multidisciplinarios en áreas de geología, sedimentología, petrofísica e ingeniería que permitan un análisis detallado de la formación, geometría y características de los ambientes fluvio-deltaicos a fin de desarrollar la cuenca del Catatumbo de manera adecuada, permitiendo mejorar la recuperación de petróleo en el campo de estudio.

Evaluar experimentalmente la inyección de polímeros como método de recobro químico en el campo del Catatumbo, debido a los buenos resultados en los campos análogos al ambiente de sedimentación.

Realizar un análisis económico de la inyección de polímeros como método de recobro químico una vez el proyecto sea técnicamente viable, considerando una optimización en la concentración del polímero en el tiempo, lo que permitiría una mayor rentabilidad y viabilidad como proyecto de recobro mejorado en campo del Catatumbo.

Bibliografía

- Alfonso C.A. y Mondragón J.C. (2001). *Evaluación Regional del Catatumbo Fase 1*. Gerencia de Prospección de Hidrocarburos. Reporte Interno ECOPETROL.
- Allen, G. & Mercier, F. (1988). *Subsurface sedimentology of deltaic systems*. Journal of the Petroleum Exploration Society of Australia, Adelaide, Australia.
- Al-Mjeni, R., et al. (2010) *¿Llegó el momento para la tecnología EOR?* Oilfield Review.
- Arias, J.A. y Cardona, L.F. (2001). *Análisis del “Tren” Estructural Socuavó Tibú-Sardinata en la Cuenca del Catatumbo*. Tesis de Grado. Universidad de Caldas – ECOPETROL S.A, p.137.
- Avellaneda, L.; Ferreira, E. y Sandoval, J. (2006) *Definición del Modelo Estático para el Grupo Uribante*. Campo Tibu, Cuenca Del Catatumbo. Colombia. Tesis Doctoral. Universidad Industrial de Santander, Escuela de Geología.
- Broussard, M. L. (1975). *Deltas: Models for exploration*. Houston Geological Society.
- Chen, T., Song, Z., Fan, Y., Hu, C., Qiu, L., & Tang, J. (1998). *A pilot test of polymer flooding in an elevated-temperature reservoir*. Reservoir Evaluation & Engineering SPE 101781, 1(01), 24-29.
- EcoEor. (2019) *Screening evaluation of enhanced-oil-recovery methods*.
- Exxon. (1994) *Regional Petroleum Geology, Catatumbo Basin, Colombia*. Informe Interno. Ecopetrol.

- Frazier, D.E (1967). *Recent deltaic deposits of the Mississippi delta: their development and chronology*. Transactions of the Gulf Coast Association Geological Society 287 – 320.
- Galloway, W. E. (1975). *Process framework for describing the morphologic and stratigraphic evolution of deltaic depositional systems*. Houston Geological Society.
- HE, Jinsong, et al. (1998) *High temperature polymer flooding in thick reservoir in Shuanghe oilfield*. En SPE International Oil and Gas Conference and Exhibition in China. Society of Petroleum Engineers SPE 50933.
- Helwing, J. A. (1987) *Field development is the future of petroleum geology*. American Association of Petroleum Geologists Bulletin.
- Kolb, C. R. & Van Lopik, J. R. (1966) *Depositional environments of the Mississippi River deltaic plain*. South Eastern Louisiana. Houston Geological Society.
- Lorenz, P. B., Trantham, J. C., Zornes, D. R. And Dodd, C. G. (1984) *A Post flood Evaluation of the North Burbank Surfactant/Polymer Pilot*. Presented at the Fourth Symposium on Enhanced Oil Recovery, Society of Petroleum Engineer SPE 12695.
- Lozano, E. y Zamora, N. (2014). *Anexo D Compilación de la Cuenca Del Catatumbo*.
- Maya, G. y García, R. (2013). *Diseño, ejecución, monitoreo y expansión de un proceso EOR*. Petrotecnia.
- Notestein, F. Hubman, C. & Bowler, J. (1944). *Geology of the Barco Concession*. geólogos de la Colombian Petroleum Company (COLPET).
- Olajire, A. (2014) *Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil recovery) technology in the petroleum industry: Prospects and challenges*, *Energy*. (77) p. 963-982.

Parnaud et al., (1997). *Petroleum geology of the central part of the eastern Venezuelan Basin*.

Pedraza, P. y Ramírez, Y. (2011) *Petroleum Geology of Colombia Catatumbo Basin*. F. Colmenares (coeditor). Fondo Editorial universidad EAFIT.

Posamentier, H.W & Vail P. R. (1988). *Eustatic controls on clastic deposition sequences and systems tract models*.

Rider, M. H. (1986). *The geological interpretation of well logs*. Blackie and John Wiley & Sons.

Salager, Jean-Louis. (2005) *Recuperación mejorada del petróleo*. ULA [S357-C]

Sheng, J. (2010) *Modern chemical enhanced oil recovery: theory and practice*. Gulf Professional Publishing.

SNF Floeger. (2019). *EOR 101*.

Surguchev, L. et al. (2005) *Improved oil recovery: status and opportunities*. In 18th World Petroleum Congress. World Petroleum Congress.

Trantham, J. C., et al. (1980) *Reservoir Description for a Surfactant/Polymer Pilot in a Fractured, Oil-Wet Reservoir-North Burbank Unit Tract 97*. Journal of Petroleum Technology, SPE 8432.

Trujillo Portillo, M. L., Mercado Sierra, D. P., Maya, G. A., Castro García, R. H., Soto, C. P., Pérez, H. H., & Gómez, V. (2010.) *Selection methodology for screening evaluation of enhanced-oil-recovery methods*. In SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. Society of Petroleum Engineers.

- Trujillo, N. F. S., e Inocencio, F. Y. J. (2014) *Necesidades de Innovación y Tecnología para la industria de petróleo y gas en Colombia*. Revista de Ingeniería, (40), p 50-56.
- Tyler, N. & Tyler, R. (2007) *Integrated Characterization and Production Optimization, Tibu Field*. The ARC Group LLC.
- Van Der Hammen, T. (1958). *Estratigrafía del Terciario y Maestrichtiano continentales y tectogénesis de los Andes Colombianos*. (VI) pp. 93-96.
- Villamil; Pindell; Arias; Cardona. (1998). *Informe técnico Ministerio de Minas*.
- Wang, D. (2008). *Key aspects of project design for polymer flooding at the Daqing Oilfield*. Society of Petroleum Engineers, SPE 109682.
- Wring, L. D. (1977) *Sediment transport and deposition at river mouths: a synthesis*. Bulletin of the Geological Society of America.
- Xiao, H.; Xue, F.; Qing, S. & Jin, S. (1994) *New Method for Characterization of Thick Reservoir and Heterogeneity: Hydrodynamic (permeability) Unit Analysis*", Petroleum Journal - Monograph for Modern Reservoir Characterization Technology.
- Zornes, D. R., Cornelius, A. J., & Long, H. Q. (1986). *An Overview and Evaluation of the North Burbank Unit Block A Polymer Flood Project, Osage County, Oklahoma*. In International Meeting on Petroleum Engineering. Society of Petroleum Engineers. SPE 14113.