
	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						
	CARTA DE AUTORIZACIÓN						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-06	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 2

Neiva, 15 de noviembre de 2016

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Diego Leon Rivera Cabrera, con C.C. No. 7.726.420 de Neiva, autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado Aplicación de polímeros termalmente activos para el mejoramiento de la eficiencia de recobro en un proyecto de inyección de agua, presentado y aprobado en el año 2016 como requisito para optar al título de Ingeniero de petróleos

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

Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.

- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.





**CÓDIGO****AP-BIB-FO-06****VERSIÓN****1****VIGENCIA****2014****PÁGINA****2 de 2**

- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

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

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS				  		
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	1 de 4

TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: Aplicación de polímeros termalmente activos para el mejoramiento de la eficiencia de recobro en un proyecto de inyección de agua

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Rivera Cabrera	Diego León

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Martinez	Javier Andrés

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Martinez	Javier Andrés

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de petróleos

FACULTAD: Ingeniería



PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de petróleos

CIUDAD: Neiva

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2016

NÚMERO DE PÁGINAS: 115

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

	GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS						
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
CÓDIGO	AP-BIB-FO-07	VERSIÓN	1	VIGENCIA	2014	PÁGINA	2 de 4

Diagramas_x Fotografías__ Grabaciones en discos__ Ilustraciones en general__ Grabados__ Láminas__ Litografías__ Mapas__ Música impresa__ Planos__ Retratos__ Sin ilustraciones__ Tablas o Cuadros_x

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

MATERIAL ANEXO:

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

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>		<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1.	Modelo	Model	6.	Geles	Gel
2.	Analítico	Analytical	7.	Coloidal	Coloidal
3.	Eficiencias	Efficiencies	8.	Potencial	Potential
4.	Tratamiento	Treatments	9.	Zonas	Areas
5.	Dispersión	Dispersion	10.	Selección	Selection

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

Este documento describe la evaluación técnica realizada en un campo petrolero para determinar la viabilidad técnica de la aplicación de polímeros termalmente activados para mejorar la eficiencia del recobro en el proceso de recuperación secundaria. La evaluación se realizó a través de la selección de zonas con bajas eficiencias de recobro durante la inyección de agua. Posterior a esto, se desarrolló un modelo analítico de simulación que caracterizo el histórico de producción de líquidos en el pozo, esto con el fin de determinar las arenas donde el barrido del agua inyectada no fue tan efectivo, dejando zonas con altos volúmenes de petróleo residual. En las zonas potenciales se realizó la evaluación de viabilidad para la aplicación de cuatro productos comerciales cuya naturaleza química permiten el aislamiento de zonas donde el agua ha tomado caminos preferenciales durante la inyección. Después de la selección de los tratamientos más adecuados para dicho campo, se realizó la simulación del comportamiento del recobro de petróleo para cada caso. Estos tratamientos mostraron un claro efecto en la eficiencia recobro, aumentando los factores de recobro en cada una de las zonas evaluadas.

**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)

This document describes the technical evaluation in an oilfield to determine the technical feasibility of the application of thermally activated polymers to improve the efficiency of the recovery in the secondary recovery process. The evaluation was performed through the selection of areas with low recovery efficiencies during water injection. Following this, an analytical simulation model that characterized the historical production of fluid in the well was developed, this in order to determine the sands where the sweep of the injected water was not as effective, leaving areas with high volumes of residual oil. In these potential areas was evaluated the feasibility of implement four commercial products whose because their chemical nature allow the isolation of areas where water has taken preferential paths during the injection. After selection of the most appropriate treatment for this oilfield, an analytical simulation was performed to evaluate the behavior of oil recovery for each case. These treatments showed a clear effect on the recovery efficiency, increasing the recovery factors in each of the areas evaluated.



GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS

DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO



CÓDIGO

AP-BIB-FO-07

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

4 de 4

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Haydeé Morales

Firma:

Nombre Jurado: Jaime Rojas Puentes

Firma:

**APLICACIÓN DE POLIMEROS TERMALMENTE ACTIVOS PARA EL
MEJORAMIENTO DE LA EFICIENCIA DE RECOBRO EN UN PROYECTO DE
INYECCIÓN DE AGUA**

Diego León Rivera Cabrera

Código: 2002102413

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2016**

**APLICACIÓN DE POLIMEROS TERMALMENTE ACTIVOS PARA EL
MEJORAMIENTO DE LA EFICIENCIA DE RECOBRO EN UN PROYECTO DE
INYECCIÓN DE AGUA**

Diego León Rivera Cabrera

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Director:

JAVIER ANDRES MARTINEZ

INGENIERO DE PETRÓLEOS

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

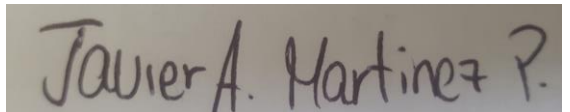
FACULTAD DE INGENIERÍA

PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

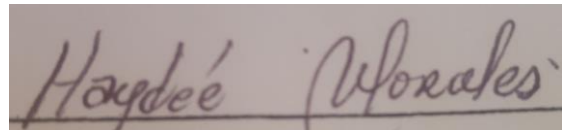
NEIVA

2016

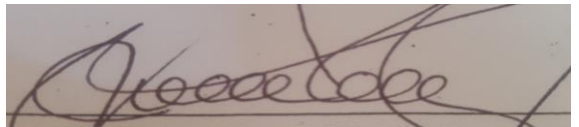
Nota de Aceptación



Director del proyecto



Jurado



Jurado

Neiva, _____

AGRADECIMIENTOS

Expreso el más sincero agradecimiento al ingeniero JAVIER ANDRES MARTINEZ por darnos la oportunidad de trabajar en este importante proyecto y por todos los valiosos aportes que hizo al mismo.

A los ingenieros. JAIME ROJAS Y HAYDE MORALES quienes evaluaron este proyecto e hicieron aportes para el mejoramiento y finalización del mismo.

La Universidad Surcolombiana por ser nuestra alma mater.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	12
INTRODUCCIÓN	13
OBJETIVOS	15
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	16
1.1 DESCRPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	16
1.2 CONFORMIDAD HISTORICA DEL ÁREA DE ESTUDIO	18
1.3 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	20
2. MARCO TEÓRICO	23
2.1. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	23
2.2. GENERALIDADES DEL SIMULADOR ANALÍTICO SAHARA	24
2.2.1. Descripción del método de cálculo	27
2.2.2. Métodos de cálculo	29
2.2.2.1 Flujo segregado	29
2.2.2.2 Curva característica	31
2.2.2.3 Buckley & Leverett	32
2.2.2.4 Craig-Geffen y Morse	33
2.2.2.5 Método WOR	37
2.3 POLÍMEROS TERMALMENTE ACTIVOS (TAP)	37
2.3.1 Aplicación de los TAP	38
2.3.2 Tipos de TAP	39
2.3.2.1 Geles de dispersión coloidal (CDG)	39
2.3.2.2 Geles MARCIT® y UNOGEL®	41
2.3.2.3 Agua brillante	42
2.3.3 Características de los polímeros termalmente activos (TAP)	43

2.3.4	Requerimientos para la ejecución de tratamientos de TAP	45
2.3.5	Diseño de tratamientos de TAP	47
2.3.6	Casos históricos	48
3.	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	50
3.1	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	50
3.2.	DISEÑO DE LA EVALUACIÓN TÉCNICA	51
3.3.	CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL ÁREA	52
4.	MODELO DE SIMULACIÓN ANALITICA	54
4.1.	CREACIÓN DEL MODELO	54
4.1.1	Carga de datos	55
4.1.2	Propiedades de roca	56
4.1.3	Propiedades de los fluidos	58
4.1.4	Trazadores	59
4.1.5	Historia de producción e inyección	60
4.1.6	Intervenciones de pozo	60
4.2	AJUSTE HISTORICO	61
4.2.1	Creación del enmallado	62
4.2.2	Selección del método de cálculo	63
4.2.3	Procedimiento de ajuste del modelo de simulación analítica	68
4.2.4	Análisis del ajuste	69
5.	EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO	71
5.1.	EVALUACIÓN DE RESERVAS REMANENTES	71
5.2	TIEMPO DE PENETRACION	79
5.3	HETEROGENEIDAD VERTICAL	83
5.4	CAPACIDAD DE INYECCIÓN	84
5.5	DISTRIBUCIÓN VERTICAL DE LA INYECCIÓN	87

5.6 REGIMEN DE FLUJO	89
5.7 REQUERIMIENTOS ADICIONALES	91
6. DISEÑO Y EVALUACIÓN DE LOS TRATAMIENTOS	94
6.1 DISEÑO DEL TRATAMIENTO DE CDG	94
6.2 DISEÑO DEL TRATAMIENTO DE AGUA BRILLANTE	99
6.3 PRONÓSTICO DEL EFECTO DE LOS TRATAMIENTOS EN LA PRODUCCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	104
7. CONCLUSIONES	109
8. RECOMENDACIONES	111
BIBLIOGRAFÍA	111

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades petrofísicas de las arenas productoras	16
Tabla 2: proyectos de agua brillante a nivel mundial	48
Tabla 3: Proyectos de geles de dispersión coloidal (CDG)	49
Tabla 4: proyectos con Marcit® y unogel®	49
Tabla 5: Regiones petrofísicas	58
Tabla 6: Regiones de saturación	58
Tabla 7: Región PVT	59
Tabla 8: Porcentaje de error para métodos de cálculo	65
Tabla 9: Reservas remanentes en el patrón 1	74
Tabla 10: Reservas remanentes en el patrón 2	76
Tabla 11: Reservas remanentes en el patrón 3	77
Tabla 12: Factores de recobro total por arenas	79
Tabla 13: Resultados cálculo del tiempo de penetración	80
Tabla 14: Requerimientos mínimos de los TAP	89
Tabla 15: Análisis Seright de la zona	90
Tabla 16: Requerimientos de los tratamientos	92
Tabla 17: Comparación de requerimientos adicionales	93
Tabla 18: Volumen poroso de cada arena a tratar con los polímeros	95
Tabla 19: Volúmenes de tratamiento a inyectar, CDG	95
Tabla 20: Concentración seleccionada para CDG	98
Tabla 21: Formulación del tratamiento de CDG	99
Tabla 22: Volúmenes de tratamiento a inyectar, Brightwater®	101
Tabla 23: Rangos de activación para el Brightwater®	102
Tabla 24: Formulación del tratamiento de Brightwater®	103

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Área de estudio	16
Figura 2: sección transversal del área de estudio	17
Figura 3: conformidad histórica del área	17
Figura 4: Desarrollo del área	20
Figura 5: Canalización de la inyección en el yacimiento	21
Figura 6: Mapeo de propiedades por capas	26
Figura 7: Esquema de mallado en Sahara	27
Figura 8: Desplazamiento de petróleo por agua en condiciones de flujo Segregado	30
Figura 9: Curva característica	31
Figura 10: Curva de flujo fraccional y permeabilidades relativas	33
Figura 11: Etapas del método de CGM	35
Figura 12: Activación del polímero en profundidad	38
Figura 13: Comparación entre la estructura molecular de los CDG y los bulk gel	39
Figura 14: Mecanismo de operación de los CDG	41
Figura 15: Estructura del gel resultante	42
Figura 16: Activación de la partícula brightwater®	43
Figura 17: Esquema de construcción del modelo de simulación	51
Figura 18: Esquema completo del modelo de simulación	52
Figura 19: Modelo estructural del área de estudio	53
Figura 20: Asistente de creación de proyectos	54
Figura 21: Mapas del área de estudio para una arena	55
Figura 22: Gráfico de tipos de roca	57
Figura 23: Pruebas de inyección a diferentes fechas	60
Figura 24: Intervenciones de pozo	61

Figura 25: Mallado final del modelo	63
Figura 26: Porcentajes de error para métodos de cálculo	67
Figura 27: Ajuste de los coeficientes de distribución	69
Figura 28: Ajuste histórico final	70
Figura 29: Porcentaje de error del ajuste final	70
Figura 30: Cambio en la saturación de la capa C3	71
Figura 31: Volumetría del área de estudio	72
Figura 32: Historia de producción patrón 1	73
Figura 33: Historia de producción patrón 2	75
Figura 34: Historia de producción patrón 3	76
Figura 35: OIP por patrón	78
Figura 36: Determinación del tiempo de penetración en cada patrón	81
Figura 37: Gráfico de Chan para el patrón 1	82
Figura 38: Gráfico de Chan para el patrón 2	82
Figura 39: Gráfico de Chan para el patrón 3	82
Figura 40: Esquema de inyección preferencial	83
Figura 41: Coeficientes de D-P para el área de estudio	84
Figura 42: Inyectividad de los patrones del área	85
Figura 43: Espacio del área de estudio	86
Figura 44: Graficas del “control de conformidad”	87
Figura 45: Distribución de la inyección por arena	88
Figura 46: Tiempo de tránsito entre pozos, patrón 3	91
Figura 47: Diseño del tratamiento de CDG	94
Figura 48: Determinación de la presión de transición	96
Figura 49: Concentración y relación polímero- entrecruzador	97
Figura 50: Esquema de diseño Brightwater®	99
Figura 51: Determinación del volumen de canal por patrón	100
Figura 52: Simulación del frente termal	101

Figura 53: Viscosidad máxima del tratamiento de brightwater®	104
Figura 54: factor de resistencia residual del tratamiento de brightwater®	104
Figura 55: Pronóstico de producción aplicando CDG	106
Figura 56: Pronostico de producción aplicando Brightwater®	106
Figura 57: Factor de recobro adicional por efecto de los CDG	107
Figura 58: Factor de recobro adicional por efecto del Brightwater®	107

RESUMEN

El presente documento es un análisis técnico realizado a una zona seleccionada del campo Surcolombiano (cohemi) en el que se identificó un alto corte de agua con un aumento rápido en los últimos años de producción. Dicha área fue elegida para evaluar la viabilidad de aplicar un tratamiento químico que mejorara su eficiencia y aumentara el factor de recobro. Las tecnologías a evaluar son polímeros desarrollados para desviar el flujo de fluido desde zonas inundadas hacia zonas no contactadas y con presencia de altos volúmenes de petróleo recuperable.

Los geles de dispersión coloidal (CDG), Brightwater®, Marcit® y Unogel® son los tratamientos a evaluar para la aplicación en el área seleccionada. Cada uno de ellos cuenta con requerimientos técnicos mínimos para su uso, que se desarrollaron para descartar o confirmar la viabilidad de los mismos en el área. Para la evaluación técnica se creó un modelo de simulación analítica que permitirá identificar la presencia o no de reservas recuperables en las siete arenas desde donde se desarrolla la explotación; además obtener la distribución real de la saturación en cada zona para establecer oportunidades de desarrollo. El modelo se cargó y ajustó en el software comercial Sahara, el cual permitió definir que la asimilación del área había sido ineficiente y que los patrones de inyección que conforman el área de estudio presentaban preferencia de inyección por ciertas zonas. Esta información fue validada con modelos de ingeniería que obtuvieron los mismos resultados.

La evaluación de todos los aspectos técnicos de los tratamientos propuestos permitió descartar a dos de ellos debido a la severidad de su acción. Con los dos restantes se diseñaron los volúmenes y formulaciones para su aplicación en la zona, simulando también el recobro esperado por acción de cada uno. Los resultados fueron positivos y mostraron que técnicamente aplicar CDG y brightwater® en el área es viable.

INTRODUCCIÓN

Los esquemas de recobro a nivel mundial se basan en la aplicación de técnicas tradicionales que incluyen la inyección de agua para el mantenimiento de la presión en el yacimiento. Sin embargo cuando este proceso se vuelve ineficiente, es decir se produce principalmente agua se tiende a abandonar los pozos o evaluar métodos de recobro terciario; estos métodos aunque muy efectivos carecen de resultados positivos cuando se aplican en zonas inundadas y con bajo petróleo móvil. Una forma de aplicar un recobro terciario con éxito es garantizar un buen recobro secundario, y para la inyección de agua esto significa contactar la mayor parte del yacimiento, asegurando una distribución uniforme del fluido inyectado tanto areal como verticalmente. Sin embargo este panorama no es tan fácil de lograr debido a la heterogeneidad de los campos y la preferencia del fluido inyectado a fluir por las zonas con mayores propiedades de flujo (Permeabilidad y espesor). Este comportamiento lleva a la recuperación de un menor volumen de crudo al esperado.

Actualmente se ha desarrollado una gran variedad de tecnologías encaminadas a mejorar la distribución del fluido inyectado tanto en el espesor productor como en el área de drenaje. Los métodos incluyen tecnología mecánica como válvulas de inyección selectiva, cementos especiales para aislar zonas inundadas y métodos químicos. Estos últimos han innovado de gran forma para alcanzar dicho propósito. Las tecnologías químicas más usadas se denominan obstruyentes, y consisten en polímeros termalmente activos que se activan al alcanzar cierta temperatura dentro del yacimiento y promueven la desviación del fluido inyectado desde zonas ya barridas hacia zonas con reservas recuperables.

El campo Surcolombiano ha tenido un desarrollo convencional durante sus 20 años de desarrollo. La inyección de agua fue iniciada hace 10 años y desde los últimos cinco años se instalaron mandriles con válvulas de inyección selectiva en algunos inyectores del campo para mejorar la distribución vertical del fluido.

Desafortunadamente los resultados no han sido los esperados y los volúmenes de agua producidos han aumentado hasta cortes de 94%, lo que lleva a pensar que las zonas barridas han sido las mismas y que no se ha logrado una correcta distribución del fluido. El presente documento es un análisis técnico para diagnosticar el estado actual de un área del campo y proponer los métodos químicos más viables para aplicar en dicha zona.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

- Determinar la viabilidad técnica de aplicar un polímero termalmente activo para mejorar la eficiencia de barrido volumétrico en un proyecto de inyección de agua

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Aplicar un “screening” (diagnostico) básico para seleccionar un área donde se pueda diseñar un proyecto piloto.
- Desarrollar un modelo analítico para la caracterización del yacimiento y evaluar el estado actual del área, principalmente el petróleo original in situ (OIP) con base en la historia de producción e inyección.
- Identificar un campo con propiedades geológicas y petrofísicas similares para realizar analogías de pruebas de laboratorio.
- Seleccionar a partir de los análisis y las condiciones del área el mejor tratamiento para ser aplicado y diseñar los volúmenes y concentraciones a inyectar para determinar su efecto en la recuperación de petróleo

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La inyección de agua es el método más utilizado a nivel mundial para mantener la presión del yacimiento y así garantizar la producción de petróleo por un mayor tiempo. Sin embargo la anisotropía de los horizontes productores y la variación en las propiedades de los fluidos del yacimiento generan cambios en los volúmenes de aceite recuperado y en ocasiones acortan la vida productiva de los campos.

1.1 DESCRIPCIÓN DEL AREA DE ESTUDIO

El área de estudio corresponde a un campo ubicado en el departamento del putumayo entre el corredor Puerto Vega – Teteye; Campo Cohembi, estación cohembi 1, desarrollado desde 7 zonas productoras en la misma formación (**Tabla 1**) cada una de ellas con propiedades heterogéneas que evidencian diferentes índices de calidad de yacimiento.

Tabla 1: Propiedades petrofísicas de las arenas productoras

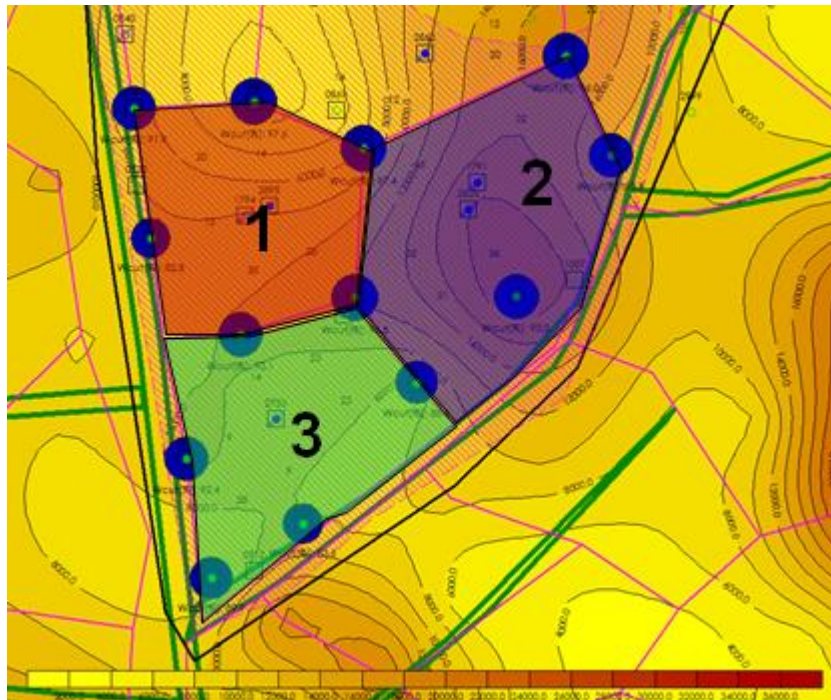
ARENA	POROSIDAD (%)			PERMEABILIDAD (md)			ESESOR PERMEABLE (FT)			CALIDAD DE YTO (PHI*k*Hk)		
	Min	Prom	Max	Min	Prom	Max	Min	Prom	Max	Min	Prom	Max
C1	4	15	21	32.7	138.4	270.6	10.5	38.55	62.22	16	133.8	299.9
C2	6	18	27	43.3	190.4	708.2	2.1	13.9	19.39	7.4	195.6	444.7
C3	8	16	26	59.5	328.1	864	12.68	30	51.5	48.57	251.8	1454
C4	10	15	24	58.7	290.5	612.1	8.37	25.9	56	10.7	905.6	22580.8
C5	13	18	27	56.1	234.8	684.6	5.6	31.08	57.15	32	474.8	1531
C6	10	14	18	52.7	214	493.2	6.5	37	59.34	26.8	455	1075
C7	11.2	14.5	16.8	72.4	169	638	4.7	31.3	50.43	1.2	174.4	1062.4

Fuente: Autor

La zona de estudio está constituida por tres patrones de inyección de siete puntos invertidos (**Figura 1**). Actualmente la zona tiene 13 pozos productores activos

afectados por tres pozos inyectoros. Esta zona consta de 21 pozos activos, dos inactivos y siete pozos abandonados. La producción actual del área es de 526 BOPD, 8066 BWPD y 57 MSCFD.

Figura 1: Área de estudio



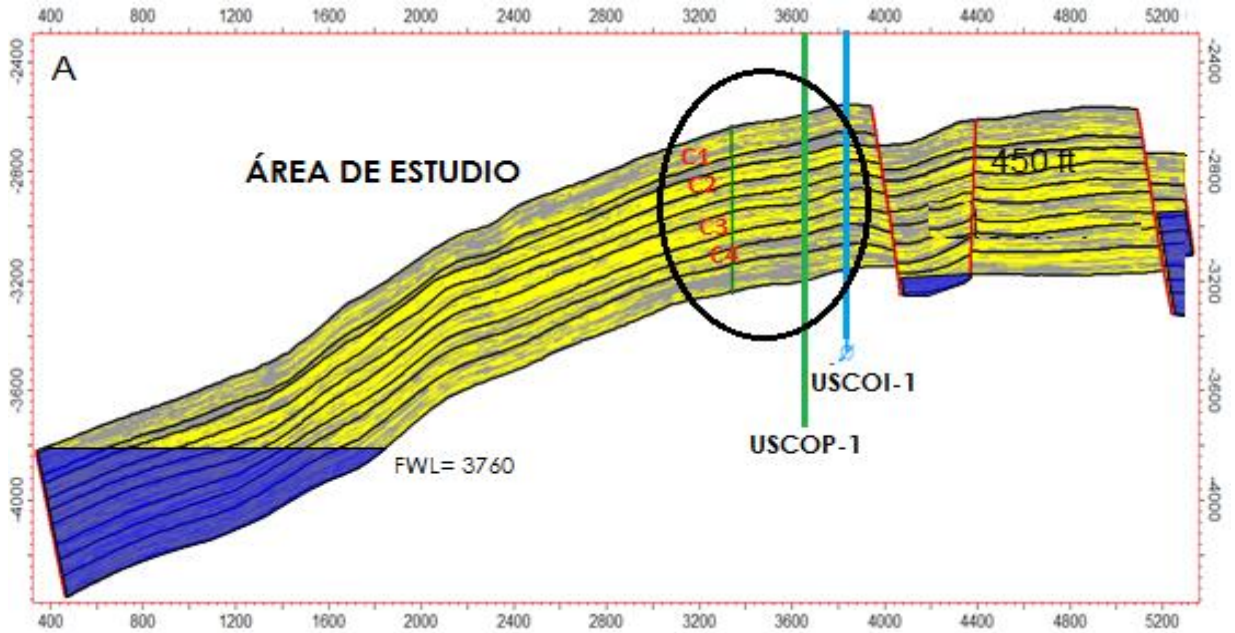
Fuente: Modelo analítico campo Surcolombiano

La producción promedio por pozo es de 38 BOPD y 577 BWPD, con un corte de agua del 94%. La inyección de agua de la zona es de 9576 BWIPD, es decir 2283 BWIPD por cada pozo inyector. Con respecto al petróleo original in situ (OOIP) se calculan 18.4 MMBO con una producción total histórica de 5 MMSTB, lo que representa un factor de recobro del 27%.

Estructuralmente la zona de producción se encuentra en la parte superior de un anticlinal fallado que aísla el área de estudio de otras zonas de producción (**Figura 2**). En esta estructura se ubican las siete arenas abiertas a producción a lo largo de un espesor aproximado de 500 ft que consiste de areniscas depositadas en canales fluviales de sistemas “bedload” y “mixload”, depósitos de “overbank”, y lodolitas

depositadas en llanuras fluviales y paleolagos. Es común observar en las lodolitas desarrollos de perfiles pedológicos.

Figura 2: Sección transversal del área de estudio



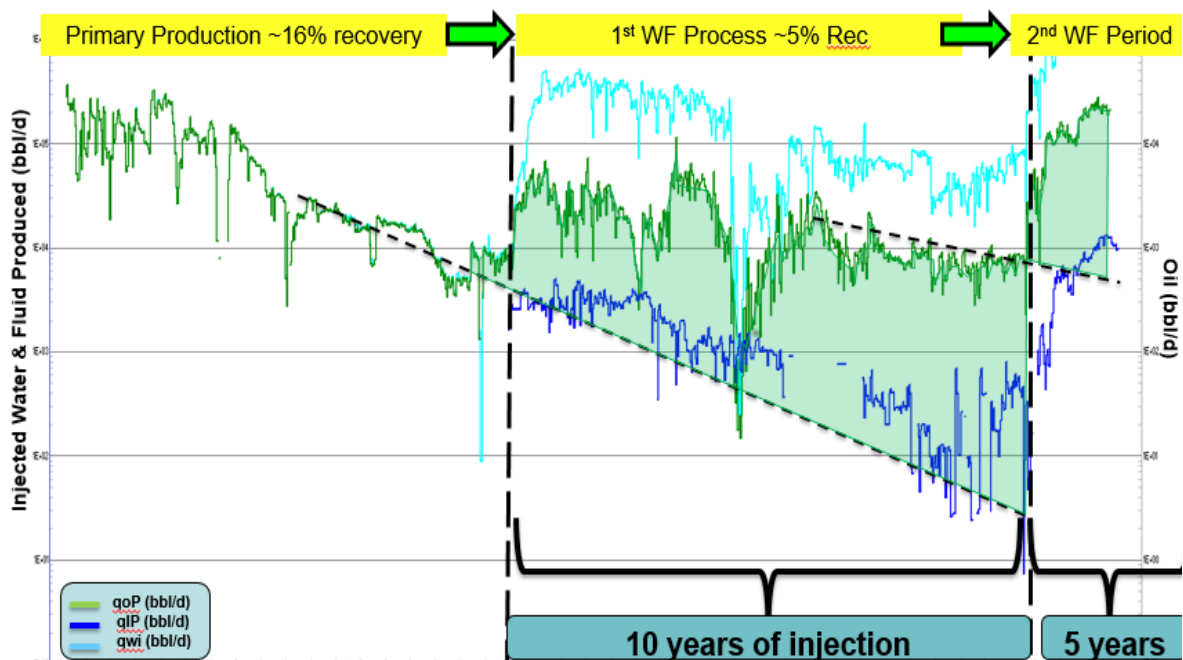
Fuente: Modelo analítico campo Surcolombiano

1.2. ASIMILACION HISTORICA DEL ÁREA DE ESTUDIO

El área se ha desarrollado bajo un esquema convencional de recobro, iniciando con un recobro primario del 16% a partir de flujo natural y con la instalación de sistemas de levantamiento artificial que para la mayoría de los pozos corresponde a bombeo mecánico y en menor medida a bombeo por cavidades progresivas (PCP). Posteriormente y con el fin de mantener la presión del yacimiento se inició una campaña de perforación de pozos inyectores para crear un esquema de inyección de línea directa con los pozos productores a la época. Este periodo de inyección se desarrolló por diez años y se obtuvo un recobro adicional del 5%. Sin embargo la baja respuesta en algunas zonas del área obligó a los ingenieros a considerar nuevas medidas que contribuyeran a una mejor “asimilación” del área. De esta forma se decidió comenzar con una campaña de perforación “infill” con el fin de

completar patrones de 7 puntos invertidos y se instalaron válvulas de inyección selectiva en los inyectores. Adicionalmente se reemplazaron pozos tanto productores como inyectores que presentaban problemas mecánicos y que por lo tanto afectaban las eficiencia del proyecto. En esta nueva etapa del proyecto se han recuperado un 5% adicional del OOIP en un periodo menor a 5 años (**Figura 3**)

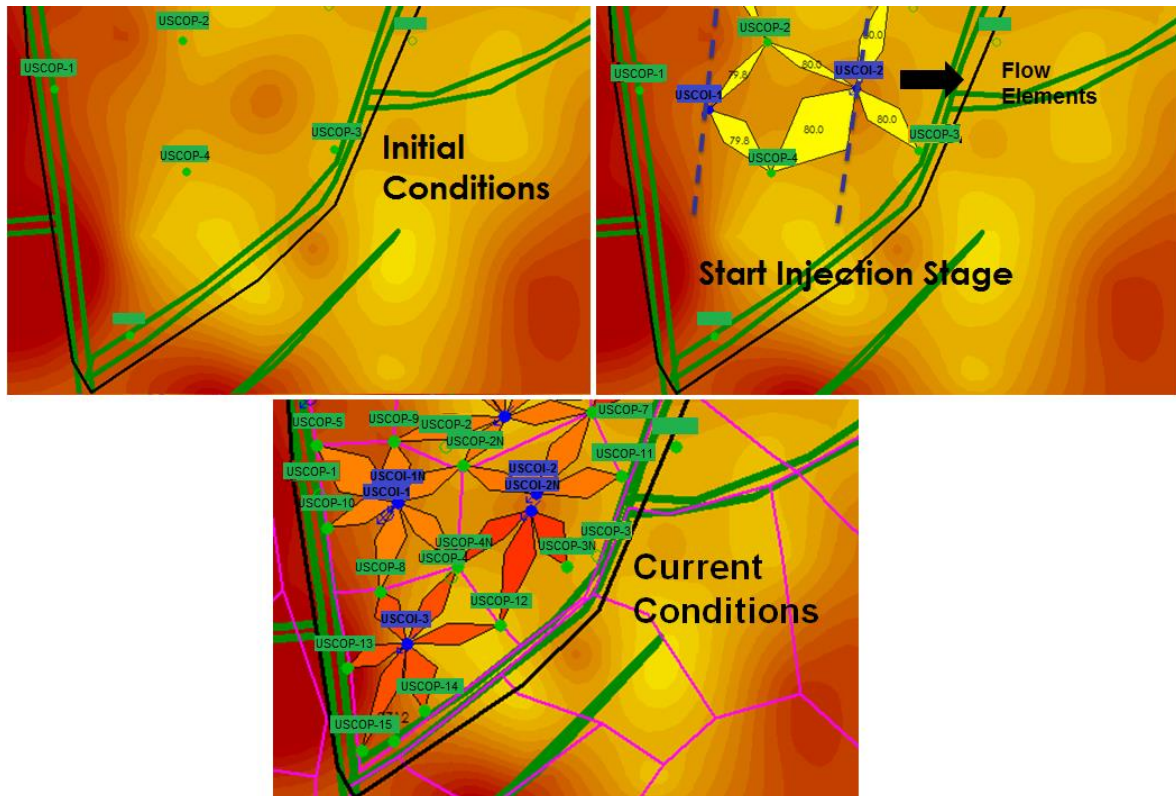
Figura 3: asimilación histórica del área



Fuente: Modelo analítico campo Surcolombiano

En la (**Figura 4**) se encuentra un esquema general del desarrollo histórico del área donde se evidencia el crecimiento en el número de pozos tanto productores como inyectores. De igual forma se puede observar las campañas de perforación “infill” y el patronamiento alrededor de cada inyector.

Figura 4: Desarrollo del área



Fuente: Modelo analítico campo Surcolombiano

1.3. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Como se ha descrito en este capítulo el campo ha tenido un desarrollo convencional conforme al esquema de recobro planteado por los ingenieros de yacimiento. Sin embargo las condiciones actuales de producción permiten pronosticar un escenario desfavorable de recuperación debido a los altos volúmenes de agua producidos. Esta situación obliga a evaluar el rendimiento histórico del área y así establecer canales apropiados para aumentar el factor de recobro sin impactar de forma excesiva en los costos de operación. Una solución común para esta situación sería la aplicación de un proceso terciario de recuperación, tratando de forma directa las fuerzas viscosas y capilares del yacimiento. Sin embargo para tener un exitoso desarrollo de un recobro terciario se debe garantizar que en el proceso secundario hubo una distribución uniforme

del fluido inyectado en el yacimiento, es decir que la “asimilación” del proyecto haya sido bueno. La importancia de esto radica en que si solo se ha drenado parte del yacimiento la zona en la que se aplicara el recobro terciario será una zona inundada con saturaciones de petróleo móvil bajas (**Figura 5**).

Figura 5: Canalización de la inyección en el yacimiento



Fuente: Productos y servicios, Tiorco inc.

Con base en el anterior análisis es preciso apuntar por el mejoramiento de la distribución del fluido inyectado. Teniendo en cuenta que es un yacimiento estratificado con siete arenas abiertas a producción se debe asegurar una distribución uniforme tanto areal como verticalmente ya que es claro que la diferencia en las propiedades de flujos de cada capa (permeabilidad y espesor) favorecen la entrada del fluido en dichas zonas. La primera estrategia para mejorar esta distribución fue la instalación de válvulas de inyección selectivas (mandriles) frente a cada cara de la arena. Este es un método mecánico que contribuye a mejorar la distribución vertical de la inyección; sin embargo la heterogeneidad de las zonas facilita el desvío de los volúmenes de agua

inyectada desde zonas de menor permeabilidad a zonas de mayor permeabilidad con lo que dichas áreas carecen de un barrido uniforme y por lo tanto una baja eficiencia de barrido volumétrica.

Con el objetivo de encontrar una solución más eficiente al problema actual se han evaluado diferentes métodos químicos utilizados a nivel mundial y que han tenido resultados exitosos. En medio de todas las tecnologías existentes los productos Brightwater®, Marcit® gels y CDG son las que más cuentan con respaldo de casos exitosos y una completa literatura para su análisis. Basados en la información obtenida se quiere evaluar si las condiciones del campo se adaptan a las especificaciones técnicas de los productos planteados. Para esto se seleccionó la zona del campo con mayor producción de agua y que estuviera aislada de otras zonas para poder construir un modelo de simulación que permitiera evaluar detalladamente el rendimiento que obtendrá, para finalmente tener resultados concluyentes y confiables.

2. MARCO TEORICO

2.1. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

La simulación del desempeño de un yacimiento de petróleo se refiere a la construcción y operación de un modelo cuyo comportamiento asume la apariencia del comportamiento actual del yacimiento. El modelo puede ser físico o matemático. Un modelo matemático es simplemente un set de ecuaciones que, sujeto a ciertas suposiciones, describe los procesos físicos activos en el yacimiento.¹

Un modelo físico hace referencia a las características petrofísicas y fisicoquímicas de la roca y los fluidos del reservorio. Antes de iniciar el periodo de producción, los modelos representan data estática (inicialización del modelo). Una vez iniciada esta etapa, la data obtenida es de carácter dinámico. Este comportamiento dinámico permitirá con ayuda de la experiencia del ingeniero predecir los fenómenos del flujo de fluidos en medios porosos y permitirá crear el esquema de recobro adecuado.

Entre los tipos de simulación más usados se encuentra la simulación numérica y la simulación analítica, sin embargo, aunque la simulación numérica es de gran valor para la toma de decisiones no supe las necesidades que una simulación analítica provee. Para realizar una simulación numérica en los campos es necesario tener un conjunto de datos detallados del campo y un tiempo adecuado para su evaluación y ajuste, lo cual en muchos casos es una limitante. Por esta razón los modelos de simulación analítica presentan mayor flexibilidad por la cantidad de datos y tiempos requeridos para proveer la información requerida. Los modelos analíticos permiten:

- Determinar el comportamiento de un yacimiento sometido a diferentes esquemas de producción, lo cual es de gran ayuda para la selección optima del plan de explotación.
- Determinar los efectos de localización y espaciamento de pozos, así como determinar la tasa de producción sobre la recuperación.

- Estimar líneas de drenaje y conectividad en yacimientos heterogéneos de petróleo.
- Caracterizar las fallas y barreras de permeabilidad observadas para determinar el grado de sello que estas presentan.
- Evaluar el petróleo original in-situ (OIP) después del proceso de recobro en diferentes zonas del yacimiento.

2.2. GENERALIDADES DEL SIMULADOR ANALÍTICO SAHARA

Sahara es un software de consulta y análisis integral, debido a que permite manipular de manera interactiva un gran volumen de información para lograr la comprensión de los mecanismos físicos que rigen el comportamiento del reservorio.

Esta herramienta ofrece la posibilidad de trabajar a nivel de yacimientos, agregando o quitando formaciones y capas, lo que permite un análisis completo del reservorio; Adicionalmente facilita la importación de datos y su posterior consulta. Sahara permite el trabajo en los diferentes niveles de las capas, lo que permite obtener distintos escenarios de producción y generar pronósticos de los mismos; Cuando se trabaja con mallas de inyección existe la posibilidad de generar distintos escenarios con diferentes métodos de cálculo para su posterior comparación. Lo anterior es de vital importancia para el control de gestión de la operación y toma de decisiones.

Entre las ventajas se encuentran la flexibilidad en el manejo de la nomenclatura de los pozos según las necesidades de cada compañía, idioma de trabajo y la modificación de unidades (métrica, de campo e internacional) a excepción de los perfiles que son guardados en sus unidades originales, lo cual permite uniformidad a pesar de las posibles diferencias de manejo de la información al interior de la empresa; la flexibilidad del modelo de datos de Sahara permite la creación de nuevas variables, tanto para su importación como para su cálculo mediante un editor de ecuaciones.

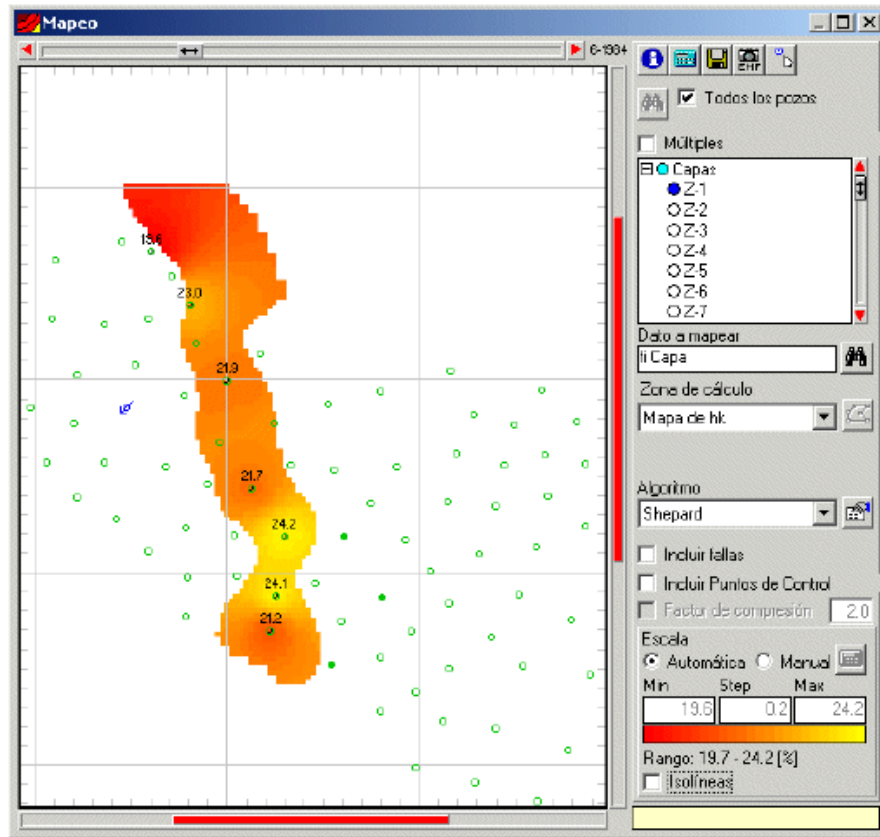
Las principales variables que maneja Sahara son:

- Datos de pozo. Nombre, coordenadas, Datum, profundidades y atributos estáticos.
- Datos de Capa. Nivel (formación o capa), valores medios de parámetros petrofísicos.
- Datos Pozo-Capa. Se refiere a los valores que permiten definir las zonas atravesadas por cada pozo (Tope, base, Espesor Total, porosidad y saturaciones).
- Datos de Producción. Valores mensuales asignados a cada pozo (Petróleo, gas, agua Inyectada y relaciones de fases).

Entre la información que se puede cargar se encuentra las producciones o inyecciones (pozo, formación y/o capa), cañoneos, objetos de sub-superficie (sidetracks, intervalos y completamientos), elementos de superficie (manifolds, baterías, etc.), perfiles, mapas, declinaciones de pronóstico, datos PVT y las líneas culturales (límites de áreas, ríos, líneas de conducción); Cuando la información se genera a nivel de yacimiento el software la distingue a nivel de capa, formación y pozo, en caso de no cargar data a nivel de formación, Sahara lo asume como la suma de los valores de las capas. Por el contrario si se cargan valores a nivel de formación, estos se respetaran aunque se cargue información a nivel de capa. Para el caso de formación a nivel de yacimiento Sahara puede realizar la distribución de los datos de producción/inyección por capa.

Adicionalmente es posible realizar un proceso de mapeo que consiste en generar, a partir de datos puntuales, los valores sobre una malla regular mediante una variedad de algoritmos; Los archivos de mallas son matrices numéricas, donde en cada nodo se encuentra un valor representativo de la variable. **La figura 6** muestra el mapeo del espesor permeable en una capa del yacimiento representando los nodos donde se tienen datos para delinear.

Figura 6: Mapeo de propiedades por capas



Fuente: INTERFACES S.A. Tutorial Sahara 3.2, Versión 2.6., p 80

Sahara permite la creación de distintos escenarios, el principal es el escenario de datos a partir del cual se puede generar los escenarios de cálculo, inyección y pronóstico. El software también permite exportar toda la información relacionada al proyecto; además de tener la opción de actualización de datos, el modelo base puede ser usado por distintas áreas de la empresa sin afectar el archivo original. Para lo anterior el programa permite delimitar el campo de interés por áreas de proyectos, polígono o atributos.

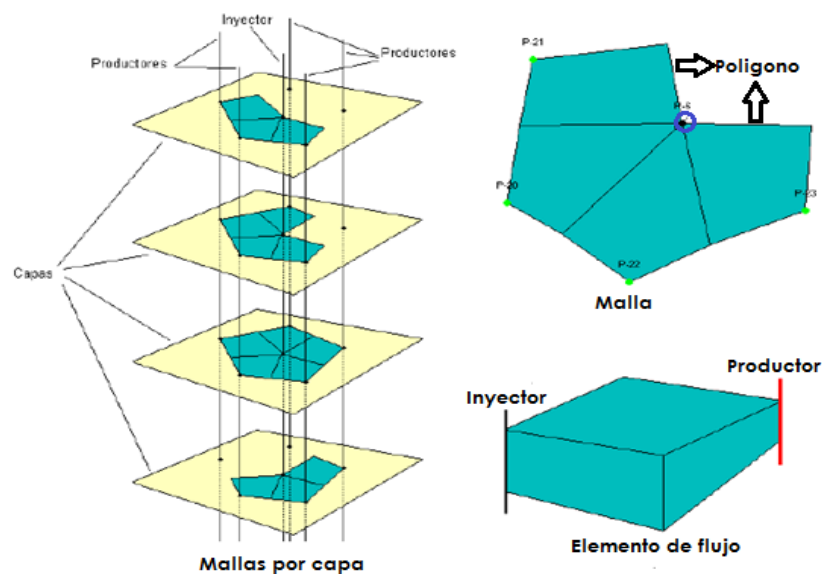
2.2.1. Descripción del método de cálculo

El simulador sólo realiza cálculos de las producciones secundarias provenientes de la inyección de agua, sin embargo, es posible tener en cuenta las producciones primarias, para así generar parámetros de declinación acertados.

Debido que el simulador de mallas de inyección solo calcula la producción secundaria, si hubiera pozos que tienen alguna componente de producción primaria, por ejemplo proveniente de las capas no afectadas a la inyección, es posible asignar a estos pozos una producción de primaria mediante parámetros de declinación. Estas declinaciones de primaria se guardan en un escenario específico para ella, denominado Primaria (Interfaces S.A., versión 2.6)

La unidad de cálculo es lo que denominamos elemento de flujo, que representa el volumen de reservorio en el que se produce el barrido desde un pozo inyector hacia un pozo productor. Una malla de inyección está compuesta por los elementos de flujo que conectan un pozo inyector con los productores vecinos en cada una de las capas donde están presentes (**Figura 7**).

Figura 7: Esquema de mallado en Sahara



Fuente: INTERFACES S.A. Tutorial Sahara 3.2, Versión 2.6., p 123. Modificado

La metodología de cálculo se apoya en la distribución areal de la inyección de agua de cada pozo inyector en cada capa y en el modelo de cálculo seleccionado. Una vez definidas las mallas de inyección mediante los elementos de flujo que las componen, es posible distribuir arealmente la inyección del mismo en cada capa mediante coeficientes de alocaión. Cada elemento de flujo, considerado como tanque y caracterizado por su volumen poral y su saturación de petróleo móvil, puede ser barrido por el agua inyectada en la capa distribuida arealmente hacia cada pozo productor de la malla. En estas condiciones, será posible calcular los caudales de petróleo y agua extraídos del elemento por el pozo productor, a partir de la inyección de agua que recibe cada elemento de flujo.

El esquema de cálculo se puede resumir de la siguiente forma

- Para cada capa:

Calcula los parámetros generales que dependan de la capa, de acuerdo al método de cálculo Seleccionado

Ordena los elementos por fecha de inicio

- Para cada elemento de flujo

Calcula los parámetros generales que dependan del elemento, de acuerdo al método de cálculo seleccionado

Calcula las saturaciones iniciales

- Para cada mes
 - Lee la inyección de capa correspondiente al pozo inyector.
 - La multiplica por el coeficiente que le corresponde a ese elemento en ese mes y obtiene el volumen de agua a inyectar en el mismo.
 - De ser necesario, le aplica la curva de llenado.

- Lo suma al volumen inyectado previamente y lo divide por el volumen poral del elemento para obtener el Wid (agua acumulada en volúmenes porales)
- De acuerdo al modelo de cálculo seleccionado, obtiene el Npd (petróleo producido en volúmenes porales).
- Con el Npd , calcula la saturación media de petróleo del elemento al final del mes.

Una vez, terminado el proceso para cada elemento de cada capa, Sahara calcula, usando las saturaciones de los elementos, la producción secundaria de capa de cada pozo productor y la correspondiente producción asociada de cada inyector. Luego le suma las producciones de primaria definidas por el usuario y calcula la producción total.

2.2.2. Métodos de cálculo

El simulador de mallas permite seleccionar el método de cálculo que más convenga para cada campo. Las opciones disponibles en el software son:

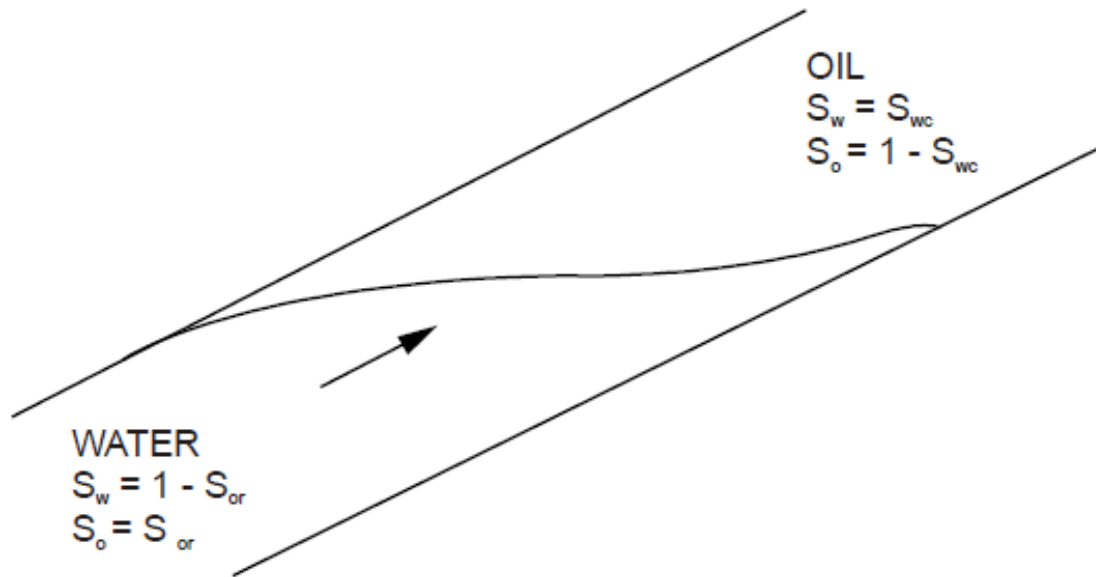
- Flujo Segregado
- Curva Característica
- Buckley & Leverett
- Craig-Geffen y Morse
- Método WOR

2.2.2.1 Flujo segregado

La teoría de flujo segregado se basa en la hipótesis de que tanto por segregación vertical como por canalización de un fluido en otro, las fases se mueven simultáneamente en la dirección del gradiente de presiones en dos zonas diferenciadas: una de saturación de agua connata ($S_o = 1 - S_{wc}$) y la otra con saturación de petróleo residual ($S_w = 1 - S_{or}$). Es decir, el agua se mueve en una zona de saturación vertical de petróleo, y el petróleo en una zona de saturación de agua connata (**Figura 8**).

De este modo, el flujo es independiente de la forma de las curvas de permeabilidad relativa, y las permeabilidades efectivas ponderadas verticalmente son una función lineal de las permeabilidades terminales (a las saturaciones S_{wc} y $1 - S_{or}$).

Figura 8: Desplazamiento de petróleo por agua en condiciones de flujo segregado



Fuente: Fundamentals of reservoir engineering. Dake, L.P. 1978

Debido a que el promedio de permeabilidades relativas por espesor es lineal para flujo segregado, es posible generar una expresión analítica para el recobro de petróleo como función del agua inyectada acumulada (Wid).

Las ecuaciones que rigen este método para un yacimiento horizontal son (Ecuaciones 2.1, 2.2, 2.3 y 2.4):

- Antes del breakthrough

$$f_w = 0 \quad (2.1)$$

$$Npd = Wid \quad (2.2)$$

- Después del breakthrough

$$f_w = \frac{M}{M-1} * \left[1 - \sqrt{\frac{MOV}{Wid * M}} \right] \quad (2.3)$$

$$Npd = \frac{1}{M-1} * \left[2 * \sqrt{MOV * Wid * M} - Wid - MOV \right] \quad (2.4)$$

Donde:

f_w = Flujo fraccional

Npd = Volúmenes porales de petróleo acumulado

Wid = Volúmenes porales de agua inyectada

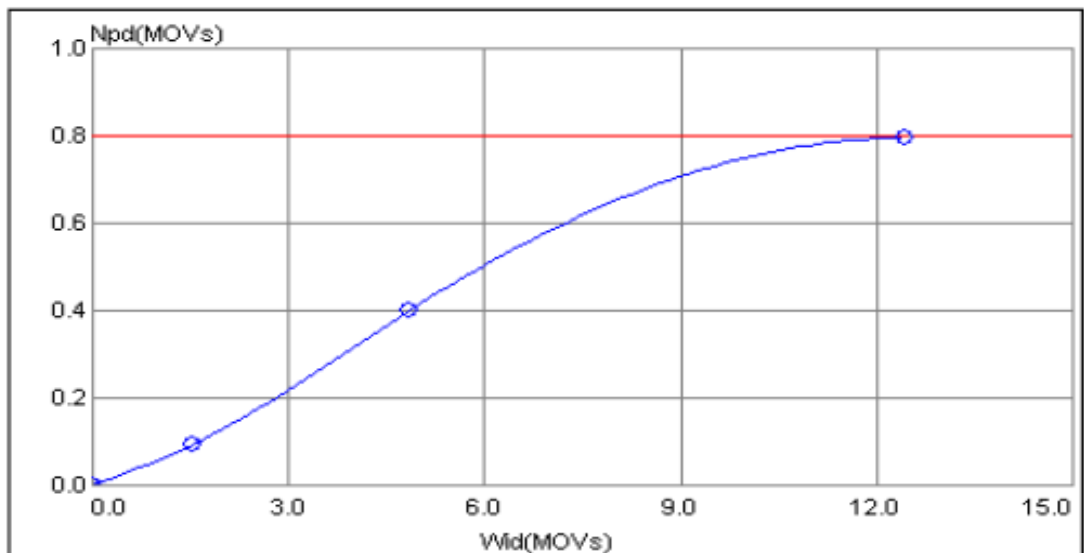
MOV = Saturación de petróleo móvil al inicio de la inyección

M = Relación de movilidad

2.2.2.2 Curva característica

Este modelo se basa en una curva generada a partir de los datos de producción acumulada de petróleo en función de la inyección acumulada (**Figura 9**), ambas en términos de la saturación móvil y en condiciones de reservorio.

Figura 9: Curva característica



Fuente: Simulador de inyección. p 42

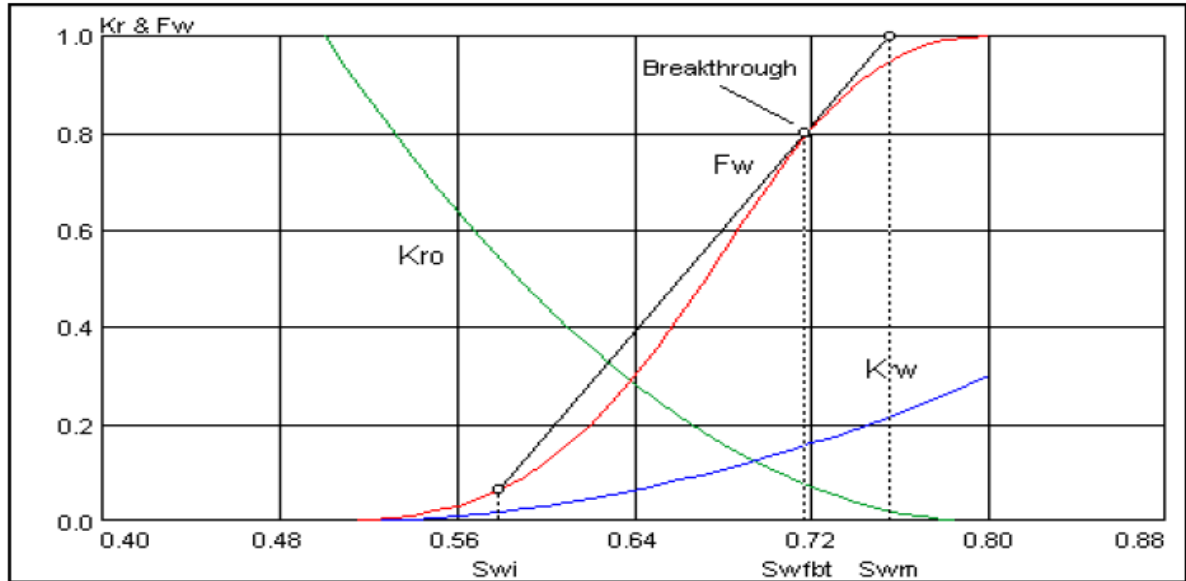
El simulador correrá en base a dichas curvas empíricas en lugar de los modelos analíticos; es posible trabajar con una curva a nivel de yacimiento en general, o con varias asignadas a diferentes capas del proyecto. El simulador usará una curva ajustada que permite obtener curvas suaves con derivada continua. La condición de dicha derivada es que no supere la unidad, para que la producción en fondo no supere la inyección de agua, manteniendo así el balance de masas.

2.2.2.3 Buckley & Leverett

Este es uno de los principales métodos de predicción del comportamiento de la inyección de agua en yacimientos petrolíferos. El desarrollo teórico asume que un proceso inmisible puede ser modelado matemáticamente usando los conceptos de permeabilidad relativa y desplazamiento tipo pistón con fugas. Si el desplazamiento es considerado del tipo pistón con fugas, significa que algo de petróleo será pasado por alto (bypass), durante el paso o desplazamiento del frente. Esto es debido al efecto de la diferencia de viscosidad, permeabilidad relativa y presión capilar.

El mecanismo se basa en la hipótesis de que la acumulada inyectada en volúmenes porales (W_{id}) es la inversa de la derivada de la curva de flujo fraccional (F_w) respecto a la saturación de agua (S_w). Antes de la ruptura, la producción de petróleo es igual a la inyección, pero posteriormente el sistema evalúa periódicamente el W_{id} en función de las inyecciones acumuladas del elemento y la inyección de cada pozo con sus coeficientes de distribución areal, y busca en la curva de F_w la saturación a la cual la derivada resulta igual a la inversa de W_{id} (**Figura 10**).

Figura 10: Curva de flujo fraccional y permeabilidades relativas



Fuente: Simulador de inyección, p 34

Este método considera tres momentos: antes, durante y después de la ruptura; A través de la curva de flujo fraccional es posible determinar la saturación y flujo fraccional del frente de invasión, adicionalmente proporciona el tiempo de ruptura de acuerdo a la distribución geométrica de los pozos del yacimiento y permite calcular el petróleo producido, el factor de recobro, la tasa de producción de petróleo, la tasa de producción de agua, la relación agua petróleo (WOR) al tiempo de ruptura.

2.2.2.4 Craig-Geffen y Morse

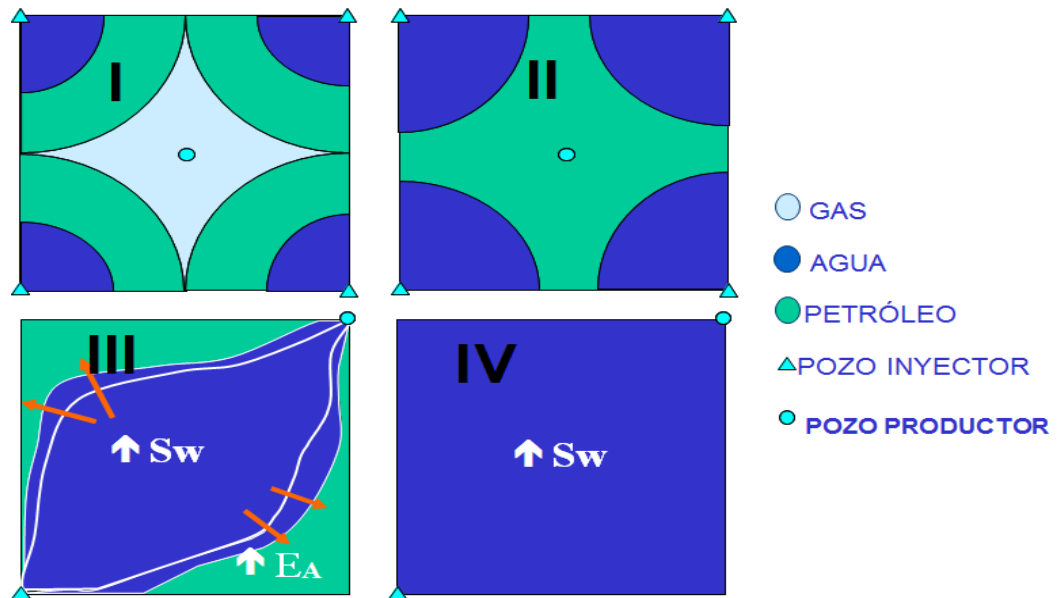
Es un método de predicción que combina efectos de barrido areal, mecanismos de desplazamiento, estratificación y variables de inyectividad para predecir el desarrollo de la inyección en un arreglo de cinco pozos. Utilizando fluidos inmiscibles se midió la eficiencia areal de barrido por medio de rayos X y se obtuvo

una correlación entre la eficiencia areal a partir de la ruptura y el cociente entre los volúmenes de agua inyectados y los volúmenes porales inyectados a la ruptura. Este método es válido con o sin presencia de gas libre inicial (Willhite, 1986).

Este método se basa en el desarrollo de cálculos para una capa y no para un sistema multicapas. La capa seleccionada, identificada como la capa base, considera que posee una eficiencia de barrido vertical del 100%. Las etapas del método son las siguientes (**Figura 11**):

- **Etapa I:** Desde el inicio de la inyección hasta la interferencia con los pozos inyectoros. Comienza la resolubilización de gas hasta el llenado. La producción de petróleo durante este periodo de tiempo es primaria.
- **Etapa II:** Este periodo se extiende desde la interferencia hasta fillup. El fillup es el momento en el cual el volumen de gas libre es desplazado por el agua inyectada, entonces, la saturación de gas se hace cero. Únicamente hay producción primaria de aceite en esta etapa.
- **Etapa III:** Este periodo se desarrolla desde el fillup hasta la irrupción del frente de agua en los pozos productores o breakthrough. La producción, en esta etapa, es la combinación de la producción secundaria por inyección y la continuación de la producción primaria. La producción de agua inicia al final de esta etapa.
- **Etapa IV:** Esta etapa se extiende desde la ruptura hasta el límite económico de producción

Figura 11: Etapas del método de CGM



Fuente: Waterflooding, Cobb, W. 2007 Modificado

Los cálculos iniciales para cada etapa del método se resumen a continuación:

- Cálculo del volumen poral

$$V_p = 7758Ah\phi \quad (2.5)$$

Donde:

V_p : Volumen Poroso, bls.

A : Área del yacimiento, acres

h : Espesor promedio, ft.

ϕ : Porosidad Promedio, fracción.

- Cálculo del volumen de petróleo al inicio de la inyección en superficie

$$N_o = \frac{V_p S_o}{B_o} \quad (2.6)$$

Donde:

N_o : Petróleo in-situ al inicio de la inyección, STB.

S_o : Saturación de petróleo al inicio de inyección, fracción.

B_o : Factor Volumétrico de formación al inicio de la Inyección, rb/STB.

- Cálculo de la relación de Movilidad, M .

$$M = \frac{(K_{rw})_{S_{wbt}}}{(K_{ro})_{S_{wc}}} \left(\frac{\mu_o}{\mu_w} \right) \quad (2.7)$$

Donde:

K_{rw} : Permeabilidad relativa al agua evaluada a la S_{wbt}

K_{ro} : Permeabilidad relativa de petróleo evaluada a la S_{wc} .

- Determinación de la eficiencia de barrido a la ruptura, usando la razón de movilidad calculada:

$$E_{Abt} = 0.5460 + \frac{0.0317}{M} + \frac{0.3022}{e^M} - 0.0051M \quad (2.8)$$

- Cálculo del agua inyectada acumulada al momento de la interferencia

$$W_{ii} = \frac{(\pi r^2 h \phi S_g)}{5.615} \quad (2.9)$$

Donde:

W_{ii} : agua inyectada acumulada al momento de la interferencia, Bbls.

r : La mitad de la distancia entre pozos inyectoros adyacentes, Pies.

S_g : Saturación de gas al inicio de la inyección, Fracción.

- Cálculo del agua inyectada acumulada al llenado de gas

$$W_{if} = V_p S_g \quad (2.10)$$

- Cálculo del agua inyectada acumulada al momento de la ruptura.

$$W_{ibt} = V_p E_{Abt} (S_{wbt} - S_{wc}) \quad (2.11)$$

Donde:

W_{ibt} : Agua inyectada acumulada al momento de la ruptura, Bbl.

S_{wbt} : Saturación de agua promedio en la zona barrida al momento de la ruptura. Fracción.

S_{wc} : Saturación de agua connata al inicio de la inyección. Fracción.

2.2.2.5 Método WOR

Dado que frecuentemente la curva de WOR vs N_p , o lo que es lo mismo WOR vs Factor de Recuperación, es lineal en escala logarítmica, este comportamiento puede ser caracterizado mediante los parámetros a y b de la ecuación de una recta. Debido a que los elementos de flujo son estancos, la producción mensual de líquido en condiciones de reservorio está determinada por la inyección recibida por cada uno de ellos.

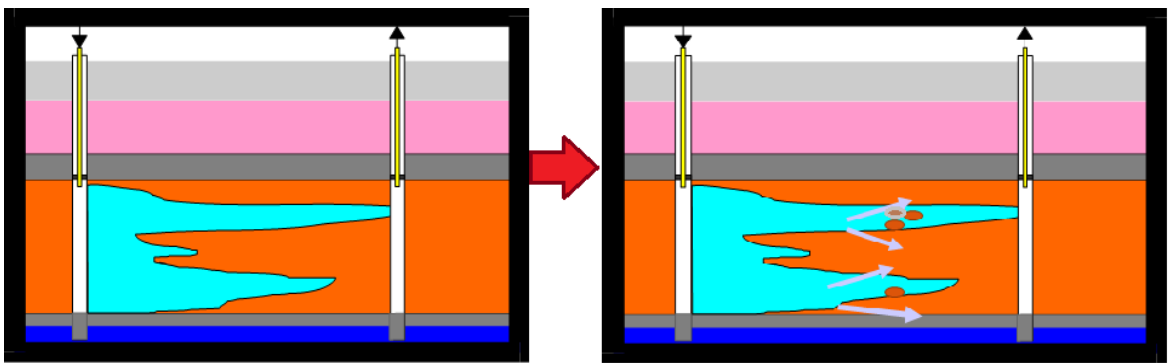
En consecuencia es posible calcular mensualmente la producción de petróleo a partir de la relación agua petróleo correspondiente al factor de recuperación, que es simplemente la acumulada producida de petróleo dividida por el volumen de petróleo móvil de cada elemento, ambos en condiciones de reservorio.

2.3 POLIMEROS TERMALMENTE ACTIVOS (TAP)

La inyección de polímeros es un proceso diseñado para proveer ventajas técnicas sobre la inyección de agua. Estas ventajas incluyen el mejoramiento de la eficiencia areal y la eficiencia de desplazamiento (Mungan, 1970). Estas pueden ser atribuidas a dos conceptos fundamentales de la inyección de polímeros, los cuales son el efecto que tiene en la relación de movilidad y la profundidad de penetración. Sin embargo la inyección de polímeros tradicionales tiene una gran cantidad de limitaciones como la sensibilidad del polímero a la salinidad, temperatura, degradación mecánica y biológica y los aspectos de inyectividad debido a las altas viscosidades de la solución a inyectar (Okeke, 2012).

Debido a estas limitantes se desarrollaron nuevas tecnologías con el fin de convertir la inyección de polímeros en un método más eficiente tanto técnica como económicamente. Estos nuevos polímeros se basan en la inyección de partículas en el yacimiento a una viscosidad igual o muy cercana a la del agua de inyección con el fin de aprovechar el frente térmico creado entre el pozo inyector y productor para producir la activación de dicho polímero en profundidad (**Figura 12**) y tener así un efecto más significativo en el factor de recobro.

Figura 12: Activación del polímero en profundidad



Fuente: Nalco energy services. Modificado

2.3.1 Aplicación de los TAP

Entre las aplicaciones más importantes de los polímeros termalmente activos podemos señalar las siguientes:

- Restringen el flujo de agua en zonas ladronas de alta permeabilidad
- Reducen los costos de producción de agua
- Mejoran la eficiencia de barrido
- Mejoran el recobro final
- Pueden ser inyectados con equipo convencionales de inyección de químicos y sistemas de inyección de agua
- Solución miscible en agua
- No requiere cierre de pozos

2.3.2 Tipos de TAP

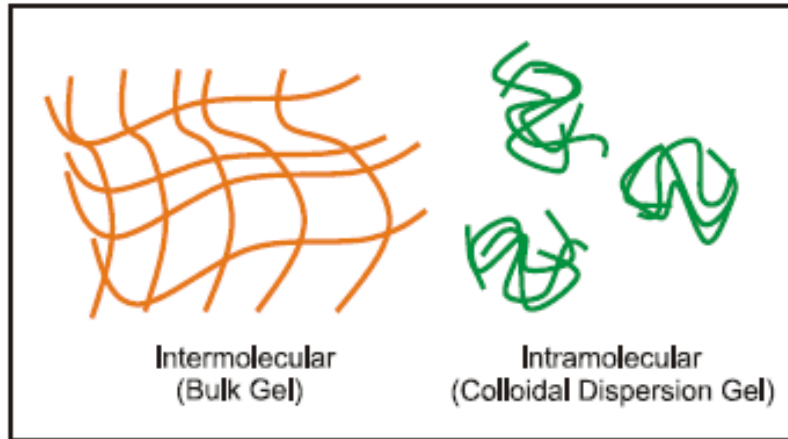
En el mercado se puede encontrar una gran variedad de tecnologías que se aplican a diferentes escenarios y que solucionan distintas necesidades dependiendo de las condiciones de cada campo; estos químicos pueden ser aplicable tanto en el pozo productor como en el inyector. Entre las tecnologías más aplicadas a pozos inyectores podemos nombrar las siguientes:

2.3.2.1 Geles de dispersión coloidal (CDG)

Entre los años de 1970 y 1980 Phillips Petroleum investigo muchos procesos que combinaban el polímero poliacrilamida con cationes multivalentes (Needham et. al., 1974). La estrategia era incrementar la adsorción del polímero en la roca, para producir un factor de resistencia residual (RRF) más alto comparado con la inyección de polímero tradicional. El factor de resistencia residual se define como la relación entre la movilidad de la salmuera antes del contacto con la solución química y la movilidad de la salmuera después de la inyección de químico. El aumento del RRF después de la inyección debe mejorar la eficiencia de barrido volumétrico (Diaz, D. et. al., 2008).

Los geles de dispersión coloidal son nombrados así debido a la naturaleza de las soluciones de gel, las cuales son suspensiones individuales de “paquetes” de moléculas de polímero entrecruzado o coloide (**Figura 13**). Tradicionalmente el agente entrecruzador de los CDG es el aluminio.

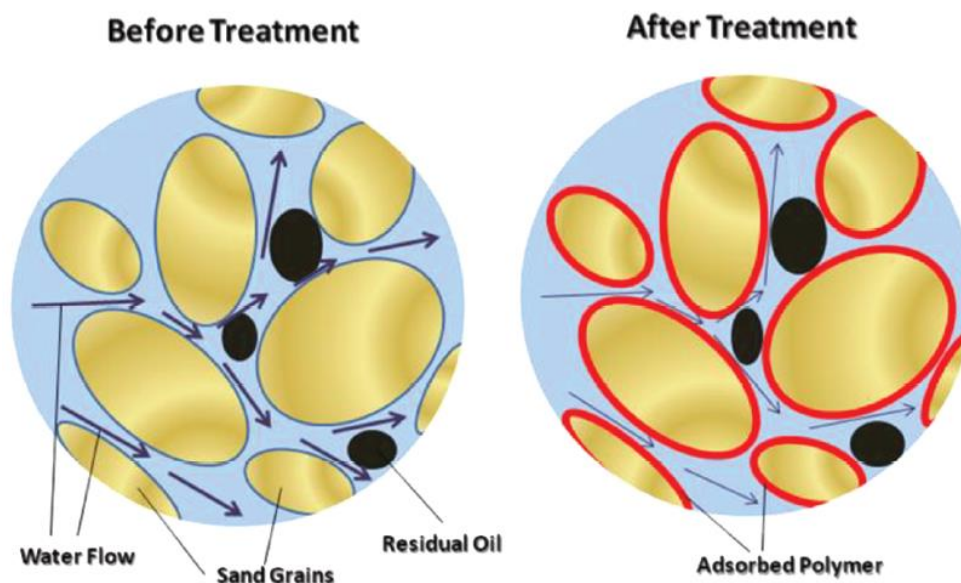
Figura 13: Comparación entre la estructura molecular de los CDG y los bulk gel



Fuente: Díaz, D. et. al., 2008

La aplicación de este método químico consiste en la formación de un gel de poliacrilamida que se forma in-situ después de que el pre-gel (mezcla de polímero y entrecruzador) entra en el yacimiento. Estos geles son formados a partir de polímeros de baja concentración aumentando el empuje de fluidos, debido a que es capaz de entrar en rocas de alta permeabilidad en profundidad mientras es adsorbido dentro de la superficie de la roca (**Figura 14**). Estos caminos donde predomina el flujo de agua son alterados físicamente para reducir el flujo. De esta forma el empuje de fluido en el yacimiento parece más uniforme y el petróleo contenido en la roca de baja permeabilidad es contactado. Los casos históricos indican un aumento de recobro hasta del 10% con menor cantidad de agua inyectada.

Figura 14: Mecanismo de operación de los CDG



Fuente: Chung, T., et. al. 2011

2.3.2.2 Geles MARCIT® y UNOGEL®

La producción de petróleo de yacimientos con fracturas naturales puede ser altamente lucrativa siempre y cuando las fracturas tengan buen contacto con la matriz llena de petróleo. Lamentablemente, las fracturas naturales en general tienen orientación vertical y se extienden hacia un acuífero subyacente. Muchas veces esta condición trae como resultado una producción excesiva de agua o las fracturas son alimentadas por los pozos de inyección que interceptan la misma red de fracturas. En ambos casos, el agua impide la adecuada caída de presión en la matriz de la roca con alta saturación de petróleo y, por lo tanto, el petróleo no se puede producir con un beneficio económico.

Debido a que el gel MARCIT® reduce el flujo en las fracturas sin ingresar en la matriz, sus propiedades de filtración reducida son ideales para mejorar la homogeneización de yacimientos con doble porosidad. Los tratamientos con el gel MARCIT® para pozos de producción se hacen con los mismos polímeros de baja

concentración y alto peso molecular que se usan en los tratamientos en pozos de inyección. Debido a que los geles MARCIT® ingresan en las fracturas pero no en la zona de la matriz, rara vez se requiere aislamiento. El UNOGEL® es una variante del MARCIT® gel que se utiliza en yacimiento con temperatura mayor a 255 F (124 C).

El mecanismo de aplicación es similar a los CDG con la variante de que la reacción de entrecruzamiento entre el polímero y el entrecruzador resultara en un gel robusto (bulk gel) que tendrá una estructura molecular continua (**Figura 15**).

Figura 15: Estructura del gel resultante



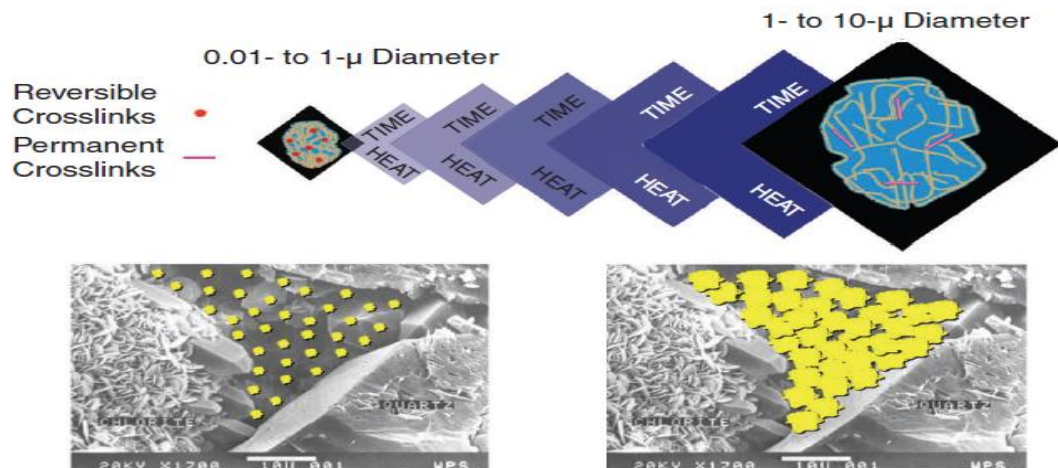
Fuente: Tiorco, 2009

2.3.2.3 brightwater

Brightwater® son glóbulos de microgel de tamaño submicron (kernels) que son inyectados dentro del yacimiento con el fluido de inyección y que al entrar en contacto con el fluido local a mayor temperatura estalla y se hincha con agua proveyendo un mecanismo de control de asimilación en profundidad (Pritchett et al., 2003; Frampton et al., 2004). El material es una micropartícula de poliacrilamida que contiene sulfonato entrecruzado el cual está conformado por entrecruzadores internos tanto estable como inestable. Cuando es sometida a alta temperatura la velocidad de decruzamiento del entrecruzador inestable se acelera. Esto reduce la

densidad del entrecruzador de la partícula y permite que ésta se expanda por la absorción del agua que la rodea. Después de calentarse, las partículas son capaces de hincharse y adoptar una forma más expandida tomando una configuración similar a un “popcorn” (**Figura 16**). La reducción irreversible de la densidad del entrecruzador depende del tiempo y puede ser afectada por el pH del fluido.

Figura 16: Activación de la partícula brightwater®



Fuente: Garmeh, R., et al. 2012

Este producto es aplicable en un amplio rango de temperatura (35-140 C) y salinidad (TDS hasta de 120,000 ppm) de yacimiento. Si la temperatura es mayor a 90 C se deben tener consideraciones especiales. La principal ventaja de este producto es que puede ser aplicado directamente en la línea de inyección. No se requiere taladros o unidades de coiled tubing.

2.3.3 Características de los polímeros termalmente activos (TAP)

Uno de los aspectos más importantes en la aplicación de polímeros termalmente activos es la comprensión de los conceptos relacionados con las características que desarrollan dicha soluciones.

- Adsorción: Durante la propagación de una lechada polimérica a través de un yacimiento, una fracción de dicho polímero se fija a la roca por un proceso

denominado Adsorción. El proceso de adsorción del polímero tiene dos características que lo hacen diferente a la adsorción de otros químicos, en primer lugar se considera prácticamente irreversible, y en segundo, deja sobre la superficie de la roca una capa de polímero cuyo grosor es del mismo orden de magnitud del tamaño de los poros. Ambas características se considera que están relacionadas con el alto peso molecular de estos compuestos (Zeng, C. et al, 2000).

- Factor de resistencia residual (RRF): Este parámetro está fuertemente vinculado al proceso de absorción polimérica, y el mismo se traduce en la cantidad de veces que se reduce la permeabilidad relativa al agua en relación a la permeabilidad del petróleo, en un medio poroso determinado, al ser saturado con una solución polimérica de una concentración dada. La magnitud de este factor es de vital importancia para la comprensión de la modificación de los patrones de producción / inyección de fluidos en un medio poroso, y esta correlacionado con otras propiedades de los gelantes (Smith, J. et al., 2000).
- Factor de resistencia (RF): Este factor es una relación de la presión diferencial del polímero en el medio poroso. Este factor compara el comportamiento del gel con respecto al agua y relaciona la viscosidad aparente del tratamiento con la viscosidad del agua a las mismas condiciones de yacimiento (Smith, J. 1989).
- Tiempo de gelificación: El tiempo de gelificación es una función de la reacción de entrecruzamiento, o bien, la interacción que ocurre entre el polímero y el entrecruzador que le da su consistencia y resistencia. Esta reacción esta a su vez afectada por dos factores: la relación de concentraciones polímero / entrecruzador, y la temperatura. La velocidad de la reacción en cuestión es proporcional al incremento de la temperatura, pero sin desligarse de las concentraciones: a mayores concentraciones, mayor velocidad de reacción (Diaz, D. et al. 2008).

- Presión de transición: Esta presión es proporcional a la fuerza que tendrá el gel para desviar el flujo en el medio poroso y se define como la presión a la cual se pasa de un comportamiento de polímero a un comportamiento de gel dentro del yacimiento (Smith, J. 1989).
- Concentración polímero/entrecruzador: Las concentraciones polímero / entrecruzador proveen al gel de su resistencia, consistencia y capacidad de controlar el paso del agua a través del medio poroso. Concentraciones bajas de polímero / entrecruzador generan un gel menos viscoso y con mayor capacidad de penetración dentro de la formación, como es el caso de los geles de dispersión coloidal, pero hace necesario el empleo de volúmenes mucho más grandes, dado que estos geles tienen una menor resistencia y menor durabilidad. Concentraciones altas generan geles robustos y resistentes, pero limitan las operaciones de bombeo y la penetración del gel dentro de la formación (Smith, J. 1999).
- Durabilidad: Todos los geles tienen un tiempo de duración determinado, definido principalmente por las concentraciones y calidad de polímero y entrecruzador con las que son formulados. También se ve afectada por la temperatura del yacimiento, que acelera la degradación del gel, y por la presencia de minerales en el agua de formación, que altera la composición del mismo (Smith, J. 1999).

2.3.4 Requerimientos para la ejecución de tratamientos de TAP

Como se analizó anteriormente estos tratamientos se aplican especialmente en pozos inyectoros con el fin de tener un mejor efecto en el recobro, es decir, poder contactar la mayor cantidad de zonas no barridas por el proceso de inyección de agua. Algunos de los criterios más importantes para la selección de pozos candidatos para aplicar “control asimilador” son (Manrique, E., et al, 2012):

- Rápido incremento de la relación agua-petróleo y diferencia en el tiempo de transito inyector productor entre los pozos de una misma malla mayor a 30 días.
- Baja recuperación secundaria, especialmente relacionada con la primaria para el mismo volumen poroso, como indicador de disponibilidad de atractiva cantidad de petróleo residual.
- Disponibilidad de modelo geológico que caracterice el tipo de depósito y asegure continuidad dentro de la malla: sin fallas tectónicas u alguna otra barrera estratigráfica.
- Anisotropía en las propiedades de la roca, identificada, especialmente: Heterogeneidad vertical (Lorenz coeff. > 0.7 o $D-P > 0.55$), Alto contraste areal de la permeabilidad entre el centro y los bordes del canal (La permeabilidad en la zona ladrona debe ser por lo menos 3 veces mayor que en las zonas de baja permeabilidad). Igualmente para el espesor permeable y la porosidad.
- Buena historia de producción secundaria: Suficiente tiempo para establecer performance histórica y pronóstico, Estimar inyección e inyectividad por capa, Si fuera posible, identificar tiempo de respuesta por capa.
- Reducida cantidad de capas a tratar de manera de simplificar el diseño y maximizar la recuperación incremental de petróleo.
- Buen estado mecánico de las instalaciones de fondo de los pozos involucrados: inyectores y productores.
- Disponibilidad de instalaciones de superficie necesarias: Flexibilidad de la capacidad de bombeo en planta inyección, Planta de tratamiento que asegure monitoreo y control de la calidad del agua de inyección, Capacidad de monitoreo de la producción.
- Temperatura de yacimiento menor a 300°F
- Solo formaciones de arena
- pH del fluido de formación mayor o igual a 6

- Salinidad del agua menor a 120000
- Gradiente de temperatura entre el agua de inyección y la temperatura del yacimiento (10°C será bueno)

Puede afirmarse que los proyectos de inyección de polímeros no deberían retrasarse hasta que altas tasas de corte de agua dominen la producción. De esta manera se reducirán los costos de extracción y el proyecto será más fácilmente solventado en un contexto de mayor flujo de caja. Otra recomendación es inyectar tanto volumen de polímeros como las condiciones de la formación lo permitan. Hay una relación directa entre mayor volumen de tratamiento y mayor respuesta o beneficio. Esto se basa en la experiencia de varios autores (Mack, J., et al, 1994).

2.3.5 Diseño de tratamientos de TAP

Respecto del diseño se deben tener en cuenta tasa de inyección, volumen y concentración de polímero. Si el objetivo perseguido es el taponamiento de los canales o vías de mayor permeabilidad, la inyección se debe realizar al menor régimen posible, compatible con los indicadores económicos del proyecto. Esto es estrictamente necesario en caso de pozos productores para evitar producir daño a los niveles que deberían quedar en producción. En el caso de pozos inyectores, también se requiere un bajo caudal de inyección, siempre teniendo en cuenta de no superar el gradiente de fractura de la formación. Todo lo mencionado respecto de los caudales de inyección está relacionado a la concentración (ppm) del polímero que se aplique. Esto es, a mayor concentración se debería reducir el caudal a fin de no alterar la presión de admisión (Smith, J., 1999).

No hay un método exacto que permita establecer cuál será el volumen y concentración de polímero que deberán aplicarse tanto en inyectores como productores, aunque existe una relación inversa entre volumen y concentración.

En pozos inyectoros, el tratamiento deberá ser suficientemente grande para minimizar la posibilidad de canalización de agua que podría circular en proximidades del banco generado para terminar retomando las vías de la canalización existente. En general, puede decirse que los tratamientos en pozos inyectoros pueden tener un volumen entre 5 y 15 veces en que debería aplicar en un pozo productor de la misma formación. También cabe mencionar el criterio de intentar obturar la zona canalizada con no menos del 5% del volumen de la zona inundada. Este volumen se puede estimar a través de ensayos de trazadores o en función de la evolución del gráfico RAP vs. Np (Leal, R., 2011).

2.3.6 Casos históricos

La creciente necesidad energética a nivel mundial ha llevado a los principales productores de petróleo a buscar nuevas alternativas para hacer que los campos sean más productivos. Con esta necesidad e invadidos por la amplia gama de tecnologías aplicables a los pozos, los métodos químicos para mejorar la distribución de la inyección ha llegado a tener una gran acogida desde el principio del siglo debido a los resultados obtenidos. Aunque en algunos casos no se evidencian resultados en el mediano plazo, los campos que han alcanzado una aplicación exitosa han logrado obtener significativos aumentos en su factor de recobro con costos adicionales muy bajos (**Tabla 2, 3 y 4**)

Tabla 2: proyectos de brightwater a nivel mundial

DATE	FIELD	TREATMENT	INCREMENTAL OIL	COST (US\$/BBL)
NOV/2001	MINAS (INDONESIA)	BW 4500 PPM + NaOH	UNCERTAIN	4.3
JUN/2004	MILNE POINT	BW 3300 PPM	60000 BBL	5
NOV/2004	PRUDHOE FIELD (ALASKA)	BW 3000 PPM	500000 BBL (6 MONTHS)	
SEPT/2006	KOLUEL KAIKE Y PIEDRA (ARG.)	BW 3000 PPM	3-4% OOIP	<10
JUL/2009	SALEMA (BRAZIL)	BW 5000 PPM		
JAN/2010	EL BORMA (TUNISIA)	BW 10000 PPM	5.68% OOIP	

Fuente: Autor

Tabla 3: Proyectos de geles de dispersión coloidal (CDG)

DATE	FIELD	TREATMENT	INCREMENTAL OIL	COST (US\$/BBL)
JAN/1990-JAN/1992	THE ADON ROAD (EE.UU.)	CDG 268-150PPM+ ALCI	5.5% OOIP	0.72
MAY/1999-SEPT/2000 NOV/2001- 2003	DAQING (CHINA)	CDG 700 PPM + ALCI	10-12% OOIP	3
JUL/2005 – FEB/2006 APR-OCT/ 2007	LOMA ALTA SUR (ARG.)	CDG 300-600 PPM + AC.CR.	2.9% OOIP	3
JUL/2006- APR/2007	EL TORDILLO	CDG 600 PPM + MARCIT	315000 BBL (11 MONTHs)	4
JUN/2011	DINA (COLOMBIA)	CDG 400 PPM + ALCI	2% OOIP	4.6

Fuente: Autor

Tabla 4: proyectos con Marcit y unogel

DATE	FIELD	TREATMENT	INCREMENTAL OIL	COST (US\$/BBL)
SEP/2004-JUL/2005	VIZCACHERAS	MARCIT 3000-6000 PPM	1.78% OOIP	1.53
2000-2004	MARACAIBO	UNOGEL 3000-8000PPM		<3

Fuente: Autor

3. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

El objetivo principal es llevar a cabo una investigación evaluativa que lleve al desarrollo de soluciones sólidas y eficientes basados en parámetros técnicos y que garanticen un correcto desarrollo del campo en cuestión.

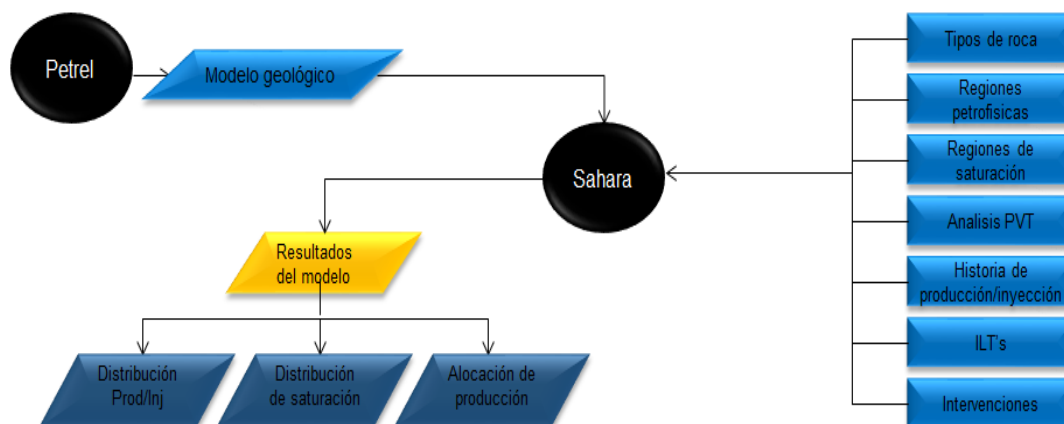
3.1 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Las investigaciones para la evaluación de la factibilidad técnica de un proyecto pueden tener diferentes enfoques y partir desde diferentes perspectivas o premisas. En este proyecto se evaluará la factibilidad técnica de la aplicación de métodos químicos a un sector del campo conformado por 3 patrones de 7 puntos invertidos en el que se ha venido inyectando agua en las diferentes arenas del espesor neto productivo.

El primer aspecto clave a desarrollar es la determinación del volumen de petróleo in situ para cada una de las arenas y aún más importante la distribución de este volumen en el yacimiento. Con este fin se debe crear el modelo de simulación analítica que con base en los volúmenes iniciales de petróleo y en la producción acumulada realice una correcta distribución de la producción y se pueda obtener el petróleo in situ (OIP) a las condiciones actuales.

Para la construcción del modelo se cargaran los datos geológicos desde el software petrel. Esta data estará constituida por los mapas de las propiedades como permeabilidad, porosidad, espesor permeable, las fallas, límites culturales, etc. Por otro lado las propiedades de los fluidos, regiones petrofísicas, saturaciones, intervenciones de pozos y demás serán cargadas desde las diferentes bases de datos. Estos datos junto con el ajuste histórico del modelo permitirán conocer la distribución de la producción, la saturación por capas y la distribución areal de la inyección (**figura 17**).

Figura 17: Esquema de construcción del modelo de simulación



Fuente: Autor

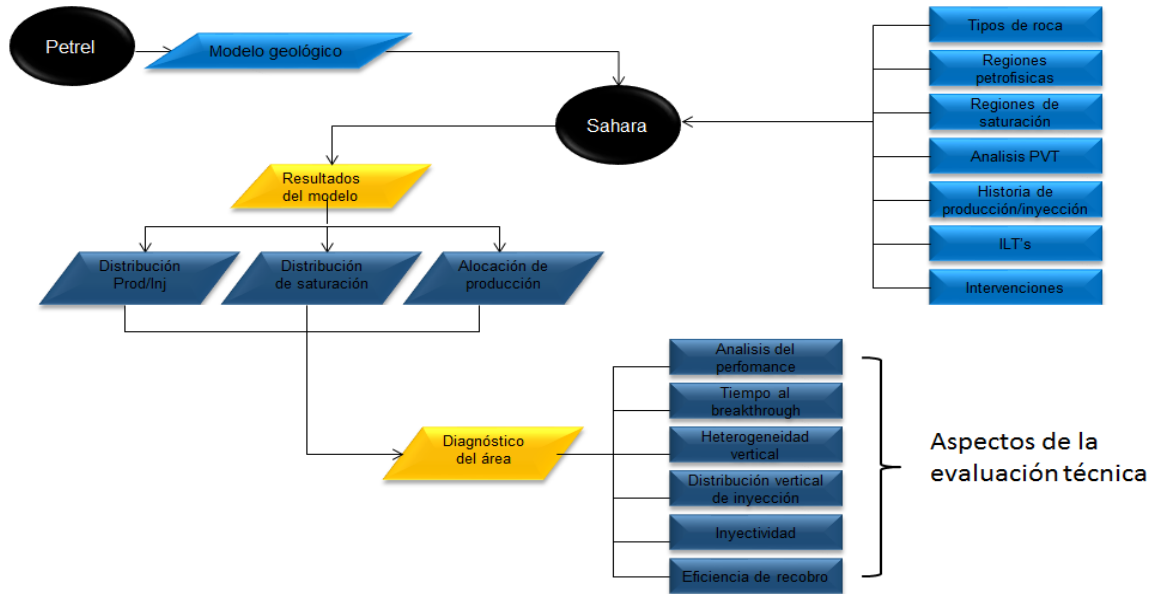
3.2. DISEÑO DE LA EVALUACIÓN TÉCNICA

El correcto ajuste y desarrollo del modelo de simulación es un importante paso en esta investigación; sin embargo no es el fin principal, ya que a partir de los datos obtenidos se debe realizar un completo análisis de cada uno de los aspectos más relevantes del área para definir el grado de viabilidad técnica de un proyecto de esta magnitud. Inicialmente con los resultados del modelo se puede evaluar en detalle la asimilación del área que se resume en determinar la cantidad de petróleo que había originalmente en cada unidad abierta a producción, calcular el volumen de petróleo producido acumulado por capa y finalmente obtener las reservas remanentes para cada una de las arenas. Esto es el factor más importante para la evaluación técnica ya que sin volumen de petróleo recuperable el proyecto no tendría ninguna validez. De igual forma conociendo las zonas con menores reservas recuperables se puede preliminarmente establecer como zonas para aplicación del tratamiento.

Posteriormente se tendrían que evaluar los aspectos técnicos del área y compararlos con los requerimientos de cada uno de los tratamientos; esto quiere decir que se tendrán que evaluar tanto las condiciones del yacimiento (presión, temperatura, fracturas, etc.) como también la asimilación de inyección-producción.

La figura 18 ilustra el proceso completo de la investigación hasta la evaluación técnica del proyecto.

Figura 18: Esquema completo del modelo de simulación



Fuente: Autor

3.3. CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL ÁREA

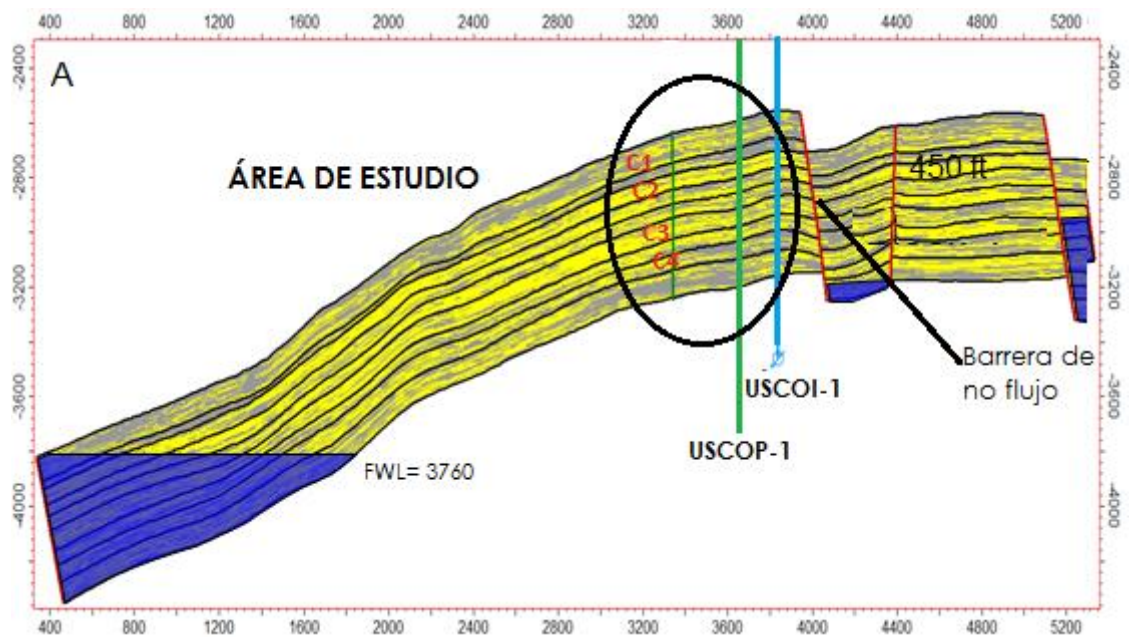
La zona para el desarrollo de la investigación fue seleccionada basado en varios criterios, entre ellos:

- Zona con baja productividad que contraste con altos cortes de agua
- Historia de producción e inyección completa o en su gran mayoría
- Completa disponibilidad de reportes de intervenciones, cañoneos, “squeezes”, aislamientos, cierres y abandonos
- Pruebas de producción (ILTs)
- Modelo geológico detallado del área

Con estos criterios de selección se identificó un sector del campo conformado por tres patrones de inyección invertidos y cuyo volúmenes de producción habían crecido en los últimos años pero con un respectivo aumento en el corte de agua.

Adicionalmente se identificó una oportunidad favorable para desarrollar el modelo analítico en esta área ya que su distribución estructural permite considerarla como una zona hidráulicamente aislada de las demás tanto por su ubicación en la parte alta de la estructura como también por la presencia de una falla de tipo normal que la separa de otra zona de producción creando una barrera de no flujo (**Figura 19**)

Figura 19: Modelo estructural del área de estudio



Fuente: Modelo campo Surcolombiano

Esto permitirá tener un ajuste más confiable y claramente se disminuirán los datos para realizarlo pues no se tendrá aporte ajeno al área y las reservas remanentes calculadas serán acorde con el modelo físico.

4. MODELO DE SIMULACIÓN ANALÍTICA

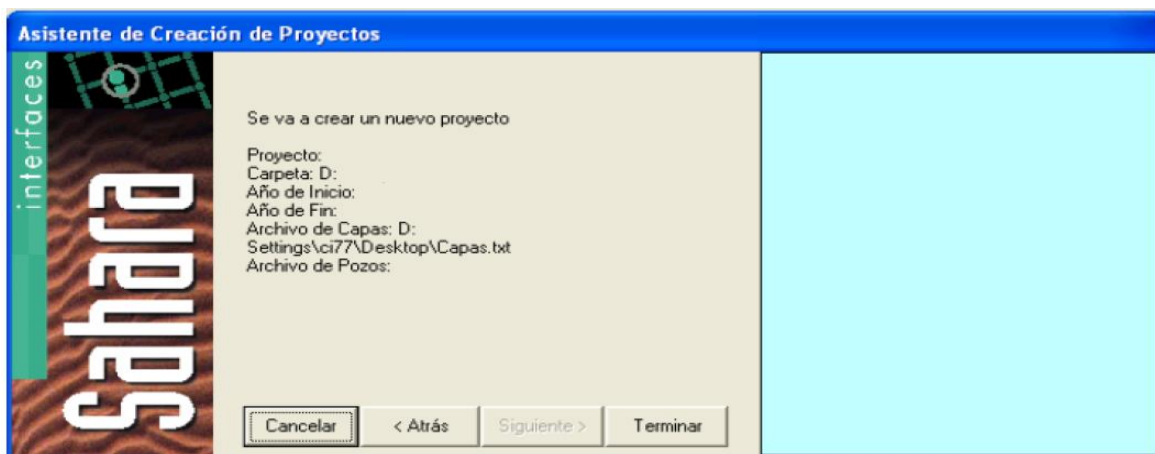
El modelo de simulación analítica será desarrollado en el software comercial SAHARA cuyos principios de cálculo y generalidades se describen en el capítulo 2. En este capítulo se mostrara el procedimiento para la creación del modelo y la información cargada al software para el posterior ajuste histórico.

4.1. CREACIÓN DEL MODELO

Para el desarrollo del modelo se debe contar con una base de datos actualizada de las intervenciones, los punzados, las cementaciones y las condiciones geológicas del yacimiento (capas, porcentajes de distribución de la inyección, entre otras).

La creación de un nuevo proyecto se realiza mediante el Asistente de Creación de Proyectos, como se muestra en la Figura 20, para el cual es necesario contar con dos archivos principales: Uno con los nombres de las capas y otro con los nombres de los pozos y sus coordenadas. También se debe ingresar la fecha de inicio del proyecto a partir de la cual se importara posteriormente la historia de producción.

Figura 20: Asistente de creación de proyectos



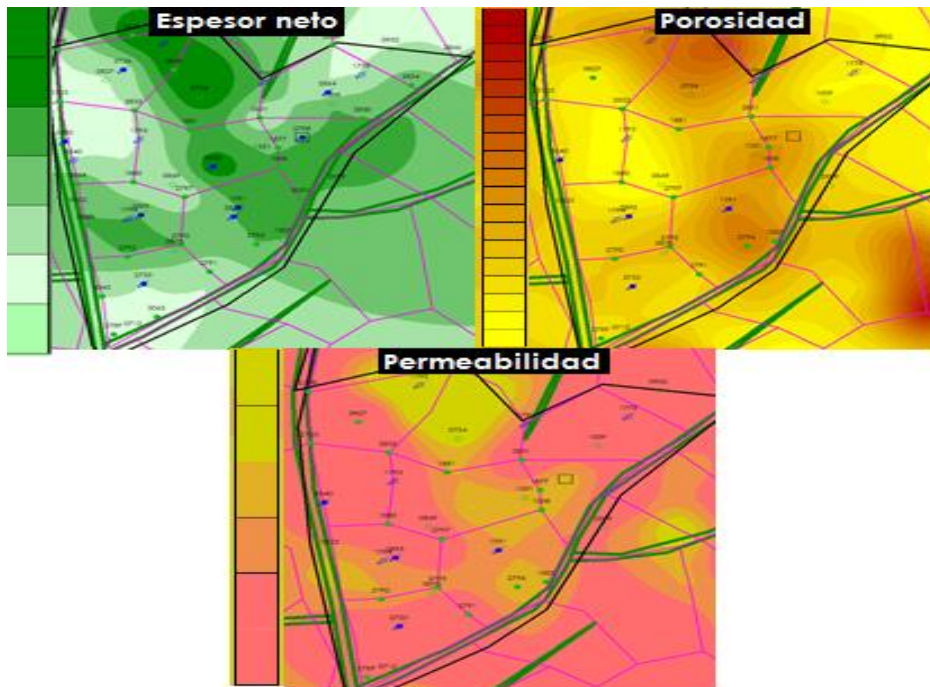
Fuente: Modelo campo Surcolombiano

Como se observa en la anterior figura, se debe asignar un nombre al proyecto y la duración del mismo. También es importante definir el tamaño de la grilla de los mapas importados o generados dentro del Sahara, en el proyecto se definió el menor tamaño (25) para evitar grandes cambio en los mapas que posteriormente serán importados de Petrel lo que permite conservar las características y por consiguiente tener un menor error en los valores de propiedades, producto de la variación de tamaño entre las celdas originales y las celdas que maneja Sahara.

4.1.1 Carga de datos

Los datos del modelo estático son necesarios para la creación del modelo analítico, estos pueden estar en mapas o en tablas de datos. Los mapas de permeabilidad, porosidad, estructurales y espesor neto fueron importados de Petrel en formato ZMAP. Algunos pueden ser observados en la Figura 21. Debe aclararse que los mapas fueron cargados para cada una de las siete arenas de la zona productora.

Figura 21: Mapas del área de estudio para una arena



Fuente: Modelo campo Surcolombiano

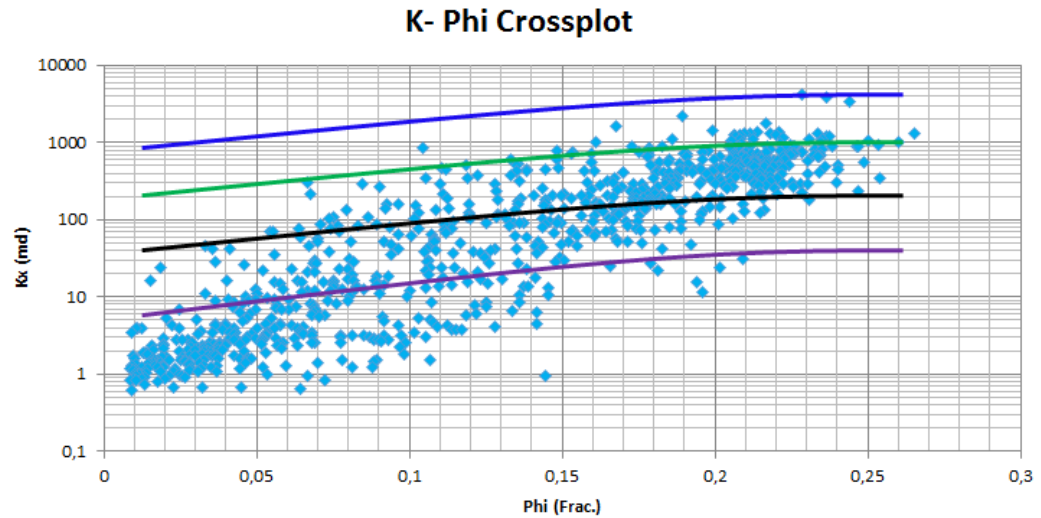
Otros mapas fueron generados en Sahara a partir de la información disponible, en primer lugar el mapa de volumen poral, resultante de la multiplicación entre los mapas de porosidad y los mapas de espesor permeable; En segundo lugar el mapa de espesor útil, resultante de la multiplicación de los mapas de espesor total con el de net to gross, el mapa de OOIP, que se obtuvo por la división de la multiplicación del mapa de volumen poroso por la saturación de agua entre el factor volumétrico y el mapa de calidad del yacimiento que resulto de la multiplicación entre los mapas de porosidad, permeabilidad y espesor permeable.

4.1.2 Propiedades de roca

Debido a la heterogeneidad del yacimiento es imposible asignar un valor de saturación para cada capa, ya que las permeabilidades relativas variaran en cada una de ellas, por lo tanto es importante identificar las diferentes unidades hidráulicas de flujo y así clasificar las diferentes arenas por tipos de roca.

Para identificar estas unidades se debe realizar una gráfica de permeabilidad vs porosidad (**Figura 22**) de esta forma se podrán agrupar las unidades hidráulicas por rango de permeabilidades y a cada rango asignar un valor de saturación para posteriormente calcular por medio de correlaciones la permeabilidades relativas para cada rango o tipo de roca.

Figura 22: Grafico de tipos de roca



Fuente: Modelo campo Surcolombiano

Para el caso del área de estudio se identificaron 4 tipos de roca, los cuales fueron elegidos por rangos de permeabilidad y para cada uno se determinaran las permeabilidades relativas

A partir de estos cuatros tipos de roca se pueden relacionar cuatro regiones petrofísicas y cuatro regiones de saturación. La metodología para cargar los datos a cada capa será asignar una permeabilidad promedio por espesor a cada una de las capas obtenida a partir de los registros; basados en este valor de permeabilidad se asignara a cada capa un tipo de roca y por lo tanto una región petrofísica y de saturación (**Tablas 5 y 6**).

Tabla 5: Regiones petrofísicas

Nombre	Krot[%]	Kro exp.	Krwt[%]	Krw exp.	Sor [%]	Swc [%]
RT1	0,843	1,43	0,243	1,29	20	15
RT2	0,777	2,48	0,239	2,09	25	25
RT3	0,713	3,54	0,104	3,02	30	35
RT4	0,662	3,65	0,106	3,02	30	40

Fuente: Autor

Tabla 6: Regiones de saturación

Nombre	So Orig. [%]	Swi sec. [%]	Sgi sec. [%]
RT1	85	15	0
RT2	75	25	0
RT3	65	35	0
RT4	60	40	0

Fuente: Autor

La saturación de gas inicial no se carga en cada capa debido a que es un dato que se asigna por pozo y representa el factor de recobro primario hasta que se alcanza el llenado en el proceso de inyección. Estos datos se asignan con los números del 1 al 4 dependiendo de la región donde se clasifican.

4.1.3 Propiedades de los fluidos

Para la asignación de las propiedades de los fluidos se puede aplicar una metodología similar a la anterior, sin embargo por la limitada información que se tiene de estudios PVT solo se puede asignar una región PVT a cada capa de cada

pozo. Como es un modelo analítico solo se deben cargar datos puntuales de factores volumétricos y viscosidades para los fluidos. Para esto entonces se tomó el análisis PVT disponible y se ajustan los valores reportados a las condiciones actuales para obtener así la tabla de región PVT (**Tabla 7**)

Tabla 7: Región PVT

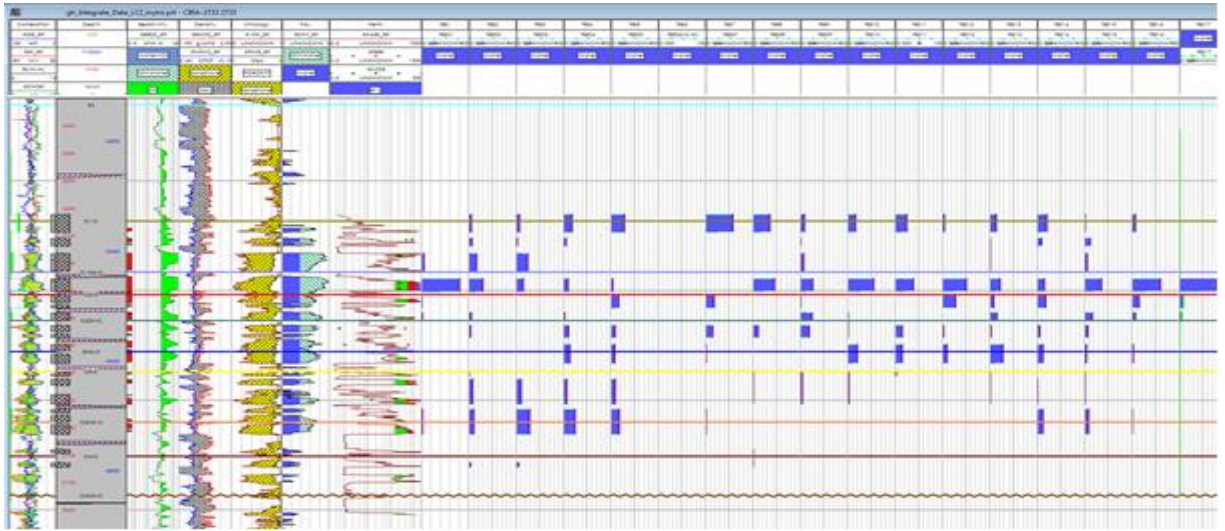
Bo	Rs	$\mu_o(\text{cp})$	Bw	$\mu_w(\text{cp})$
1,08	200	25	1	0.3

Fuente: Autor

4.1.4 Trazadores

La distribución de la inyección por capa es un parámetro muy importante para la determinación del efecto de la inyección en la producción de la arena. Para obtener esta distribución se pueden aplicar diferentes métodos tanto teóricos como prácticos. Una de las metodologías más ampliamente utilizadas es la realización de pruebas de trazadores que consiste en la adición de sustancias químicas en el fluido de inyección y determinar así su presencia en los pozos de influencia. En este caso se analizaría el recobro de cada químico por capa abierta a producción. Aunque este es un método muy confiable el área de estudio no cuenta con una base de datos de pruebas de trazadores y la información disponible se limita a pruebas de inyektividad (ILT) realizada durante varios años del proyecto (**Figura 23**). Estas pruebas muestran la capacidad de admisión de cada una de las arenas a las mismas condiciones de presión. Con estos valores por arena se puede determinar el porcentaje de inyektividad de cada capa con respecto al volumen total admitido en el pozo inyector. Con estos valores porcentuales se puede distribuir el caudal de inyección a la respectiva fecha.

Figura 23: Pruebas de inyectividad a diferentes fechas



Fuente: Modelo petrofísico prizem

4.1.5 Historia de producción e inyección

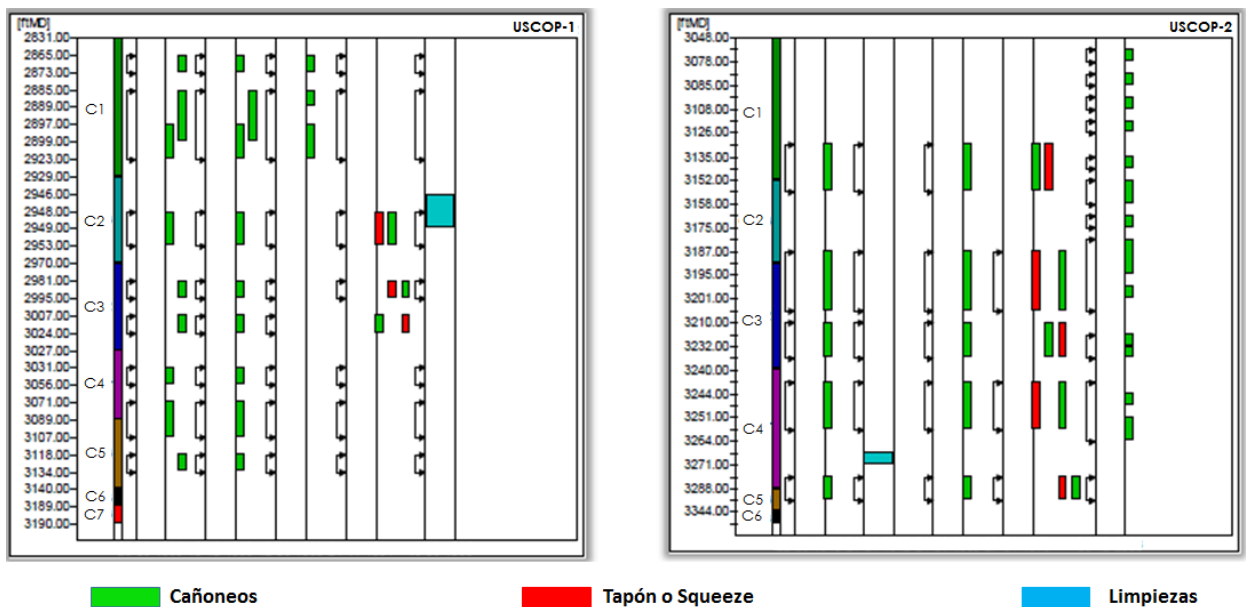
Como se explicó en el capítulo 1 el desarrollo histórico del área ha comprendido tres etapas desde su explotación primaria, la etapa 1 de inyección con líneas de flujo directa y la etapa 2 con patrones de siete puntos invertidos (**Figura 3**). Para tener una completa visión del performance del área las producciones fueron cargadas para cada pozo productor en unidades de barriles por día (agua y petróleo). Esta información será la que finalmente se analizara para realizar el ajuste histórico del área.

4.1.6 Intervenciones de pozo

El desarrollo de un campo generalmente se ve alterado por operaciones de acondicionamiento que se deben realizar periódicamente a los pozos ya sea por mal funcionamiento del equipo de subsuelo o por optimización del mismo. Estas intervenciones afectan la linealidad de la producción y generan cambios en las curvas de producción e inyecciones, las cuales deben ser representadas por el modelo de simulación con el fin de conseguir la representación más real del proyecto en cuestión. Para la construcción del modelo se cargaron cada una de las

intervenciones realizadas a los pozos del área de estudio que se encontraban registradas en open Wells. Esta información consta del tipo de intervención realizada que se clasifica entre cañoneo, tapón o limpieza y la fecha de inicio y terminación del trabajo (**Figura 24**). Estas fechas tuvieron que validarse en el modelo para asegurarse que los pozos intervenidos cerraran su actividad en el periodo correcto y así asegurarse de que el simulador no calculara la desaturación del periodo de cierre.

Figura 24: Intervenciones de pozo



Fuente: Modelo analítico campo Surcolombiano

4.2 AJUSTE HISTORICO

Una vez generado el modelo, se debe buscar que este sea representativo del comportamiento del yacimiento, para esto se debe seguir una serie de pasos previos como se observa a continuación y finalmente seleccionar el método de cálculo adecuado.

4.2.1 Creación del enmallado

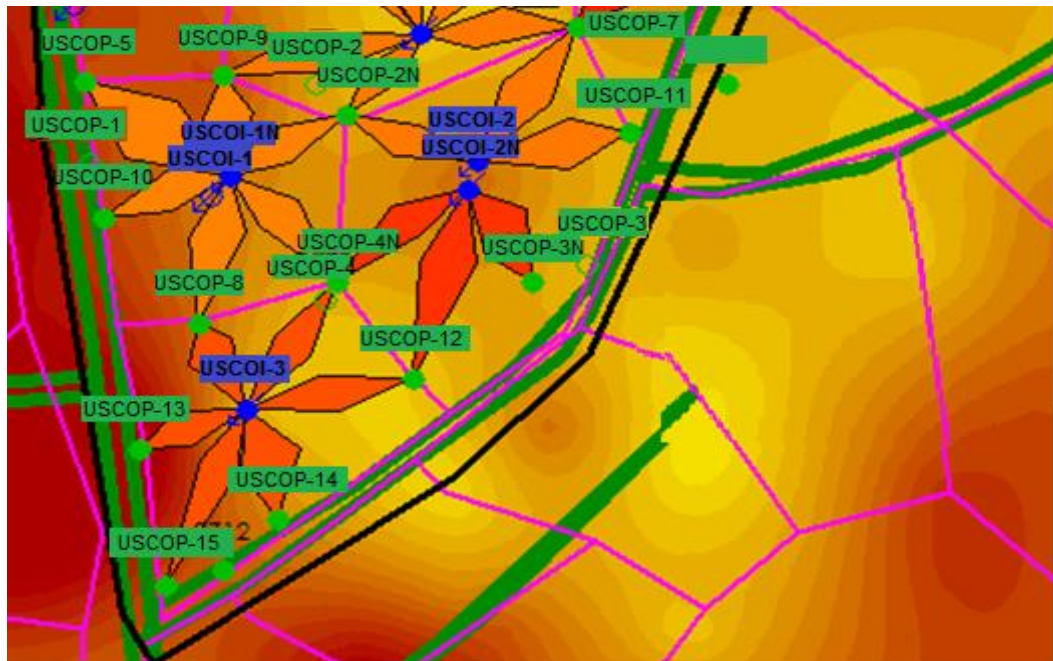
Para el ajuste del modelo se genera un mallado de inyección automático en el software, para cada fecha y zona del mismo, por lo tanto es muy importante que todos elementos de flujo se encuentren perfectamente generados, dichos elementos están caracterizados por los pozos inyectores y productores, la geometría, las saturaciones, las capas, las fechas de creación y finalización, el volumen poral, entre otros.

Para la generación de dicho mallado es necesario seleccionar un radio de búsqueda, de esta manera, la creación de elementos entre inyectores y productores se realizará sólo con aquellos pozos que estén a una distancia menor o igual a la indicada.

En la Figura 7 se puede observar la manera en que el simulador de Sahara vincula los pozos inyectores con los productores asociados según los factores anteriormente mencionados y la historia de inyección del campo. Sin embargo el mallado generado debe ser modificado manualmente para ajustarlo a características específicas de la producción y la geometría del campo.

En la Figura 25 se puede observar cómo se generó la malla y el resultado después de la modificación según los mecanismos del reservorio, los datos de producción de los pozos involucrados y la geología del yacimiento; es necesario tomar en cuenta las fallas ya que estas actúan como elemento sellante lo que restringe la comunicación de pozos inyectores con pozos productores de otro bloque. Adicionalmente se debe evaluar si el barrido afecta la totalidad del área de la malla del inyector.

Figura 25: Mallado final del modelo



Fuente: Fuente: Modelo analítico campo Surcolombiano

El ajuste de las mallas de inyección debe tener en cuenta que una zona no puede ser contactada por dos pozos inyectores a la vez, ya que calcularía un doble volumen poral inyectado lo cual no es cierto debido a que una vez que el volumen poral sea contactado producto de la inyección, no podrá ser llenado por el volumen de inyección de otro pozo inyector.

Con la modificación de la geometría de las mallas generadas se puede variar la irrupción del frente de agua y la cantidad de aceite contactado, logrando así un mejor ajuste del modelo.

4.2.2 Selección del método de cálculo

Las alternativas de modelo de cálculo que presenta Sahara son cuatro:

- Flujo Segregado
- Buckley-Leverett

- Craig, Geffen y Morse
- Curva Característica

Para cada método se generaron distintos escenarios con los coeficientes de distribución mencionados a continuación:

- Angular: En este caso, las producciones asociadas son proporcionales a los ángulos de los elementos que llegan a cada pozo Productor. Los pozos que no estén totalmente rodeados de pozos inyectores generarán una producción asociada menor que la producción de capa, dado que hay áreas que no están siendo barridas por ningún pozo inyector.
- Ponderado por Volumen Poral. En este caso, las producciones asociadas se obtienen ponderando los volúmenes porales de los elementos que llegan a cada pozo Productor. En este caso, las producciones asociadas siempre suman las producciones de capa.
- Angular y Volumen Poral: Este método calcula las producciones asociadas ponderadas por los volúmenes porales de los elementos de flujo, pero normalizados a la suma de los ángulos de los elementos que llegan a cada pozo productor. De esta manera, las producciones asociadas de cada pozo productor sumarán la producción total de capa sólo en el caso de que efectivamente esté completamente rodeado por pozos inyectores.

El método más representativo será aquel que muestre el comportamiento más cercano a la historia de producción; Para este caso se observó que las tasas de producción, la tendencia y el comportamiento de los métodos de cálculo son acertadas en términos generales, lo cual se debe a los recientes mapas de propiedades generados por la compañía en el software Petrel, que evidencia una buena descripción en las propiedades petrofísicas.

Para la selección del método más característico inicialmente se realizó una sensibilidad a través de un análisis de porcentajes de error entre la producción acumulada y la historia de producción del campo para los distintos coeficientes de

distribución de cada uno de los métodos de cálculo, obteniéndose los resultados mostrados en la tabla 8, los coeficientes de distribución que muestran el menor porcentaje de error se encuentran subrayados en amarillo.

Tabla 8: Porcentaje de error para métodos de cálculo

Buckley-Leverett			
	Angular	Ponderado por volumen poral	Angular y volumen poral
	%error	%error	%error
Petróleo	25	59	20
Agua	27	20	30
Líquido total	50	50	48
Curva característica			
	Angular	Ponderado por volumen poral	Angular y volumen poral
	%error	%error	%error
Petróleo	4	6	21
Agua	8	10	27
Líquido total	15	13	49
Flujo segregado			
	Angular	Ponderado por volumen poral	Angular y volumen poral
	%error	%error	%error
Petróleo	10	10	37
Agua	16	20	22
Líquido total	29	30	55
Craig-Geffen-Morse			
	Angular	Ponderado por volumen poral	Angular y volumen poral
	%error	%error	%error
Petróleo	7	4	19
Agua	7	9	33
Líquido total	14	13	48

Fuente: Autor

Con el fin de seleccionar el método que mejor represente el comportamiento del yacimiento se tuvieron en cuenta tanto los porcentajes de error obtenidos con cada método respecto al comportamiento real (Figura 26) como la veracidad con la que representa las condiciones a nivel de yacimiento. Para ello es importante tener en cuenta que la mayoría de métodos han sido idealizados para facilitar el cálculo y ninguno de ellos ha tenido en cuenta el comportamiento de pozos periféricos (WuC., 1968).

Inicialmente el método de Buckley-Leverett, es uno de los más usados en la industria por su gran utilidad en la descripción del flujo y la eficiencia en el

desplazamiento de fluidos inmiscibles, lo que permite determinar rápidamente un promedio de saturación de agua al momento de la ruptura a partir de los datos de permeabilidad relativa (Higgins, R., 1958), sin embargo, no presentó un comportamiento representativo del yacimiento, lo anterior puede deberse a que asume que el flujo fraccional solo se encuentra en función de la saturación de agua y que una saturación de agua particular se propaga a velocidad constante por todo el volumen poroso (Sarma, H., et al. 1992).

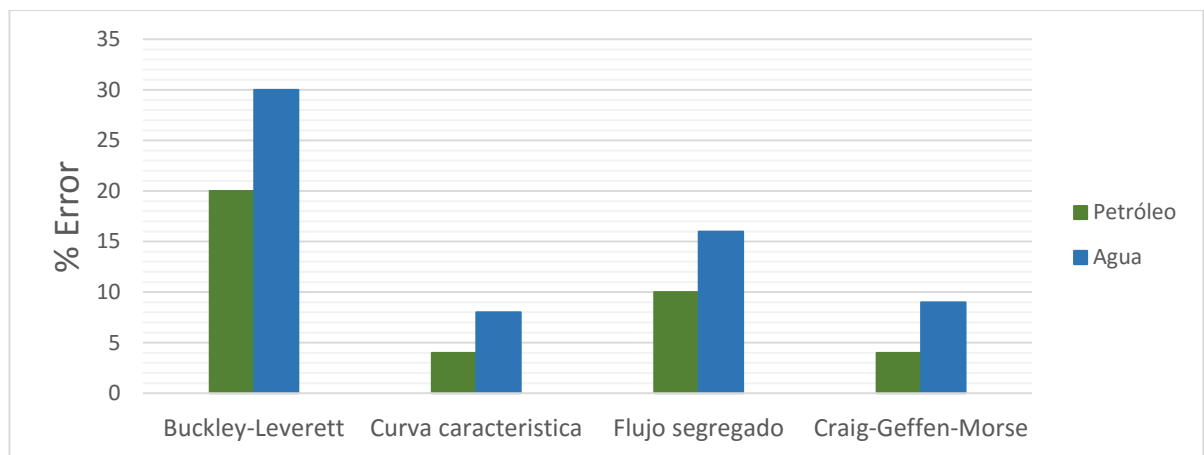
Por otro lado el método de Curva Característica es bueno cuando se maneja en yacimientos poco desarrollados, en el caso del Campo Surcolombiano la historia de producción es de 20 años, y el modelo de simulación se programó hasta el 2023, por lo que no es totalmente confiable.

El método de Flujo Segregado tiene aplicabilidad en casi todos los casos de flujo horizontal de agua-petróleo, sin embargo para el Campo Surcolombiano por ser un método que se rige por el ángulo de buzamiento y la fuerza de gravedad no aplica, ya que la inclinación que presenta en la mayoría de pozos del área es bajo, además no toma en cuenta la forma de la curva de permeabilidad relativa, solamente los puntos finales, lo cual no genera un comportamiento real debido a que la permeabilidad relativa es función de la saturación y su variación regirá el movimiento de los fluidos.

Por último el método y el que es más acorde al área de estudio según los resultados obtenidos, es el método de Craig Geffen y Morse (CGM), debido a que en la industria es el método más usado en la generación de modelos que permitan simular un comportamiento a futuro, es muy acertado y a pesar de que fue derivado para un arreglo de cinco pozos, puede ser aplicado a cualquier geometría con buenos resultados (Cobb, W., 2003); otra ventaja que ofrece este método es que fue desarrollado con pruebas de laboratorio lo que propicia un comportamiento similar a condiciones de yacimiento.

El método CGM es capaz de describir el proceso de inyección de forma más real que Buckley-Leverett, ya que tiene en cuenta el método de Dystra Parsons, es decir que tiene en cuenta la heterogeneidad vertical del yacimiento. Por las razones anteriores el método Craig Geffen y Morse (CGM) fue escogido para la simulación del modelo analítico.

Figura 26: Porcentajes de error para métodos de calculo



Fuente: Autor

Una vez seleccionado el método Craig Geffen y Morse (CGM) se determina el coeficiente de distribución, para lo cual el porcentaje de error no es un dato determinante, se debe tener en cuenta lo que se quiere lograr con el modelo y para que será usado posteriormente; El coeficiente de distribución angular asume una eficiencia del 100 % mientras que el ponderado por volumen poral se relaciona con los barriles producidos obteniendo un porcentaje respecto al total; El coeficiente de distribución angular por volumen poral restringe la distribución de la inyección con las asunciones de los dos coeficientes anteriores por lo cual genera un modelo más conservador que involucra implícitamente parámetros operativos relacionados a cortes en la inyección ya que al suspender la inyección debido a “paros” o mantenimientos la eficiencia nunca será del 100%. Por lo anterior y debido a que el modelo se usara para control, el comportamiento más acorde a futuro se lograra con los coeficientes de distribución angular por volumen poral.

4.2.3 Procedimiento de ajuste del modelo de simulación analítica

Debido a que ningún método de simulación refleja el comportamiento real del yacimiento con un porcentaje de error nulo se requiere realizar un ajuste con el fin de que el porcentaje de error disminuya la mayor cantidad posible, y las predicciones sean más confiables.

Para el ajuste detallado se parte de los resultados obtenidos del método Craig Geffen y Morse (CGM); El simulador permite modificar la geometría de los elementos de flujo, con lo cual se puede ajustar el volumen poral contactado por las líneas de flujo entre el inyector y el productor, con el ajuste de esta geometría se puede modificar la irrupción del frente de agua y la cantidad de aceite producido.

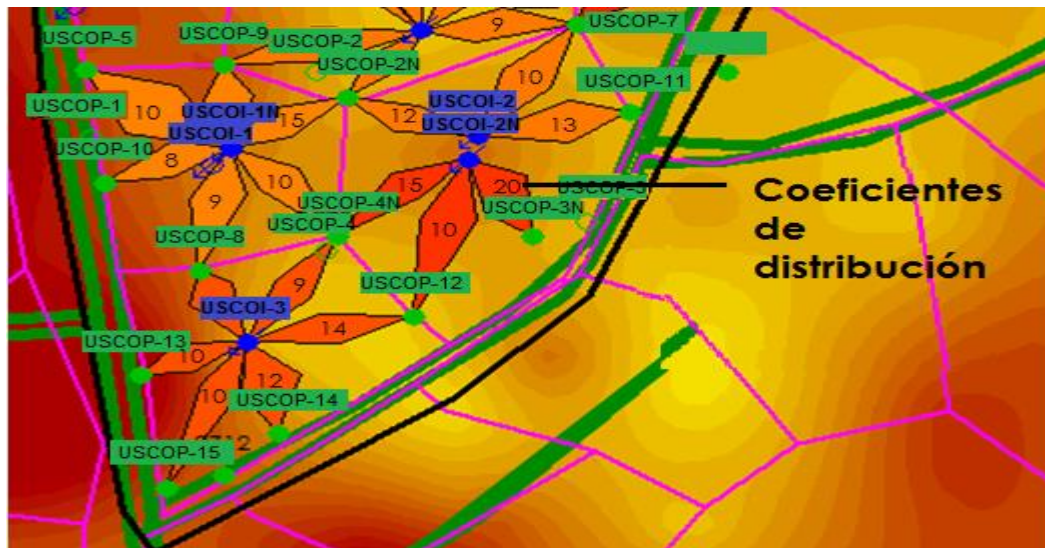
El ajuste se realiza con el fin de que las tasas de petróleo producidas y agua inyectada no difieran en gran cantidad de las reales y así permita obtener un modelo verídico, para que los escenarios creados sean más confiables. El criterio básico de validación del ajuste es comparar los volúmenes producidos acumulados tanto de petróleo como líquido con los volúmenes simulados para determinar el porcentaje de error acumulado y determinar si este cabe dentro de la sensibilidad previamente establecido por el ingeniero.

Los criterios para el ajuste pozo a pozo y capa a capa fueron los siguientes:

- En primer lugar se tomó en cuenta el porcentaje de aporte de inyección y de producción de cada capa, la localización de los pozos (propiedades petrofísicas y geológicas del sector), el comportamiento de los fluidos en el tiempo y la producción acumulada.
- Evaluación de la influencia o el efecto del pozo inyector en el pozo productor; esto se realizó mediante el análisis de mapas de burbuja en el tiempo, identificando el cambio de comportamiento a la fecha de entrada de los pozos inyectores

Una vez ajustado el modelo geoméricamente se procede a modificar los coeficientes de distribución en puntos críticos específicos y así ajustar el volumen poral contactado (Figura 27).

Figura 27: Ajuste de los coeficientes de distribución



Fuente: Modelo analítico campo Surcolombiano

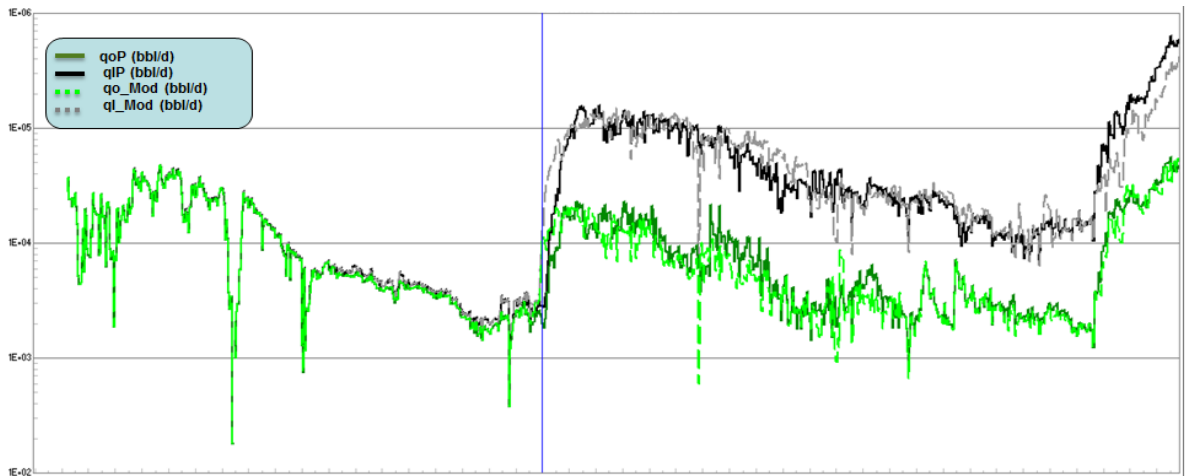
4.2.4 Análisis del ajuste

La inicialización del modelo de simulación se realizó asignando los coeficientes de distribución por el método angular por volumen poral explicado anteriormente. A partir del ajuste inicial del área se comenzó a evaluar pozo por pozo y capa por capa el porcentaje de error que presentaba el ajuste inicial. En los casos de máxima desviación se comenzó a ajustar la geometría del elemento de flujo (Para modificar el tiempo de influencia) y los coeficientes de distribución (Modificar el grado de influencia).

Los resultados obtenidos por el modelo de simulación son bastante acertados respecto a los comportamientos reales del yacimiento. La figura 28 muestra el resultado final del ajuste, donde se puede ver la producción real de petróleo (Línea verde continua) con el ajuste realizado por el modelo (Línea verde intermitente). De

igual forma el volumen de líquido real (Línea negra continua) con su respectivo ajuste (línea gris intermitente).

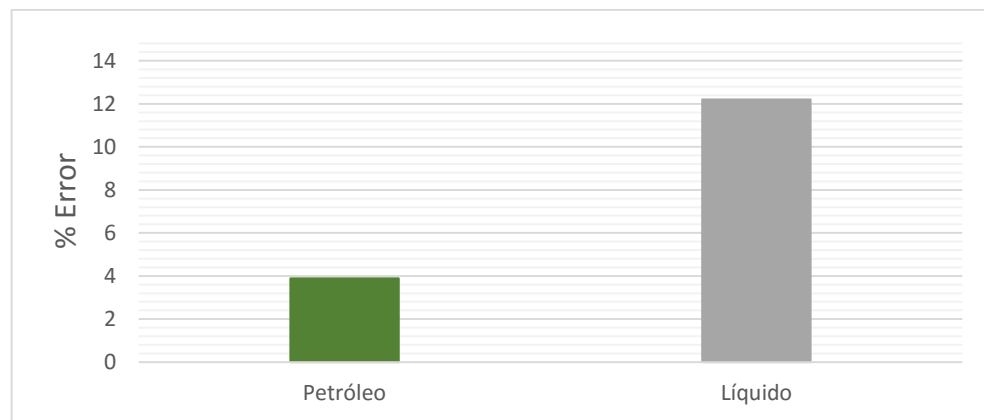
Figura 28: Ajuste histórico final



Fuente: Modelo analítico campo Surcolombiano

Las sensibilidades establecidas inicialmente para el ajuste se lograron cumplir (%error<5 para petróleo y %error <15% para liquido) ampliamente, lo que brinda un alto grado de confiabilidad para el análisis del performance histórico y la determinación de las reservas existentes en cada una de las capas de los pozos del área (Figura 29).

Figura 29: Porcentaje de error del ajuste final



Fuente: Autor

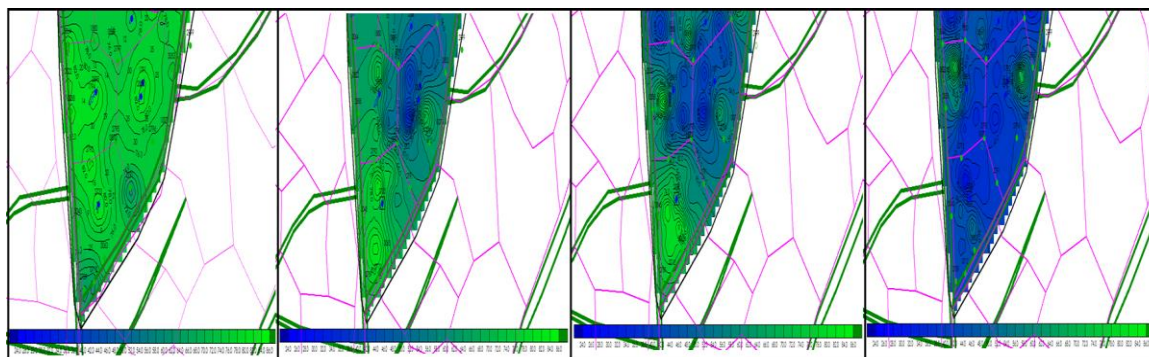
5. EVALUACIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO

La creación del modelo brinda una visión más completa y detallada del proceso de inyección en el área. Esta información junto con la obtenida de las bases de datos y modelos geológicos y petrofísicos serán utilizados para evaluar si el área de estudio cumple con los requerimientos técnicos para la aplicación de un polímero termalmente activo (TAP).

5.1. EVALUACIÓN DE RESERVAS REMANENTES

El modelo de simulación analítica fue desarrollado principalmente con el fin de determinar la condición actual de saturación de la zona de interés pero evaluado a nivel de capa en cada uno de los pozos (Figura 30). El objetivo de esta evaluación es determinar cuáles capas han tenido un barrido eficiente y en cuales el proceso ha sido deficiente y se pueden identificar oportunidades de mejorar el “conformance” (asimilación) y de esta forma obtener un mayor recobro en el proceso secundario.

Figura 30: Cambio en la saturación de la capa C3

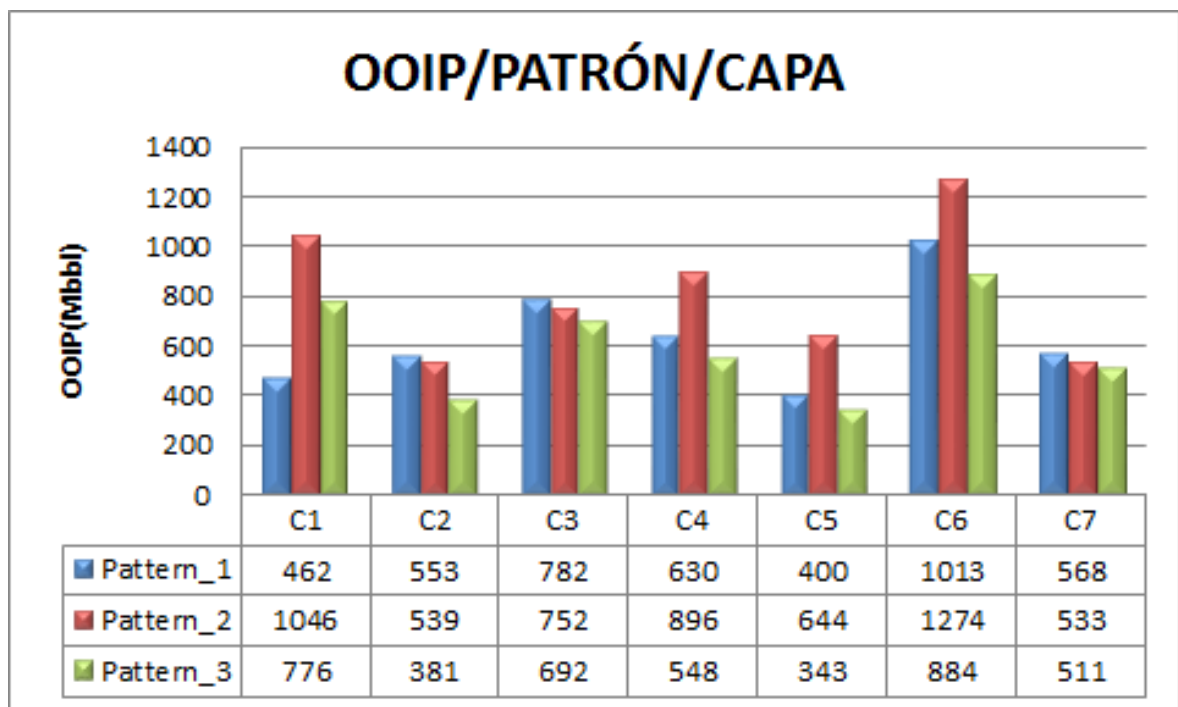


Fuente: Modelo analítico campo Surcolombiano

Como se mostró en el capítulo 1 el área de estudio lo constituye tres patrones de siete puntos invertidos (Figura 1), cada uno con un área de barrido definida y claramente delimitada por los patrones vecinos. Inicialmente el objetivo es identificar

en cada una de las capas de los patrones cómo ha sido el “performance” y cuál es su estado actual, es decir el petróleo in situ (OIP). Mediante la multiplicación de los mapas cargados al modelo se determinó el volumen de petróleo original in-situ (OOIP) para cada arena de cada patrón. La figura 31 muestra los resultados obtenidos del modelo. Los resultados permiten identificar las arenas con un mayor potencial de explotación en cada uno de los patrones. Las arenas C1, C3 y C6 presentan los mayores volúmenes de petróleo original mientras que el patrón 2 cuenta con las mayores reservas en el área.

Figura 31: Volumetría del área de estudio

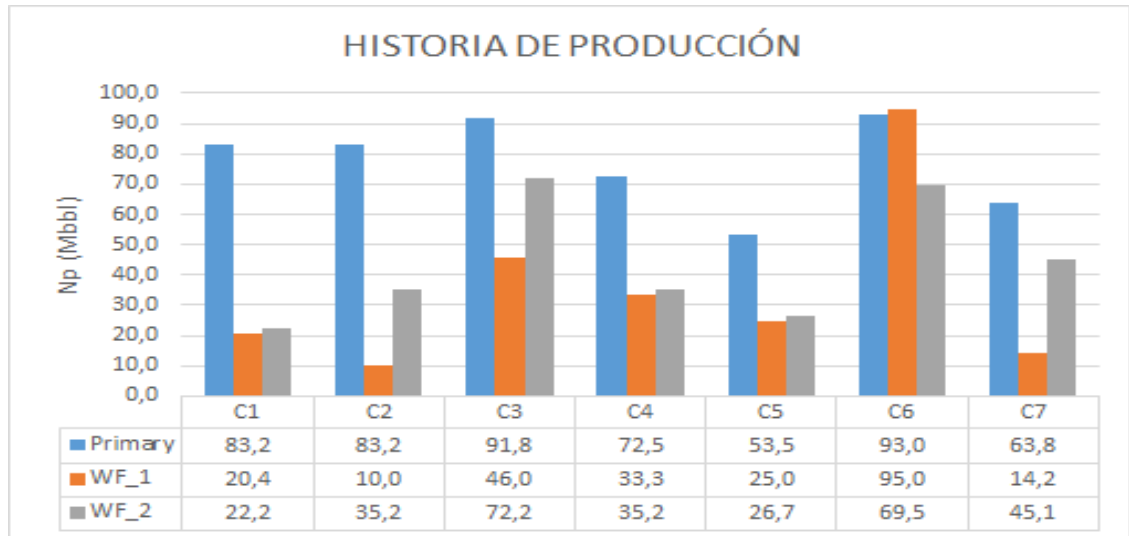


Fuente: Autor

Después de determinar las volumetrías de cada patrón se debe evaluar el recobro de cada patrón, ya que con las producciones alocadas con el modelo se puede conocer con certeza el volumen de petróleo producido por cada zona en cada una de las tres etapas de producción.

Con respecto al patrón 1 la figura 32 muestra el desarrollo del área para cada una de las capas desde el proceso de recobro primario, proceso de inyección con líneas directas (WF_1) y el proceso de patronamiento (WF_2).

Figura 32: Historia de producción patrón 1



Fuente: Autor

Claramente en la mayoría de las zonas durante el recobro primario se alcanzó una recuperación más significativa que en los proyectos posteriores. Sin embargo debido a la heterogeneidad de las zonas existieron capas con más éxito durante el proceso de inyección (C3 y C6). Dicho comportamiento se debe a la conectividad de las arenas, a las propiedades de flujo de la capa con respecto a las zonas adyacentes. Las zonas con un comportamiento pobre en el proceso secundario son las arenas ubicadas en la parte alta de la estructura (C1 y C2) al igual que las zonas medias (C4 y C5). La historia de producción del área alcanzó un recobro total del 25% (Tabla 9), sin embargo existen zonas cuyo potencial aún no se ha alcanzado, es decir su volumen recuperado corresponde en mayor medida al recobro primario y durante el proceso de inyección la zona no ha sido contactada en su totalidad por el fluido inyectado. En general las reservas recuperables en el patrón 1 aún son altas y se identifican zonas con una mayor eficiencia de barrido.

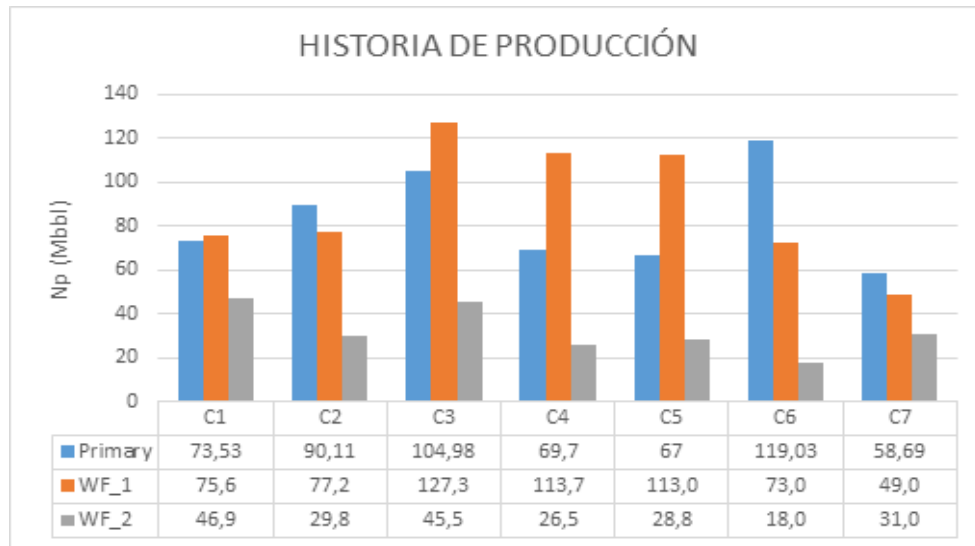
Tabla 9: Reservas remanentes en el patrón 1

CAPA	OOIP(Mbbl)	RF (Primary)	RF (WF1)	RF (WF2)	RF(Total)	OIP(Mbbl)
C1	462,3	18%	4%	5%	27%	336,5
C2	553,1	15%	2%	6%	23%	424,8
C3	781,6	12%	6%	9%	27%	571,6
C4	629,8	12%	5%	6%	22%	488,8
C5	399,7	13%	6%	7%	26%	294,6
C6	1013,3	9%	9%	7%	25%	755,8
C7	568,3	11%	2%	8%	22%	445,1
TOTAL	4408,2	12%	6%	7%	25%	3317,2

Fuente: Autor

El patrón 2 tuvo un desarrollo especial con respecto a los demás, ya que en esta área ha habido influencia de dos pozos inyectando de manera simultánea por lo que las líneas de distribución del fluido se dividen en dos sectores cada uno influenciado por el respectivo inyector. Como se mostró en los resultados de las volumetrías esta zona cuenta con la mayor reserva y debido al efecto combinado de los pozos inyectoros el recobro alcanzado en algunas arenas es alto (Figura 33). Este comportamiento evidencia excelentes propiedades de flujo en las zonas ubicadas en la parte media de la estructura (C3, C4 y C5) y una deficiente capacidad de admisión de las zonas adyacentes. Esto es debido a la facilidad que presentan unas áreas para permitir el flujo a través de su medio poroso, lo que genera flujo cruzado (“Crossflow”) entre las capas y por lo tanto deja zonas sin contactar.

Figura 33: Historia de producción patrón 2



Fuente: Autor

Aunque la recuperación en algunas zonas fue muy eficiente, el pobre barrido volumétrico en otras áreas provocó que el recobro total en el área fuera del 25%. La tabla 10 resume el comportamiento del patrón y en ella se identifica la presencia de altos volúmenes de petróleo móvil en varias capas (C1, C4 y C6) contrastado con zonas ya inundadas (C2, C3 y C5) y cuya capacidad de producción se limita a bajos volúmenes obtenidos por recirculación del fluido inyectado. Estas zonas ya barridas han generado una clara preferencia y serían candidatas para aplicación de métodos de recuperación que disminuyan las fuerzas capilares de los fluidos y promuevan su desplazamiento; sin embargo como se explicó en el capítulo 2 el éxito de un proceso de recuperación terciaria radica en tener una distribución uniforme del fluido inyectado y en este caso primero se debe mejorar el “conformance” (asimilación) de proyecto mediante la aplicación de un tratamiento químico (TAP).

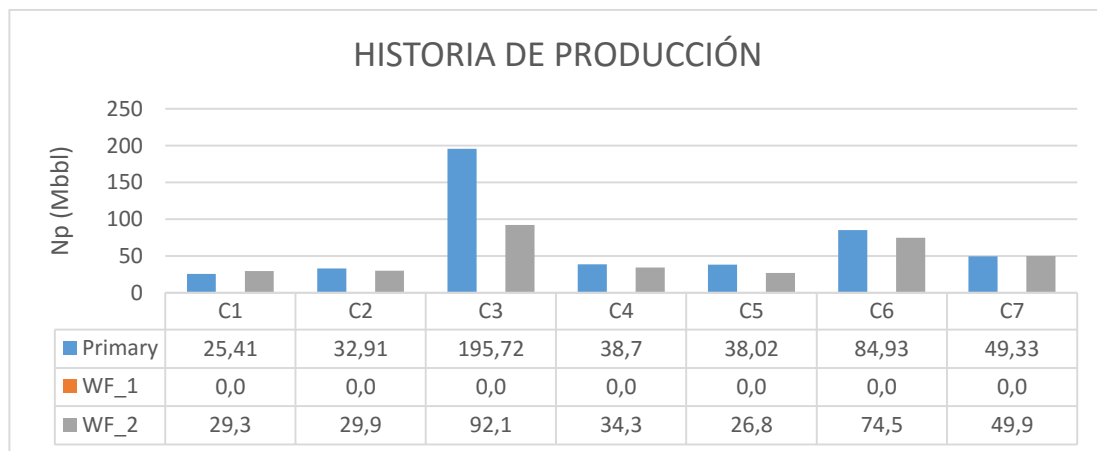
Tabla 10: Reservas remanentes en el patrón 2

CAPA	OOIP(Mbbl)	RF (Primary)	RF (WF1)	RF (WF2)	RF(Total)	OIP(Mbbl)
C1	1046	7%	7%	4%	19%	849,9
C2	539	17%	14%	6%	37%	341,4
C3	752	14%	17%	6%	37%	474,5
C4	896	8%	13%	3%	23%	686,3
C5	644	10%	18%	4%	32%	435,7
C6	1274	9%	6%	1%	16%	1064,3
C7	533	11%	9%	6%	26%	394,2
TOTAL	5684,6	10%	11%	4%	25%	4246,3

Fuente: Autor

El patrón 3 fue la última zona del área en desarrollarse mediante el proceso de inyección debido a la falta de información con la que se contaba para establecer la conexión entre las arenas y la presencia de zonas con buenas propiedades de flujo. Por esta razón su proceso de inyección inicio en la etapa de patronamiento y no durante la inyección con líneas directas (Figura 34). Para esta zona la calidad de yacimiento en la arena C3 muestra una clara ventaja frente a las demás zonas abiertas a producción, lo cual indica que en las demás arenas hubo un pobre desarrollo y por lo tanto la presencia de altos volúmenes de petróleo recuperable.

Figura 34: Historia de producción patrón 3



Fuente: Autor

La tabla 11 resume el comportamiento histórico del área y aunque es evidente que los volúmenes recuperados son bajos para la mayoría de zonas, los volúmenes remanentes son más bajos que en los otros patrones, sin embargo no deja de ser atractivo recuperar la mayor cantidad de petróleo posible, esto ya que la zona por donde la mayor cantidad del agua tiene su efecto está en un volumen de recuperación cercano al total del petróleo recuperable, lo que obliga a pensar en el desarrollo de las zonas adyacentes.

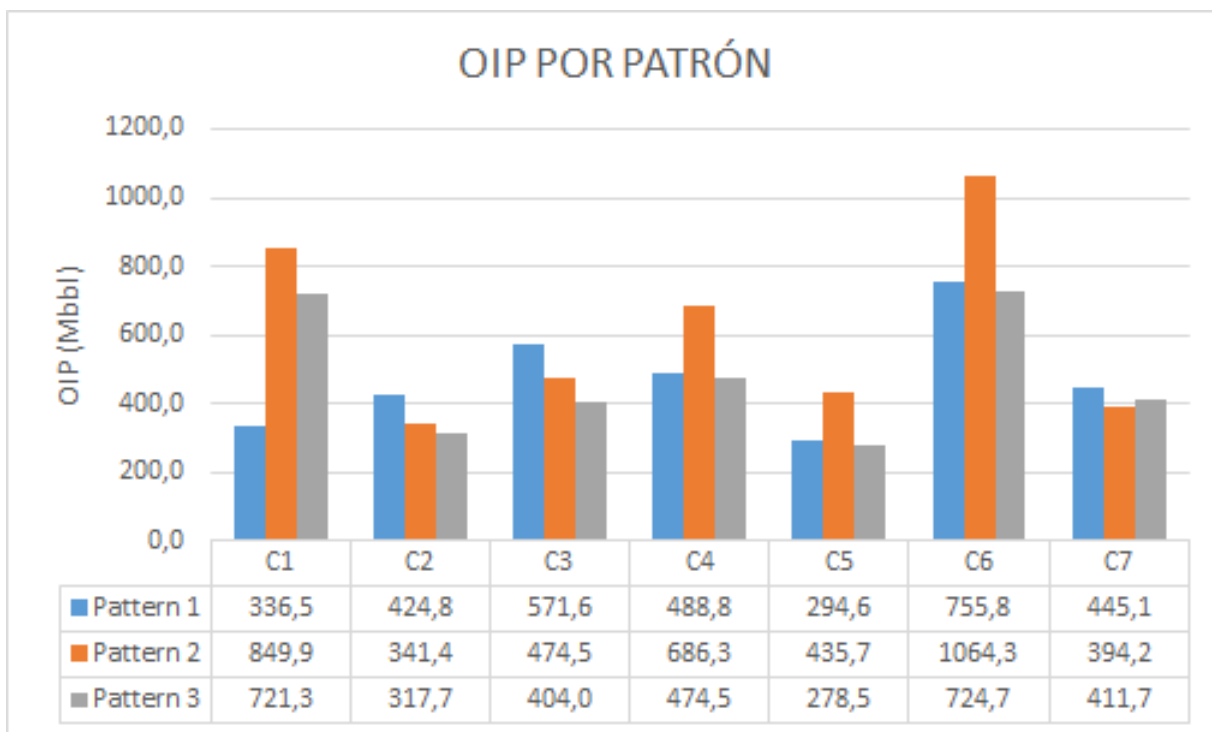
Tabla 11: Reservas remanentes en el patrón 3

CAPA	OOIP(Mbbl)	RF (Primary)	RF (WF1)	RF (WF2)	RF(Total)	OIP(Mbbl)
C1	776	3%	0%	4%	7%	721,3
C2	381	9%	0%	8%	17%	317,7
C3	692	28%	0%	13%	42%	404,0
C4	548	7%	0%	6%	13%	474,5
C5	343	11%	0%	8%	19%	278,5
C6	884	10%	0%	8%	18%	724,7
C7	511	10%	0%	10%	19%	411,7
TOTAL	4134,5	11%	0%	8%	19%	3332,6

Fuente: Autor

Los resultados obtenidos del análisis del performance de los tres patrones del área permiten identificar un alto volumen de petróleo recuperable en varias de las arenas, producido inicialmente por la preferencia de la inyección a lo largo de la zona productora. La figura 35 es un esquema de representación del petróleo in situ por arena en cada uno de los patrones. La información muestra claramente la deficiencia del recobro en arenas de cada uno de los patrones y de igual forma zonas donde el volumen recuperado ha sido mucho mayor y por lo tanto serían las áreas donde inicialmente se podría pensar en aplicar el tratamiento de polímero termalmente activo (C2, C3 y C5), ya que de esta forma las arenas vecinas serían contactadas por el fluido inyectado.

Figura 35: OIP por patrón



Fuente: Autor

Finalmente se puede concluir que las reservas remanentes de crudo en las arenas del área de estudio representan un volumen favorable para la aplicación de polímeros termalmente activos, ya que en muchos campos a nivel mundial se han realizado este tipo de proyectos con factores de recobro más altos y se han obtenido resultados positivos (Chung, T. et al, 2011).

Debido al bajo recobro de muchas zonas (Tabla 12) es viable la realización de un análisis técnico más detallado del yacimiento y del fluido con el fin de verificar los requerimientos mínimos de este tipo de proyectos.

Tabla 12: Factores de recobro total por arenas

CAPA	PATTERN 1	PATTERN 2	PATTERN 3
	RF(Total)	RF(Total)	RF(Total)
C1	27%	19%	7%
C2	23%	37%	17%
C3	27%	37%	42%
C4	22%	23%	13%
C5	26%	32%	19%
C6	25%	16%	18%
C7	22%	26%	19%

Fuente: Autor

5.2 TIEMPO AL BREAKTHROUGH

Los requerimientos básicos para pasar de un proyecto de inyección de agua a un proyecto de inyección de polímero son la presencia de volumen de petróleo recuperable y un tiempo de irrupción corto que indique una preferencia en la inyección y por lo tanto zonas no contactadas durante el proyecto.

Inicialmente se debe calcular cual sería el tiempo al breakthrough teórico. Esto lo realizamos con la ayuda del método de Craig-Geffen-Morse aplicado en un simulador analítico e ingresando la propiedades petrofísicas de las capas de cada patrón. Se calculó un tiempo promedio de 10 meses para que el frente de agua irrumpiera en los pozos productores en cada uno de los patrones (Tabla 13).

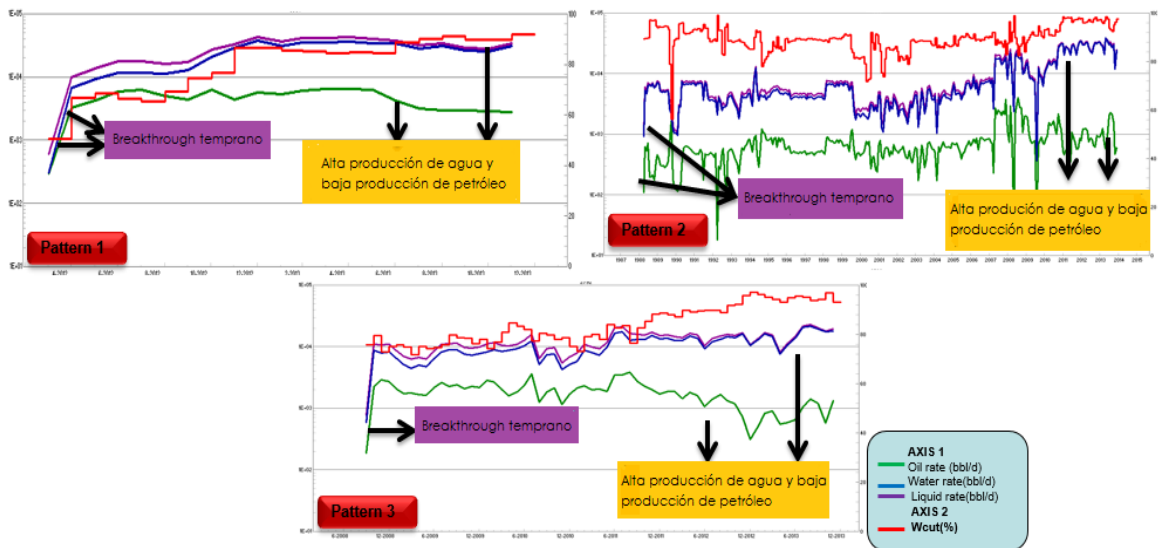
Tabla 13: Resultados cálculo del tiempo al breakthrough

Time (yr)	Inj. Rate (STB/day)	Q _{oil} (STB/day)	Q _{H2O} (STB/day)	Injection (MSTB)	Winj	Oil Prod. (MSTB)	Water Prod. (MSTB)	WOR (STB/STB)	Recovery (% OOIP)
					VP				
0,000	0	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,0	0,0	8,00
0,143	411	79,9	0,0	34,6	0,004	4,2	0,0	0,0	8,07
0,213	695	333,3	0,0	56,0	0,006	19,4	0,0	0,0	8,33
0,282	921	607,7	0,0	81,4	0,009	46,4	0,0	0,0	8,78
0,348	1082	826,6	0,0	110,3	0,012	79,0	0,0	0,0	9,34
0,412	1212	1001,0	0,0	140,4	0,015	113,3	0,0	0,0	9,91
0,474	1302	1074,7	0,0	171,7	0,018	138,8	0,0	0,0	10,35
0,533	1358	1119,8	0,0	202,4	0,022	163,8	0,0	0,0	10,77
0,591	1414	1165,0	0,0	232,6	0,025	188,5	0,0	0,0	11,19
0,647	1445	1190,1	0,0	262,4	0,028	212,8	0,0	0,0	11,60
0,700	1477	1215,1	0,0	291,7	0,031	236,7	0,0	0,0	12,00
0,752	1509	1240,8	0,0	320,2	0,034	260,1	0,0	0,0	12,40
0,801	1543	1267,5	0,0	348,0	0,037	282,8	0,0	0,0	12,78
0,848	1577	1179,3	138,9	375,6	0,040	304,6	0,9	0,1	13,15
0,894	1612	1194,4	154,3	402,6	0,043	325,7	2,1	0,1	13,51
0,937	1647	1210,4	169,1	429,2	0,046	346,3	3,5	0,1	13,85
0,980	1682	1226,9	183,3	454,9	0,048	366,0	5,1	0,1	14,19
1,020	1718	1199,9	197,0	480,5	0,051	385,1	6,9	0,2	14,51
1,060	1753	1099,7	210,4	505,9	0,054	403,4	8,8	0,2	14,82
1,098	1789	1090,9	450,6	531,1	0,057	421,0	13,9	0,4	15,12
1,135	1826	1122,7	479,0	556,2	0,059	448,7	17,7	0,4	15,59
1,171	1863	1130,5	506,6	581,0	0,062	466,1	21,8	0,4	15,88
1,206	1900	1138,8	533,6	605,5	0,064	482,8	26,1	0,5	16,16
1,239	1937	1127,6	560,2	629,8	0,067	499,1	30,6	0,5	16,44

Fuente: Autor

Para determinar el tiempo real del “breakthrough” se realizó un análisis del comportamiento de la producción de agua con respecto al agua inyectada y el petróleo producido. Mediante la creación de gráficas para cada uno de los patrones se identificaron los tiempos a partir de los cuales la pendiente de la curva de producción de agua y corte de agua cambian, es decir el momento en el que el agua comienza a entrar a los pozos productores. El análisis grafico (Figura 36) permitió determinar que el tiempo de irrupción real fue en promedio de tres meses, lo cual indica que el frente de agua tardo menos tiempo del esperado en llegar a los pozos productores. La razón por la cual los pozos tuvieron un aumento excesivo en el corte de agua puede ser la canalización de la inyección. Sin embargo la conificación es otro fenómeno común que produce una alteración en el corte de agua de los pozos por esto se debe conocer la causa más exacta del problema.

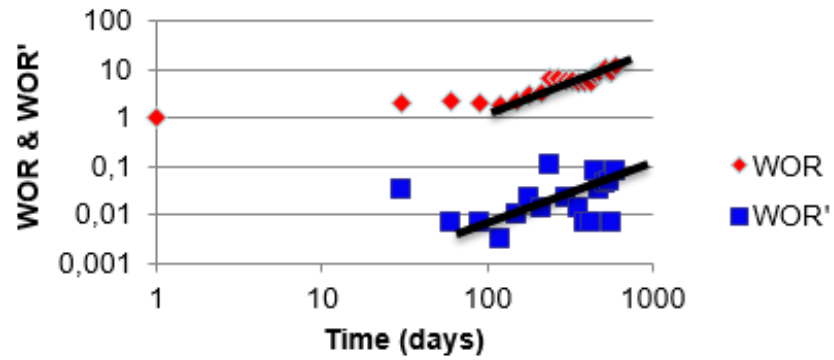
Figura 36: Determinación del tiempo al breakthrough en cada patrón



Fuente: Modelo analítico campo Surcolombiano

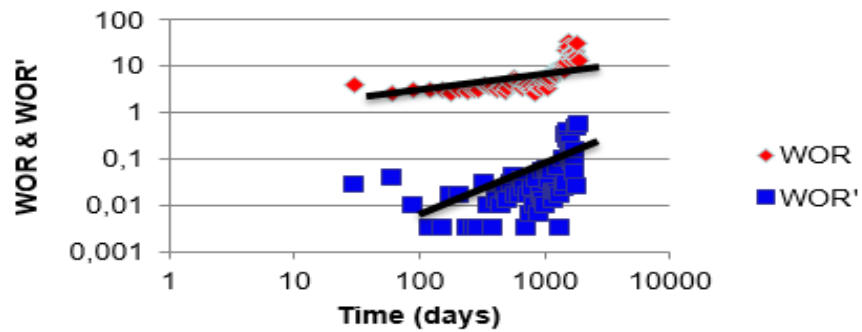
Para distinguir la causa real del aumento en el volumen de agua producido debemos realizar un gráfico de diagnóstico de Chan (Chan, K., 1995) que consiste en graficar la relación agua-petróleo (WOR) y su derivada (WOR') contra el tiempo de producción en un gráfico Log-Log. Con esta grafica se evalúa el comportamiento de la relación agua-petróleo y se determina si el aumento fue causado por canalización o por conificación. Las gráficos 37, 38 y 39 muestran el comportamiento de los tres patrones del área. El comportamiento de la relación agua-petróleo para los tres casos es el mismo y se nota un aumento tanto en los valores del WOR como en los de su derivada. Según Chan este comportamiento corresponde a zonas con inyección preferencial, es decir pozos donde la mayor parte del agua inyectada es dirigida hacia zonas con propiedades de flujo muy superiores a las demás zonas y que por lo tanto facilitan la entrada de agua desde el pozo inyector o desde otras arenas.

Figura 37: Grafico de Chan para el patrón 1



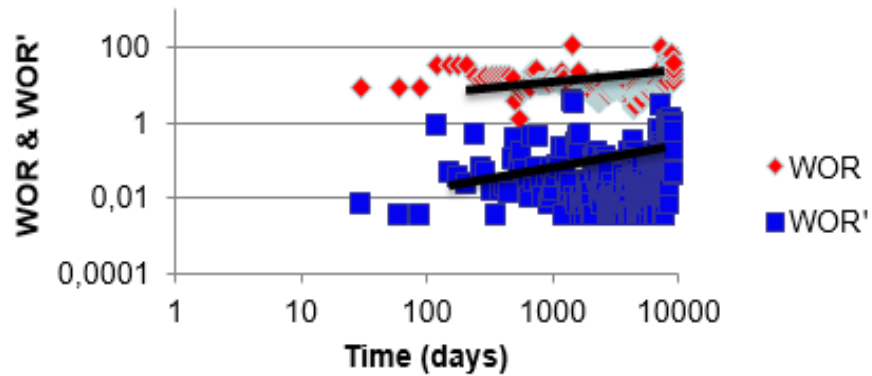
Fuente: Autor

Figura 38: Grafico de Chan para el patrón 2



Fuente: Autor

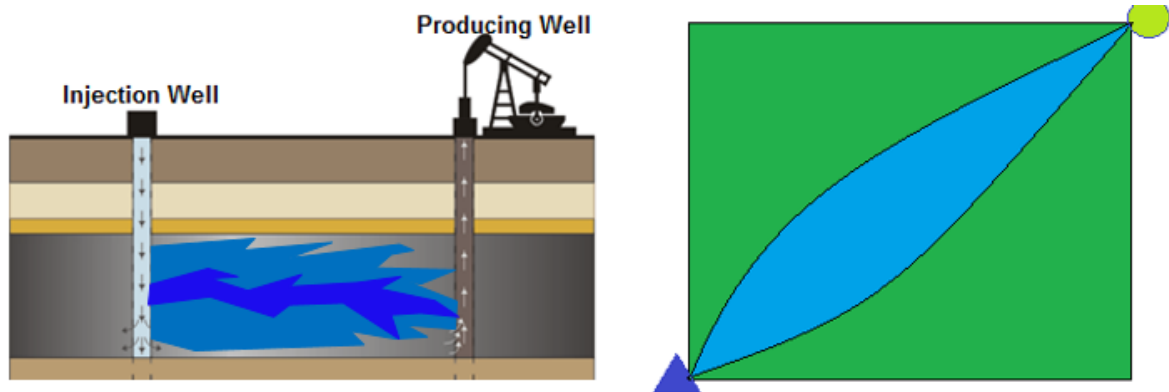
Figura 39: Grafico de Chan para el patrón 3



Fuente: Autor

Los gráficos de Chan permiten determinar que las áreas con mayor recobro en cada patrón son entonces las zonas donde la inyección toma preferencia y por lo tanto las demás áreas deben presentar grandes cantidades de reservas no contactadas (Figura 40).

Figura 40: Esquema de inyección preferencial

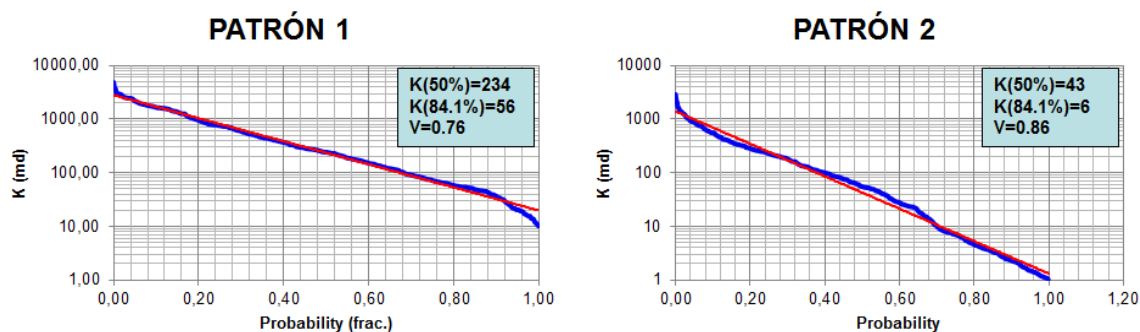


Fuente: Autor

5.3 HETEROGENEIDAD VERTICAL

Los tratamientos de mejoramiento de “conformance” (asimilación) mediante la aplicación de tecnologías de TAP requieren zonas altamente heterogéneas y que presenten un alto contraste en la permeabilidad entre cada una de las zonas. Una forma de determinar la heterogeneidad de las zonas es calculando el coeficiente de Dykstra-Parson el cual evalúa la distribución de la permeabilidad por espesor y con base en el percentil 84.1 y 50 permite obtener un coeficiente entre 0 y 1 de esta variación. En general entre más cerca este el coeficiente D-P de 0 más homogénea es la formación, por el contrario si está más cerca de 1 la formación será más heterogénea. Para determinar los coeficientes del área de estudio se seleccionaron los registros de los pozos que este afectado por los tres pozos inyector. Con base en el registro de permeabilidad y los espesores pie a pie se calcularon los coeficientes de D-P para el área (Figura 41).

Figura 41: Coeficientes de D-P para el área de estudio



Fuente: Autor

El coeficiente de D-P para el área varían entre 0.7-0.9, clasificándola como una zona altamente heterogénea, pero que no posee fracturas naturales. Normalmente las áreas aptas para la aplicación de TAP deben ser formaciones con un coeficiente D-P mayor a 0.55 por lo tanto en condiciones de heterogeneidad se cumple la condición.

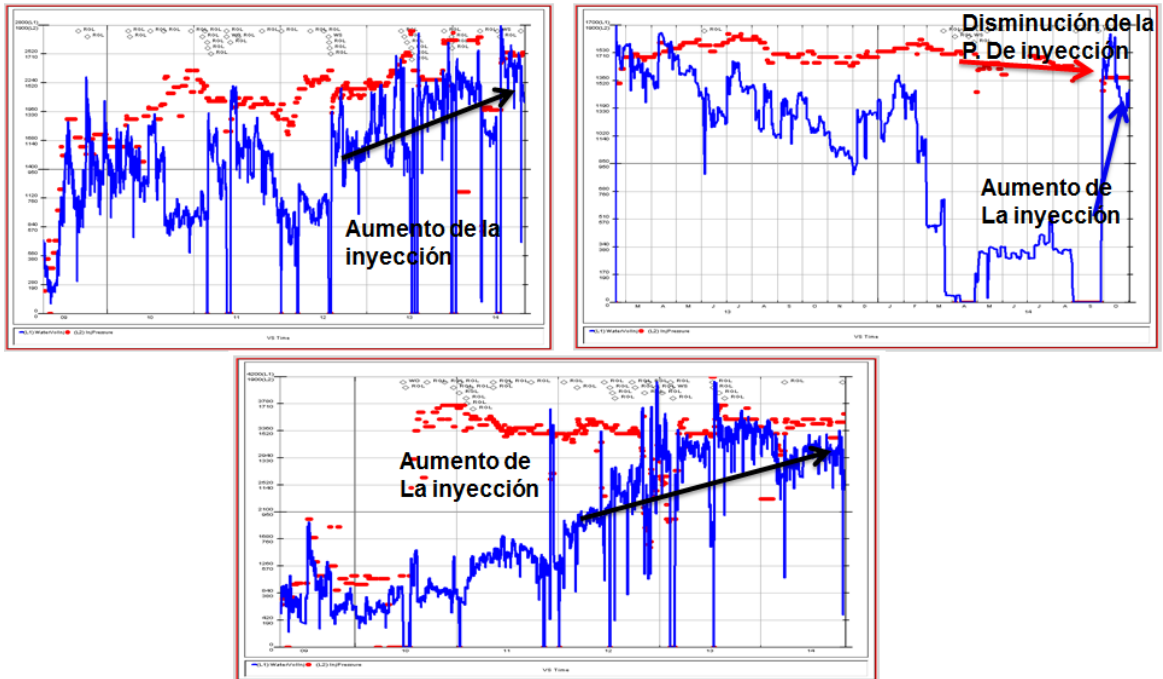
Otra forma de identificar la heterogeneidad de una zona fue la analizada en el capítulo 4 donde se determinaron los tipos de roca presentes en la formación (Figura 22) y que son un indicador de la presencia de distintas zonas de flujo, es decir presencia de variación en las permeabilidades tanto areal como verticalmente a lo largo de la formación.

5.4 CAPACIDAD DE INYECCIÓN

La evaluación de la heterogeneidad del campo muestra una clara variación de la permeabilidad a lo largo del espesor productivo, por lo que posteriormente se debe analizar cuál es el comportamiento del área con respecto a la inyección, es decir que tan eficiente ha sido el proceso. Para tener una visión específica de cada patrón se analizaron los gráficos de caudal de inyección y presión en cabeza. El comportamiento que muestran los pozos (Figura 42) revela una tendencia generalizada en el que el caudal de inyección aumenta con una respectiva

disminución de la presión de inyección; lo que se traduce en una excesiva capacidad de inyección en cada uno de los patrones.

Figura 42: Inyectividad de los patrones del área



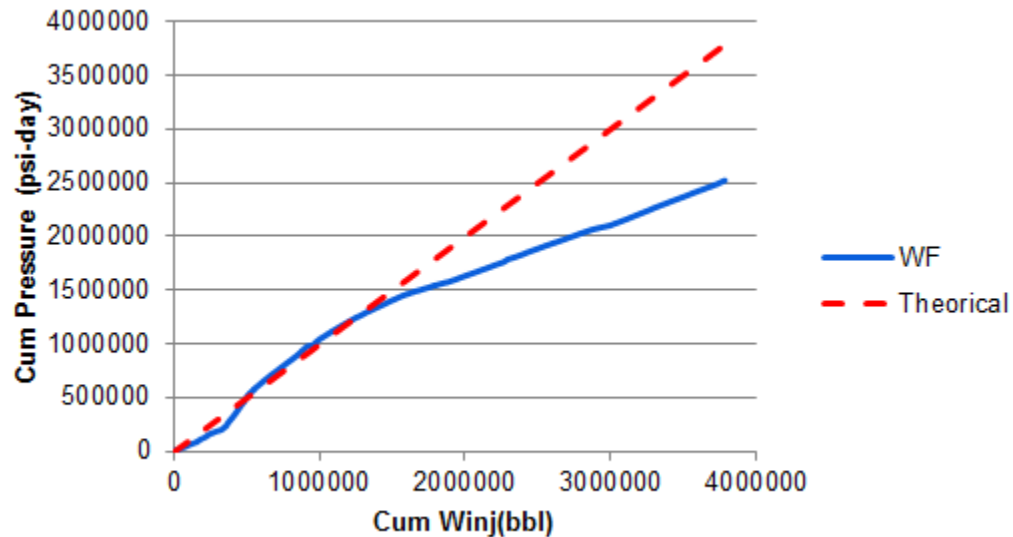
Fuente: Dynamic system surveillance (DSS)

Con los datos de inyección se pudo también evaluar la eficiencia del proceso mediante dos técnicas. La primera fuera la creación de Hall plots para el área total, lo que se buscó con esto fue determinar cómo fue el desarrollo general del área para poder aplicar la segunda técnica que consiste en el análisis individual de cada patrón evaluando el recobro obtenido y el desarrollo que se esperaba tuviera con el volumen de agua inyectado hasta ahora.

Las Hall plot es una herramienta de diagnóstico que permite identificar la condición a la cual un pozo está inyectando, es decir si presenta un mecanismo de daño que obstruye la inyección de líquido o por el contrario si existe una condición que estimule la inyección. La figura 43 es la gráfica que se obtuvo y en la que se identifica que para un diferencial de presión bajo, el volumen de inyección aumento

rápidamente; este comportamiento es propio de zonas donde la variación en la propiedades de flujo facilitan la inyección por zonas que promueven una menor caída de presión, es decir zonas con mayor permeabilidad.

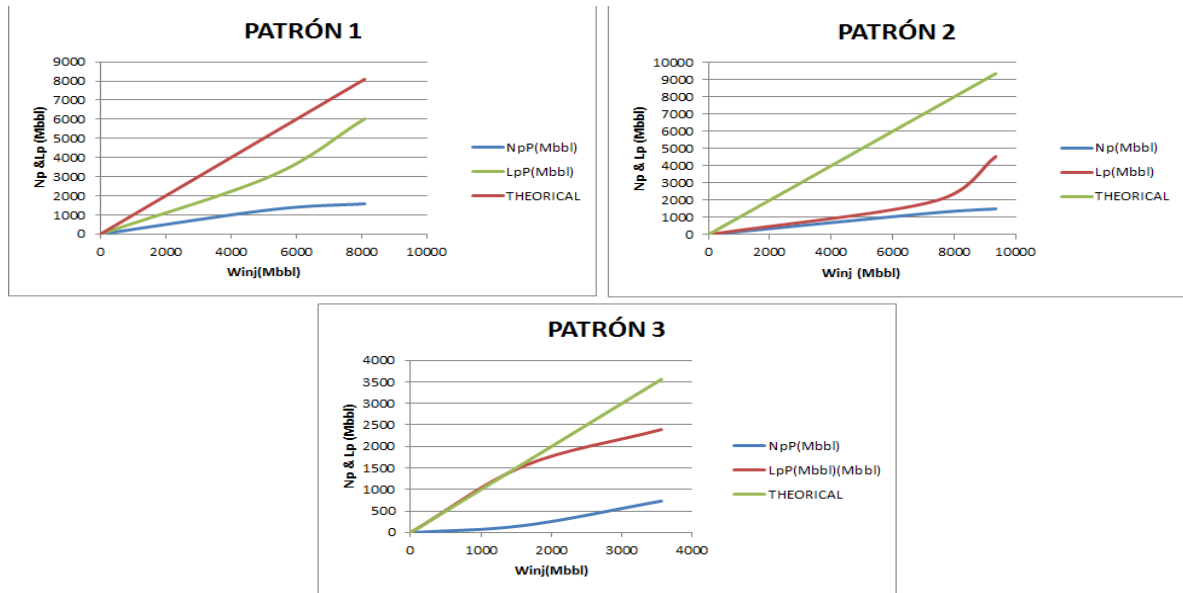
Figura 43: Hall plot del área de estudio



Fuente: Autor

Este comportamiento de flujo excesivo por ciertas zonas se traduce en una disminución en la eficiencia del área, es decir que cada patrón tuvo que tener una desviación considerable de su comportamiento ideal. Para identificar esto realizamos graficas de “conformance control” (control de asimilación) para cada patrón, estas graficas consisten en representar la producción de líquido y petróleo con respecto al volumen de agua inyectado acumulado y comparar las curvas con el comportamiento teórico del patrón suponiendo que la recuperación por efecto de la inyección agua fue de una relación uno a uno (1 barril de líquido por cada barril de agua inyectada). La figura 44 contiene las gráficas obtenidas para cada patrón del área. Aunque al inicio del proyecto todas tienen un comportamiento cercano al ideal, los volúmenes de petróleo recuperado no tuvieron un aumento significativo mientras que el líquido total producido tuvo un rápido crecimiento, principalmente en los últimos años del proceso.

Figura 44: Graficas de “conformance control”



Fuente: Autor

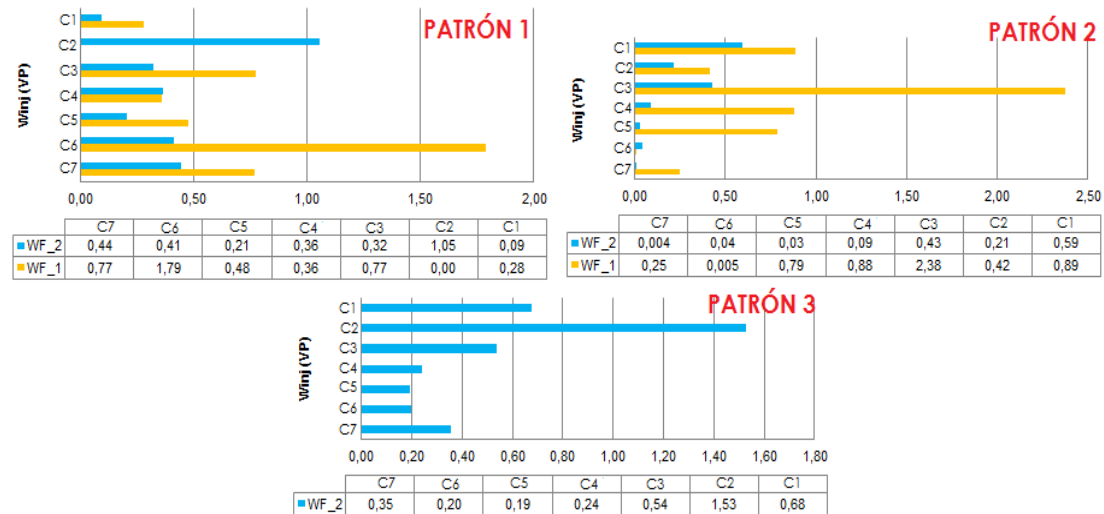
Los resultados de la evaluación de inyectividad muestran un área con una inyectividad excesiva producto de zonas con inyección preferencial generada principalmente por la heterogeneidad de la zona. Esta preferencia ha contribuido a que el proyecto no tenga los resultados esperados y obliga a buscar métodos o herramientas que faciliten el contacto de aquellas zonas que no han tenido una eficiencia de recobro óptima.

5.5 DISTRIBUCIÓN VERTICAL DE LA INYECCIÓN

Los resultados de los análisis anteriores mostraron una tendencia generalizada en los patrones de preferencia de la inyección. Este comportamiento promovió un recobro no uniforme, lo que lleva a la necesidad de contactar dichas zonas por donde la recuperación no fue la esperada. Como se ha venido estudiando a lo largo de este documento los polímeros termalmente activos son una opción muy viable en estos casos, ya que permitiría desviar el fluido de inyección a otras zonas mediante la obturación de las áreas ya barridas y en la que se presenta la preferencia.

Para seleccionar las zonas potenciales donde se deba aplicar estas tecnologías se debe comparar los volúmenes de fluido inyectados por capa (Figura 45) contra los factores de recobro de cada una (Tabla 12); esto porque aunque hayan capas con una alto volumen de inyección puede presentarse flujo cruzado entre las zonas.

Figura 45: Distribución de la inyección por arena



Fuente: Autor

El patrón 1 muestra una clara preferencia en la arena C6 durante el proceso de inyección inicial, sin embargo en la segunda etapa del proyecto se evidencia un cambio en el perfil de inyección mostrando un mayor volumen inyectado por la zona C3. Al comparar este comportamiento con las reservas actuales de la zona permiten seleccionar la arena C3 como candidata potencial para la inyección de polímero, ya que aunque la zona C6 tuvo un alto volumen inyectado sus reservas aún son atractivas para la explotación. El mismo análisis aplicado a los patrones 2 y 3 permitió identificar las arenas C3 y C2 respectivamente como las más opcionadas para tratar con polímeros. En el caso del patrón 2 es necesario realizar una estimulación en las arenas ubicadas en la parte baja de la estructura para mejorar la inyectividad por dichas zonas.

Aunque las zonas seleccionadas anteriormente son las más opcionadas existen otros aspectos técnicos a evaluar para determinar la viabilidad definitiva de un proyecto de este tipo.

5.6 REGIMEN DE FLUJO

El estado actual del área de estudio ofrece la oportunidad de aplicar los tres tipos de polímeros evaluados en el capítulo 2 (CDG, brightwater®, Marcit® y Unogel®). Sin embargo los requerimientos de cada uno de ellos varían (Tabla 14) y por esto se debe considerar cual es el más óptimo para nuestro caso en particular.

Tabla 14: Requerimientos mínimos de los TAP

	CDG	BW	Marcit	Unogel
Temperatura	≤ 104 C	(35 – 140) C	≤ 124 C	≥ 124 C
Fracturas	No	No	Si	Si
Matriz	Si	Si	No	No
Pozo	Inyector	Inyector	P/I	P/I

Fuente: Autor

La temperatura de yacimiento es un parámetro que permite descartar a la tecnología Unogel® ya que el yacimiento presenta una temperatura de 50°C y este tratamiento se aplica a reservorios de ultra alta temperatura. Con respecto a la zona donde se aplican estos tratamientos, los CDG y brightwater® se aplican a la matriz mientras que el Marcit® es apropiado para yacimientos naturalmente fracturados. Una forma de evaluar si los patrones de la zona son fracturados es mediante las pruebas de presión, sin embargo ningún patrón cuenta con dicha información, por lo tanto se aplicó otro método para evaluar esta condición.

Seright, S. en 2001 propuso evaluar el régimen de flujo a través de la ecuación de inyectividad de Darcy. El método consiste en evaluar la inyectividad del área con los

datos reales (Caudal y delta de presión) comparándolos con la evaluación teórica de la zona. Si La inyectividad obtenida con los datos reales es menor a la calculada se puede afirmar que la zona inyecta bajo condiciones normales y por lo tanto presenta flujo radial; en caso contrario si la inyectividad real es mayor a la calculada indica que existe una condición adicional que estimula la inyección en la zonas, por lo tanto es régimen de flujo predominante es lineal y el yacimiento será fracturado. (Ecuaciones 5.1 y 5.2)

$$\frac{q}{\Delta P} \leq \frac{\sum Kh}{141.2\mu \ln \frac{r_e}{r_w}}, \text{Flujo radial} \quad 5.1$$

$$\frac{q}{\Delta P} > \frac{\sum Kh}{141.2\mu \ln \frac{r_e}{r_w}}, \text{Flujo lineal} \quad 5.2$$

Los resultados del análisis Seright para cada pozo inyector se resumen en la tabla 15. Los patrones 1 y 2 mostraron un comportamiento radial en cada uno de sus inyectores, mientras que el patrón 3 obtuvo un valor de inyectividad mayor al calculado lo que inicialmente indica flujo lineal. Sin embargo este análisis tiene un segundo criterio y es el cálculo del tiempo de tránsito entre el pozo productor y el inyector, este se define como el tiempo que tarda el agua inyectada en llegar al productor después de que este ya haya alcanzado el breakthrough. El tiempo de transito se calcula con base en la condiciones de inyección para obtener finalmente la velocidad Darcy y relacionarla con la distancia entre el inyector y cada uno de los productores.

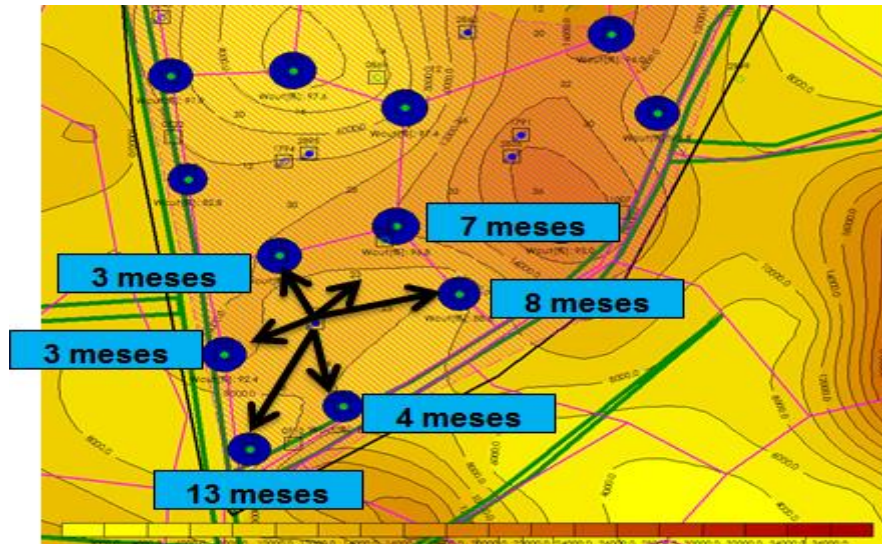
Tabla 15: Análisis Seright de la zona

PATRÓN	$\frac{q}{\Delta P}$	$\frac{\sum Kh}{141.2\mu \ln \frac{r_e}{r_w}}$	Regimen de flujo
1	7.4	10	Radial
2 (USCOI-2N)	3.6	13.5	Radial
2 (USCOI-2)	0.09	13.2	Radial
3	9.4	6.5	Lineal

Fuente: Autor

Este método de evaluación clasifica los pozos como fracturados si el tiempo de tránsito entre el inyector y el productor es menor a 30 días. Si por el contrario son mayor los pozos fluyen bajo régimen de flujo radial a través de la matriz.

Figura 46: Tiempo de tránsito entre pozos, patrón 3



Fuente: Modelo analítico campo Surcolombiano

Para el patrón 3 los tiempos de tránsito fueron mayores a 30 días, por lo tanto se puede afirmar que no es una zona fracturada y que su excesiva inyectividad se debió a zonas con permeabilidad altas y no hay fracturas en la matriz de la roca.

Con el resultado de este análisis la tecnología Marcit® queda descartada para aplicación en el área de estudio ya que por sus propiedades y diseño su aplicación podría obturar un mayor volumen al diseñado y por lo tanto evitar que se contacten las zonas con baja eficiencia de recobro.

5.7 REQUERIMIENTOS ADICIONALES

Los resultados anteriores descartaron la posibilidad de aplicar la tecnología Marcit® y Unogel® en los tres patrones ya que no se cumplían algunos requerimientos técnicos para su correcto uso. Los CDG y Brightwater® son hasta ahora los tratamientos más viables técnicamente para su implementación en el área, pero es

importante evaluar los requerimientos adicionales (Tabla 16) de estos métodos para poder afirmar con plena certeza que su uso tendrá una alta probabilidad de éxito.

Tabla 16: Requerimientos de los tratamientos

Propiedades	BW	CDG
Wcut (%)	>95	>90
Coefficiente D-P	0.5-0.7	0.55-0.77
Yacimiento fracturado	No	No
Porosidad de la capa (%)	>16	>16
Permeabilidad en la zona (md)	>100	>100
Salinidad del agua (ppm)	<70000	<5000
Temperatura (F)	94 -283	<218
Gradiente de temperatura(F)	>20	>20
Tiempo de transito inyector-productor	>30days	>30days
Regimen de flujo	Radial	Radial

Fuente: Autor

Debido a que la mayor parte de los aspectos ya fueron previamente evaluados, solo quedan algunas variables por comparar con los datos del yacimiento, tales como las propiedades de flujo requeridas en la zonas de aplicación del tratamiento, la salinidad del agua de inyección, la temperatura de yacimiento y el tiempo de tránsito entre el pozo productor y el inyector. La comparación de dichas variables se resume en la tabla 17; como se puede ver los patrones cumplen dichos requerimientos, por lo tanto ambas tecnologías son técnicamente viables para aplicación en el área de estudio. Para elegir entre una y la otra se debe diseñar los volúmenes a inyectar en las arenas seleccionadas como las más opcionadas y simular como es su comportamiento e impacto en la eficiencia de recobro

Tabla 17: Comparación de requerimientos adicionales

Propiedades	BW	CDG	Patron 1	Patron 2	Patron 3
Wcut (%)	>95	>90	94	95	92
Coefficiente D-P	0.5-0.7	0.55-0.77	0.55-0.8	0.6-0.85	0.5-0.7
Yacimiento fracturado	No	No	No	No	No
Porosidad de la capa (%)	>16	>16	17	17	17
Permeabilidad en la zona (md)	>100	>100	800-1000	>1000	600-800
Salinidad del agua (ppm)	<70000	<5000	10000	8100	11300
Temperatura (F)	94 -283	<218	115	115	115
Gradiente de temperatura(F)	>20	>20	30	30	30
Tiempo de transito inyector-productor	>30days	>30days	120	300	90
Regimen de flujo	Radial	Radial	Radial	Radial	No fract.

Fuente: Autor

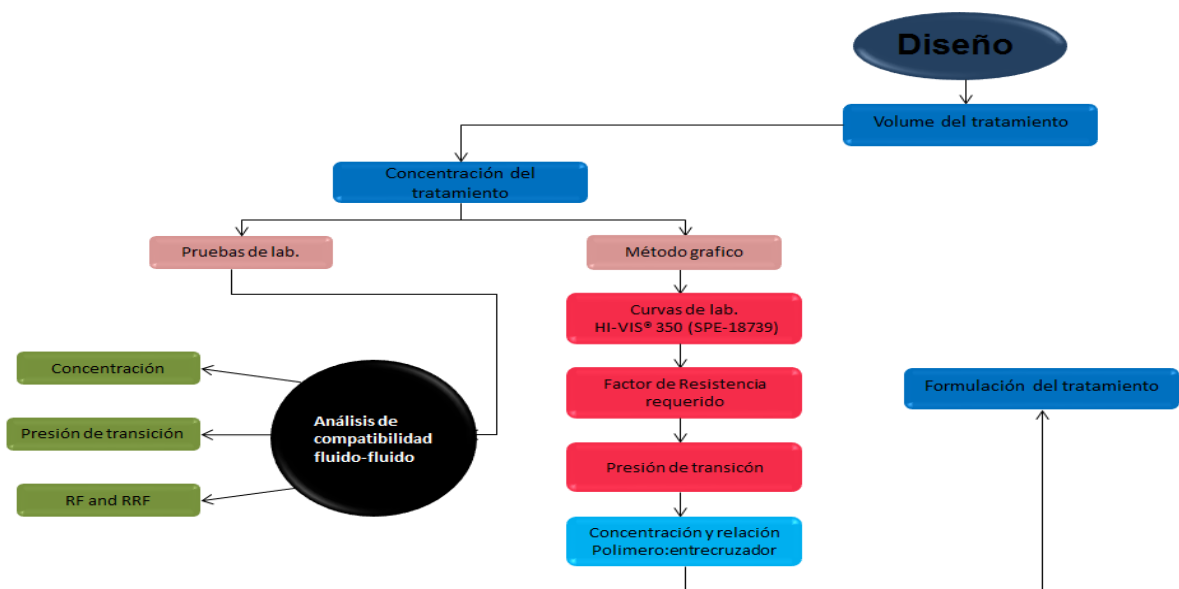
6. DISEÑO Y EVALUACIÓN DE LOS TRATAMIENTOS

Los resultados del capítulo anterior permitieron determinar que técnicamente los CDG y Brightwater® son las tecnologías más aplicable a la zona de estudio para mejorar el “conformance” (asimilación) y contactar arenas con baja productividad. Para determinar cuál será la mejor opción se debe diseñar los volúmenes a inyectar para así obtener las variables que permitan simular su efecto en el yacimiento y su efecto en la curva de recobro de cada patrón.

6.1 DISEÑO DEL TRATAMIENTO DE CDG

Para diseñar este tratamiento se aplicó una metodología desarrollada por los autores (Figura 47) que consiste en una variante al método al método de diseño tradicional. La metodología se basa en las curvas de laboratorio desarrolladas para la tecnología de Tiorco HI-VIS® 350 (Smith, J., 1989).

Figura 47: Diseño del tratamiento de CDG



Fuente: Autor

El primer paso para el diseño es el cálculo del volumen del tratamiento, que se realiza con respecto al volumen poroso de cada capa de cada patrón (Tabla 18). Las experiencias en el diseño del tratamiento revisadas en el capítulo 2 (Tabla 3) mostraron que el volumen óptimo a inyectar está entre el 5% y 30% del volumen poroso del área a tratar. Para elegir entre el volumen más apropiado para este caso específico se van a diseñar tres volúmenes de tratamiento con el fin de establecer tres escenarios de inyección (5%, 15% y 30% del volumen de la zona).

Tabla 18: Volumen poroso de cada arena a tratar con los polímeros

Patron 1 C2 (bbl)	patron 2 C2 (bbl)	patron 3 C3 (bbl)
1336115	1225145	664147,9

Fuente: Autor

Los volúmenes de tratamiento para cada patrón se resumen en la tabla 19 y resultan de la multiplicación de cada volumen de la zona a tratar con los porcentajes de los tres escenarios propuestos para el análisis

Tabla 19: Volúmenes de tratamiento a inyectar, CDG

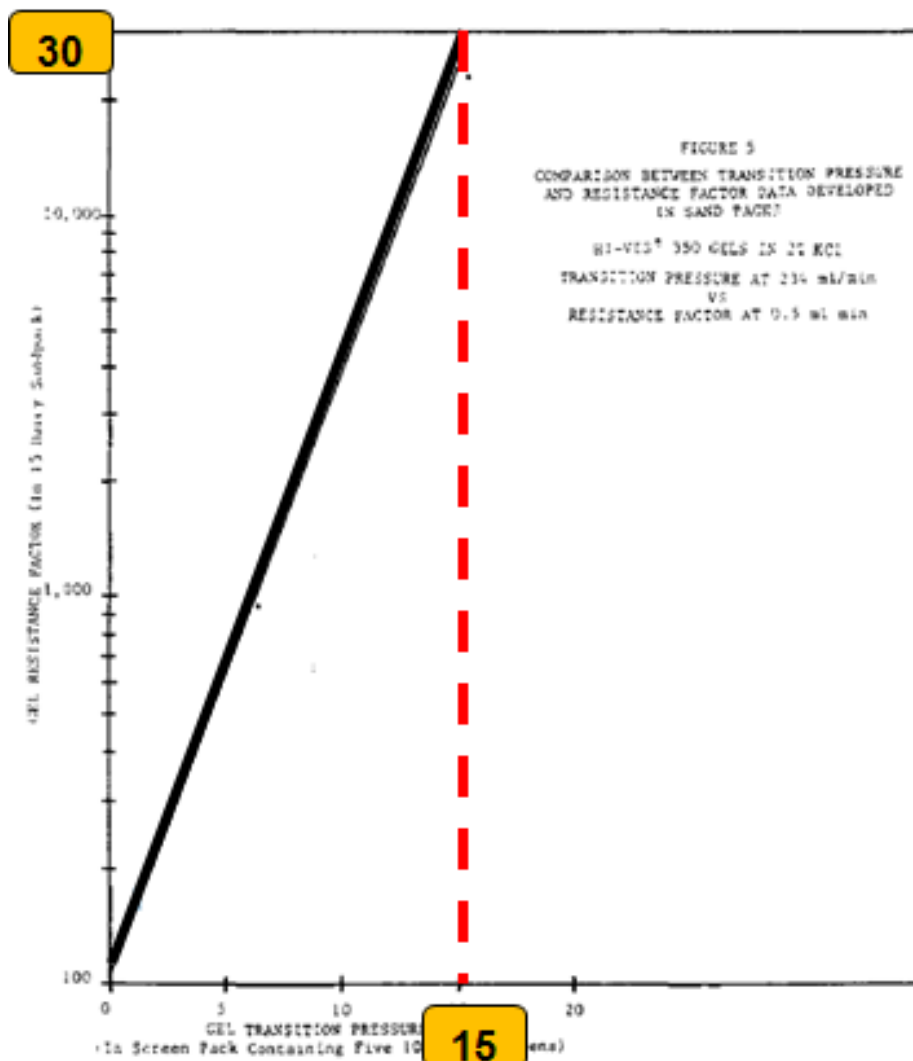
PATRON 1 (bbl)			PATRON 2 (bbl)			PATRON 3 (bbl)		
5%ZN	15%ZN	30%ZN	5% ZN	15%ZN	30%ZN	5% ZN	15%ZN	30%ZN
66805	200417	400834	61257	183771	367543	33207	99622	199244

Fuente: Autor

Después del cálculo del volumen de tratamiento se determina la concentración de polímero a utilizarse. Para esto se aplica el método gráfico que consiste en seleccionar el factor de resistencia que se desea alcance el tratamiento al entrar a la formación. Como se van a tratar zonas inundadas y con altos volúmenes de agua inyectados en la historia de la arena, lo recomendable es aplicar un polímero con un alto factor de resistencia, que garantice la correcta desviación de los volúmenes del agua inyectada posteriormente; por esta razón se eligió un factor de resistencia

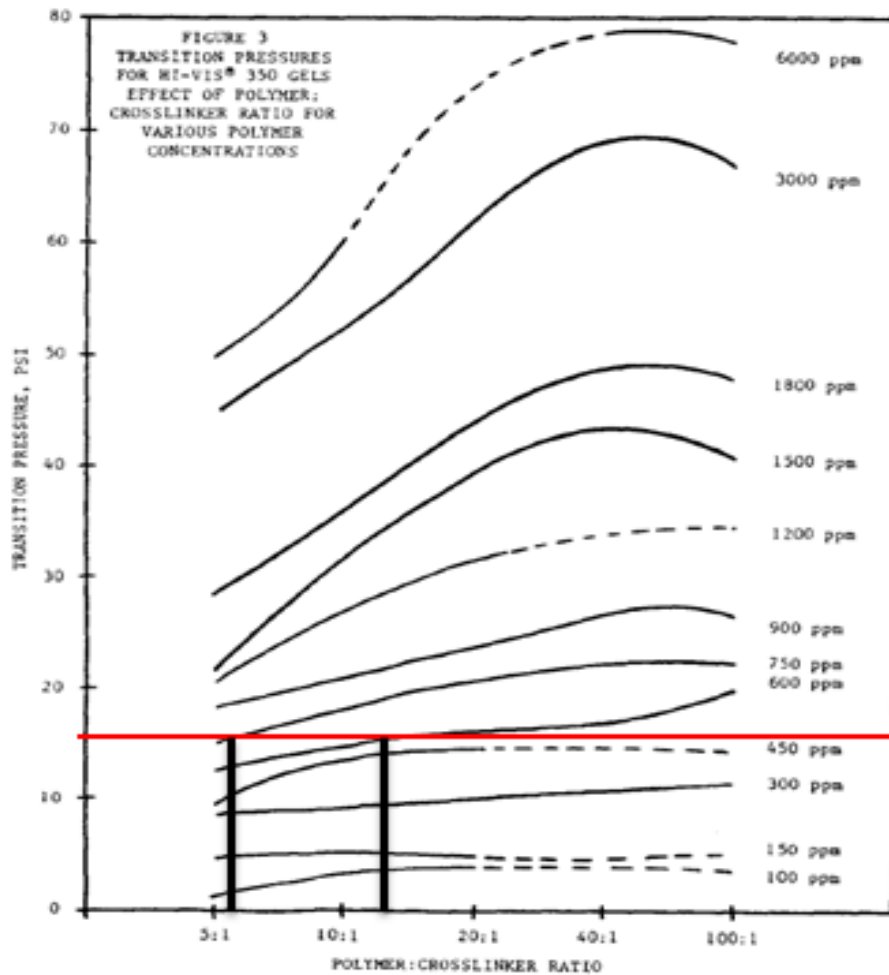
de 30. Cabe aclarar que este valor se alcanzara cuando el tratamiento alcance el diferencial de temperatura adecuado, ante de ello fluirá a una viscosidad muy cercana a la del agua. Con este valor entramos a la figura 48 y determinamos la presión de transición del gel (capitulo 2). Esta presión permitirá seleccionar la concentración de polímero y la relación polímero: entrecruzador adecuada para nuestro proyecto (Figura 49).

Figura 48: Determinación de la presión de transición



Fuente: Tiorco HI-VIS® 350 (Smith, J., 1989)

Figura 49: Concentración y relación polímero:entrecruzador



Fuente: Tiorco HI-VIS® 350 (Smith, J., 1989)

Las concentraciones óptimas para alcanzar el factor de resistencia deseado son 750 ppm y 600 ppm con una relación de (polímero: entrecruzador) de 6:1 y 13:1 respectivamente. La elección de la mejor se basa en el costo del polímero ya que aunque con una concentración de polímero de 750 ppm se utiliza una menor relación con el entrecruzador resulta más viable utilizar una menor concentración aumentando la relación para poder disminuir los costos del tratamiento. La concentración de 600 ppm se eligió como la más recomendable para realizar la formulación del tratamiento (Tabla 20).

Tabla 20: Concentración seleccionada para CDG

Concentración (ppm)	Relación
750	6:01
600	13:01

Fuente: Autor

La formulación del tratamiento consiste en el cálculo de los volúmenes de polímero, entrecruzador, las toneladas requeridas y los tiempos de inyección del tratamiento. Para calcular el volumen de polímero requerido basta con relacionar la concentración determinada (600 ppm) con el volumen del tratamiento para cada patrón (Tabla 19). El cálculo de las toneladas de polímero se realiza aplicando la ecuación 6.1.

$$C = \frac{A*B}{6289.81*1000} \quad 6.1$$

Donde:

C: Toneladas de polímero

A: concentración del polímero (ppm)

B: Volumen de tratamiento (bbl)

Para calcular el volumen y masa de entrecruzador basta con aplicar la relación seleccionada (Tabla 20). Los tiempos de bombeo para cada patrón se calcularon con un caudal que garantizara una rápida inyección pero sin fracturar la formación. El cálculo del caudal de inyección se realizó con la ecuación de Darcy y consistió en encontrar el valor más alto de caudal que estuviera por debajo de la presión de fractura de cada arena. La formulación final del tratamiento se muestra en la tabla 21.

Tabla 21: Formulación del tratamiento de CDG

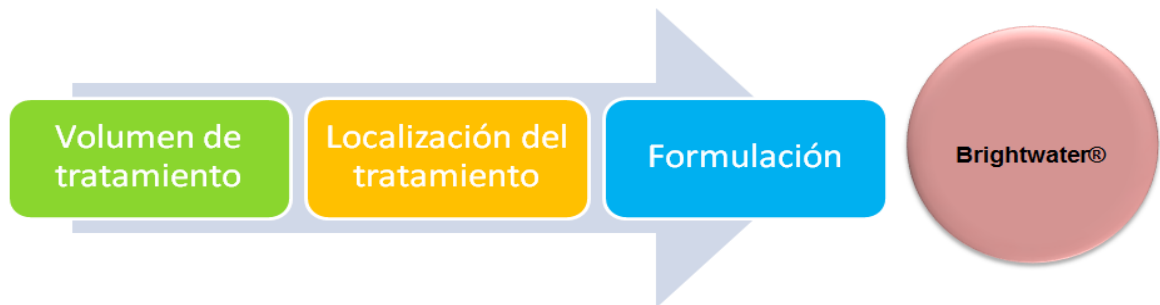
Treatment	PATRON 1			PATRON 2			PATRON 3		
HI-VIS® 350 (bbl)	40	120	241	37	110	221	20	60	120
HI-VIS® 350 (Ton)	6	19	38	6	18	35	3	10	19
Crosslinker (bbl)	3	9	19	3	8	17	2	5	9
Crosslinker (Ton)	0.5	1.5	2.9	0.4	1.3	2.7	0.2	0.7	1.5
Pump. Time (days)	45	134	267	44	131	263	28	83	166

Fuente: Autor

6.2 DISEÑO DEL TRATAMIENTO DE BRIGHTWATER®

El diseño del tratamiento se diseñó en base a las especificaciones técnicas de Tiorco Inc. y las experiencias de campo estudiadas en el capítulo 2 (Tabla 2). La figura 50 muestra el esquema de diseño, el cual incluye la localización del tratamiento en la arena, es decir el punto en el cual la partícula alcanzará la temperatura de activación e iniciará el bloqueo de la zona.

Figura 50: Esquema de diseño Brightwater®

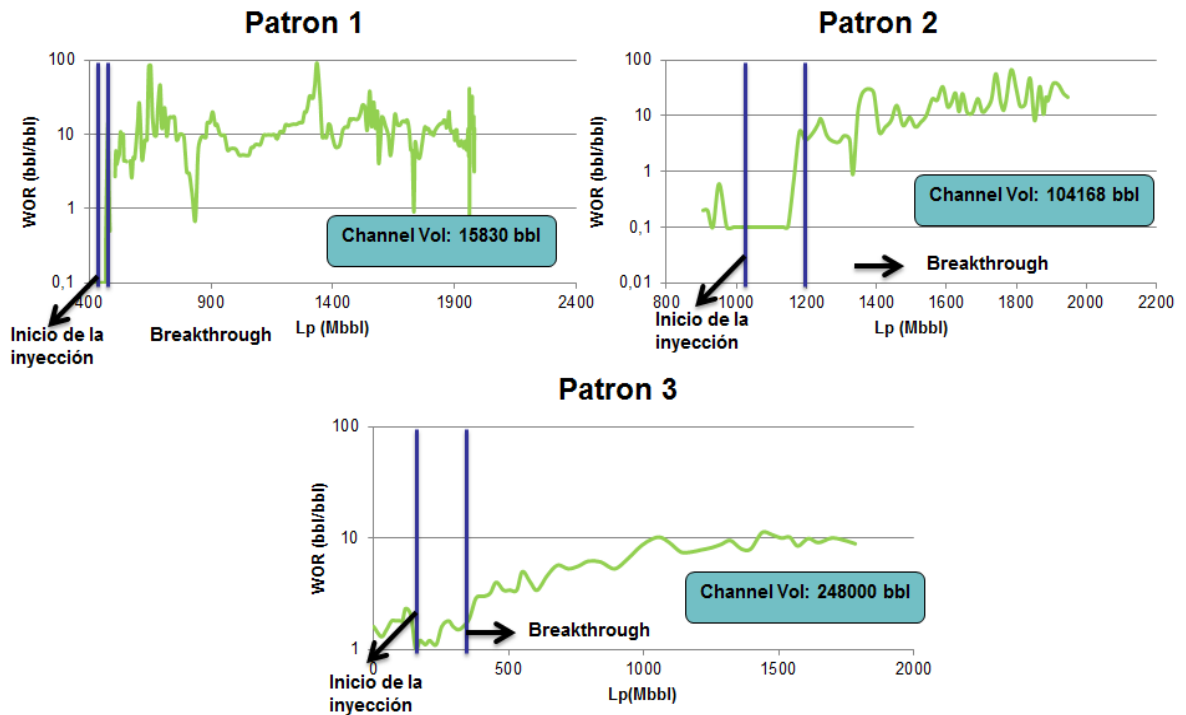


Fuente: Autor

A diferencia del CDG el volumen tratamiento de Brightwater® se calcula con respecto al volumen del canal formado por el agua inyectada, es decir la zona dentro de la arena por donde el agua se movió con mayor facilidad. El volumen del canal se determina con una gráfica WOR Vs Lp de cada patrón, en la que se debe identificar el recobro de líquido entre el inicio del proceso de inyección y la irrupción

del agua en el productor, esta producción alocada (mediante el modelo de simulación) será finalmente el volumen del canal. Las gráficas generadas para cada patrón y sus respectivos volúmenes de canal se muestran en la figura 51.

Figura 51: Determinación del volumen de canal por patron



Fuente: Autor

Después de determinar el volumen del canal se puede calcular el volumen del tratamiento. Las experiencias en campo y la información brindada por Tiorco Inc. recomiendan un tratamiento entre el 5% y 30% del volumen del canal. La tabla 22 muestra los volúmenes de tratamiento calculado para cada patrón. De forma similar como en el cálculo de CDG también se establecieron tres escenarios para cada patrón.

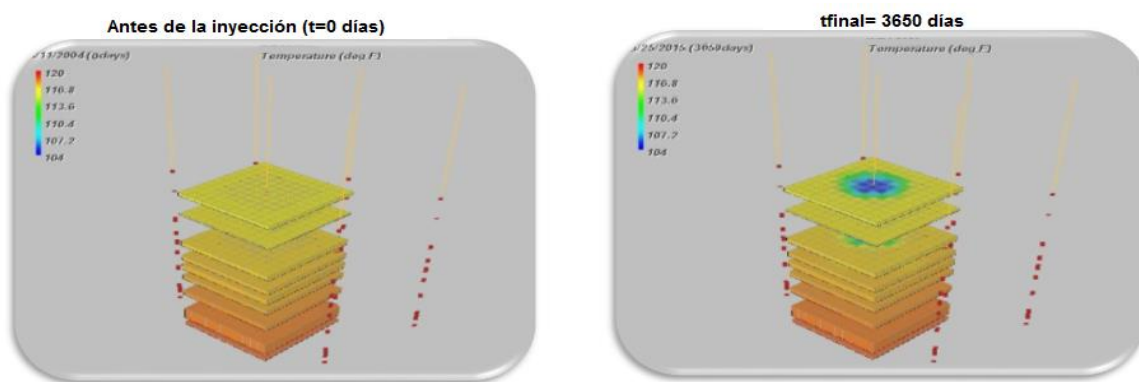
Tabla 22: Volúmenes de tratamiento a inyectar, Brightwater®

PATRON 1 (bbl)			PATRON 2 (bbl)			PATRON 3 (bbl)		
5%CV	15%CV	30%CV	5%CV	15%CV	30%CV	5%CV	15%CV	30%CV
791	2374	4749	5208	15625	31250	12408	37224	74448

Fuente: Autor

El punto donde la partícula de Brightwater® se activara es un aspecto muy importante del diseño, ya que de esto depende las reservas que contactara el agua desviada. La selección del frente termal dentro del yacimiento fue conocida mediante la simulación en el software comercial Reveal® (Figura 52), pero basados en experiencias previas y en el hecho de que las arenas donde se aplicaran los tratamientos son maduras fue definido para ser aproximadamente en la mitad entre el primer pozo productor y el inyector (Páez, P. et al. 2007). Para evitar la producción de partículas se consideró crítico que el tiempo de reacción sea mucho menor que el tiempo de tránsito entre la conexión más rápida de los pozos.

Figura 52: Simulación del frente termal



Fuente: software comercial Reveal®

Las simulación termal muestra que en el punto medio donde se desea activar el tratamiento reporta una temperatura de 115 F. Tiorco Inc. en su catálogo de productos muestra una variedades de grados de activación en los cuales funciona

el tratamiento (Tabla 23). Para nuestra área de estudio se seleccionó el grado EC9404A por su temperatura de activación y debido a que su tiempo de activación es de 40 días, lo que garantiza que las partículas no serán producidas en el pozo más cercano. El surfactante utilizado para dispersar las partículas es el EC9360A ya que la salinidad del agua de inyección no es alta y no traerá problemas de inyectividad en el proceso.

Tabla 23: Rangos de activación para el Brightwater®

Grado del producto	Surfactante
EC9369A (180-250 F)	EC9360A (Para agua fresca y de mar)
EC9378A (150-200 F)	EC9641A (Para salmueras con alta salinidad)
EC9398A (120-160F)	
EC9404A (90-150 F)	
EC9408A (70-90 F)	

Fuente: Roussennac, B., et al. 2010

Finalmente la formulación del tratamiento se calcula con base en los resultados de la tabla 22. La regla provista por Nalco es que la concentración de brightwater® en el tratamiento debe estar entre 1%-1.7% y el surfactante debe ser un tercio del polímero inyectado (Roussennac, B., et al. 2010). Como se consideró para el CDG, se seleccionó la menor concentración para tener los menores costos operacionales, en este caso habrá 1% de polímero en el tratamiento. La masa de polímero se calculó con la ecuación 6.2.

$$C = \frac{A*B*163.7597}{1000} \quad 6.2$$

Donde:

C: Toneladas de Brightwater®

A: Concentración del polímero, Fr.

B: Volumen de tratamiento, bbl

Para determinar la masa y volúmenes de surfactante se aplicó la regla provista por Nalco y para determinar los tiempos de bombeo se relacionó la viscosidad del tratamiento (5 cp) con la presión de fractura para lograr rápidos tiempos de inyección del tratamiento sin fracturar la formación. La formulación final del tratamiento se muestra en la tabla 24.

Tabla 24: Formulación del tratamiento de Brightwater®

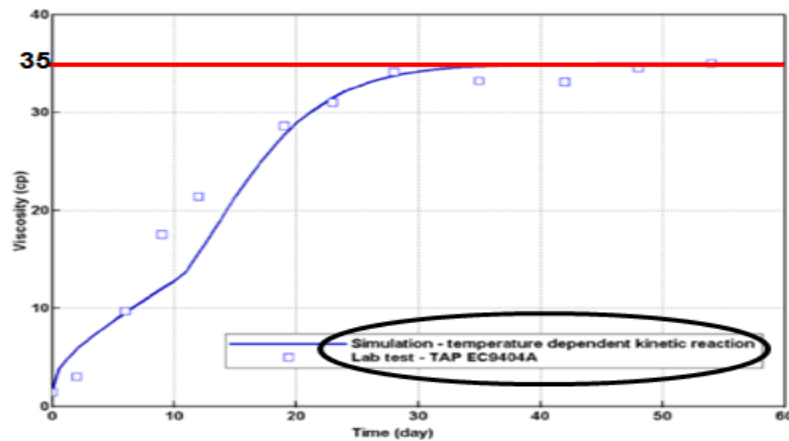
Tratamiento(1%)	PATRON 1			PATRON 2			PATRON 3		
BW(bbl) EC9404A	8	24	47	52	156	313	124	372	744
BW(Ton)	1.3	3.9	7.8	8.5	25.6	51.2	20.3	61.0	121.9
Surfactante (bbl) EC9360A	4	12	24	26	78	156	62	186	372
Surfactante (Ton)	0.6	1.9	3.9	4.3	12.8	25.6	10.2	30.5	61.0
Pumping Time(días)	1	2	3	4	11	22	10	31	62

Fuente: Autor

Existen dos factores altamente importantes que se deben determinar para este tratamiento y son los factores de resistencia y factores de resistencia residual. Estos valores son determinados experimentalmente, pero debido al poco tiempo disponible para el desarrollo del proyecto se aplicó la metodología aplica en varios campos a nivel mundial y consisten en buscar campos con características geológicas y métodos de recobro similar a los del área para realizar la analogía de pruebas de laboratorio realizadas y así simular el comportamiento que tendrá el polímero en profundidad.

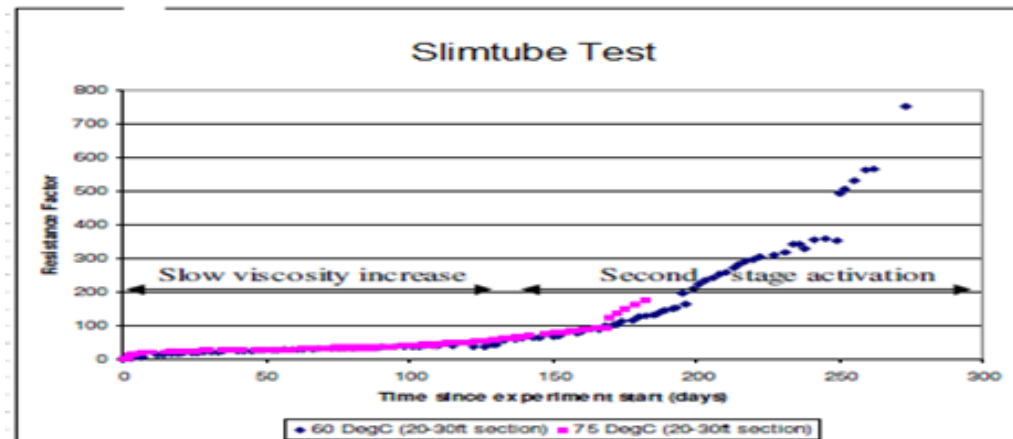
Después de buscar campos similares a las zona de estudio se encontraron dos campos cuyos proyectos realizaron pruebas de laboratorio: campo Koluel kaike en Argentina y Milne point en Alaska. De estos proyectos se logró obtener las pruebas de laboratorio para el grado de producto seleccionado para nuestro proyecto y así se pudo obtener la siguiente información:

Figura 53: Viscosidad máxima del tratamiento de brightwater®



Fuente: campo Koluel kaike en Argentina y

Figura 54: factor de resistencia residual del tratamiento de brightwater®



Fuente: campo Milne point en Alaska

6.3 PRONOSTICO DEL EFECTO DE LOS TRATAMIENTOS EN LA PRODUCCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

Para entender el efecto que tendrá la aplicación de estos tratamientos en la curva de producción del agua de inyección se utiliza el modelo de simulación analítica desarrollado y ajustado para el área de estudio. Aunque el software Sahara no es

una herramienta especializada en este tipo de simulación creamos una metodología de simulación diferente para aprovechar las distintas opciones de simulación que ofrece el modelo.

La simulación del tratamiento de CDG y Brightwater® se realizaron de forma similar en el software. La simulación se realizara creando un nuevo escenario de pronóstico en Sahara y cargando la información pertinente para cada tratamiento:

CDG

- Caudal de inyección
- Tiempo de respuesta
- Factor de resistencia (Viscosidad del tratamiento en profundidad)

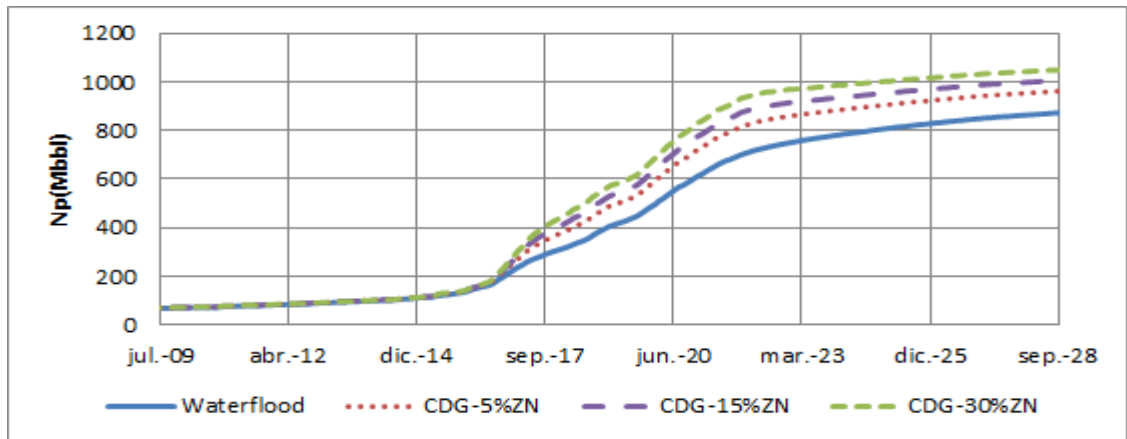
Brightwater®

- Caudal de inyección
- Tiempo de respuesta
- Factor de resistencia (Viscosidad del tratamiento después de activarse)
- Factor de resistencia residual (Permeabilidad de la capa obturada)

Para simular entonces el comportamiento de los geles de dispersión coloidal se propuso un tiempo de activación de 3 meses y con el factor de resistencia se modificó en los datos de pozo-capa del modelo la viscosidad del tratamiento en cada uno de los patrones.

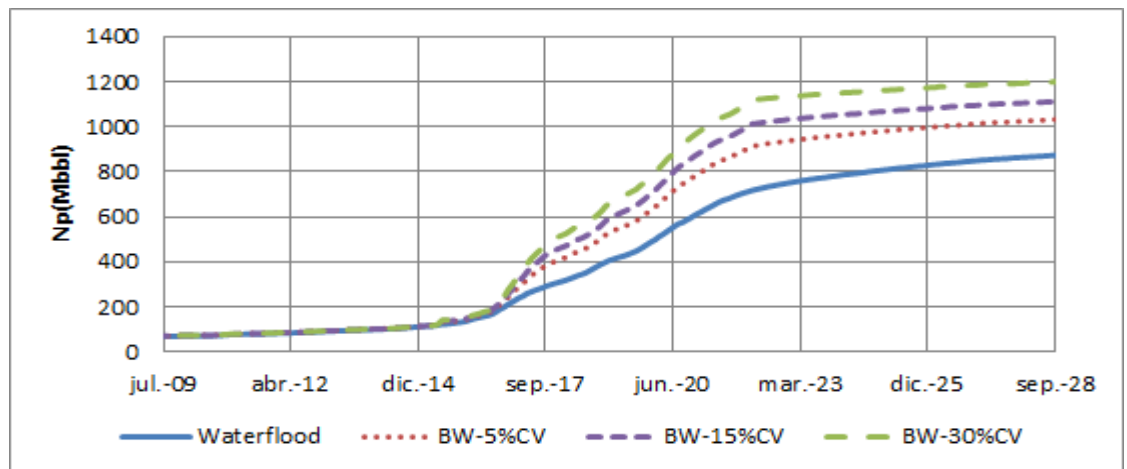
Para simular la aplicación de brightwater® se tomaron los valores de viscosidad y factor de resistencia residual y se modificaron los valores de viscosidad y permeabilidad en los datos pozo-capa del software. Este procedimiento se realizó en cada patrón. Ya que para cada tratamiento se generaron tres escenarios de inyección para cada concentración a inyectar se tienen tres distintos perfiles de producción acumulada adicionales a la base de producción. Los resultados de la simulación para el área de estudio se muestran en la figura 55 y 56.

Figura 55: Pronostico de producción aplicando CDG



Fuente: Modelo analítico campo Surcolombiano

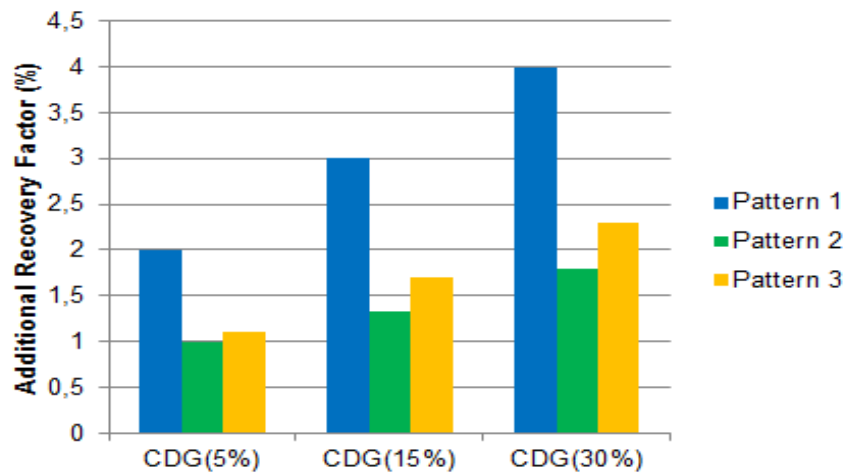
Figura 56: Pronostico de producción aplicando Brightwater®



Fuente: Modelo analítico campo Surcolombiano

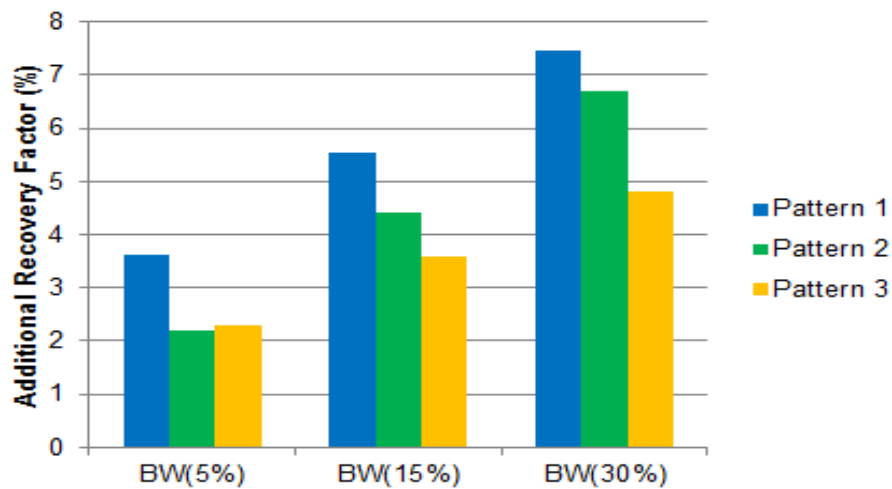
Los resultados de la simulación muestran que la aplicación de este tratamiento en el área de estudio arroja un aumento adicional en el recobro sin importar el volumen de tratamiento aplicado. Sin embargo es clara la relación existente entre el aumento en el volumen inyectado y la el aumento del crudo recuperado, esto se a que a mayor volumen de polímero inyectado se obtiene un efecto más severo en el área bloqueada y adicionalmente se puede obturar una mayor área. El recobro adicional obtenido para cada patrón se resume en las figuras 57 y 58.

Figura 57: Factor de recobro adicional por efecto de los CDG



Fuente: Autor

Figura 58: Factor de recobro adicional por efecto del Brightwater®



Fuente: Autor

Con la aplicación de CDG se puede alcanzar un recobro hasta del 4% (Las experiencias de campo han mostrado recobro hasta del 5%) para el estudio y con el uso de brightwater® hasta del 7% (En otros campo han logrado un recobro de hasta 10% adicional). Estos resultados prueban que el uso de cualquier tecnología

en el área de estudio tendría un efecto positivo en el desarrollo del proyecto. Para la elección de cualquiera se deberán tener en cuenta otros aspectos tales como el análisis económico de cada tecnología, el cual no se desarrollara en el documento ya que no es un objetivo inicial del mismo. Otro aspecto es el esquema de recobro futuro que se tiene planeado para el área, debido a que cada una de estas tecnologías cuenta con un tiempo de degradación particular. En el caso de CDG estos pueden tener un tiempo de respuesta de hasta 3 años y su efecto en la arena tratada desaparecerá con el tiempo. Por otro lado el brightwater® tiene una mayor duración de la respuesta y si se espera realizar un recobro terciario en el área los costos OPEX aumentarían por que se tendría que considerar el uso de un tratamiento de desemulsificación.

7. CONCLUSIONES

- El modelo analítico diseñado para el área de estudio se ajustó históricamente como un margen de error dentro de la sensibilidad establecida inicialmente (<5% para petróleo y <15% para líquido). Este modelo servirá para el control del proceso de inyección y la producción del área si se mantiene actualizado con las intervenciones y producciones de la zona.
- El modelo reveló que el performance histórico del área ha sido ineficiente y que la mayor parte de la inyección se ha concentrado en algunas zonas en producción dejando una gran cantidad de volumen de petróleo recuperable sin contactar, lo que deja abierta la aplicación de un método para mejorar el “conformance” (asimilación) del área.
- El análisis técnico permitió identificar las arenas C2, C2 y C3 como las zonas más inundadas en los patrones 1, 2 y 3 respectivamente, por lo tanto son las más aptas para la aplicación de tratamientos químicos que permitan la desviación del volumen agua inyectada.
- El uso de Marcit® y Unogel® se descartan como opciones de aplicación en el área de estudio debido a que ambas se utilizan para yacimientos con fracturas y para rangos de temperaturas por encima de las que se presentan en el yacimiento, por lo tanto se concluyó que técnicamente es inviable.
- Las tecnologías CDG y brightwater® son técnicamente viable para su aplicación en el área de estudio. Ambos son tratamientos obturantes que permiten la desviación del agua inyectada en zonas inundadas hacia zonas no contactadas y con reservas recuperables.
- El polímero HI-VIS® 350 es un CDG comercial que podría aplicarse al área con una concentración de 600 ppm y una relación de (polímero: entrecruzador) 13:1. El grado EC9404A de la tecnología brightwater® es la tecnología más apropiada para aplicarse en el área si se quiere que la activación del producto sea en la mitad del camino entre el inyector y el

productor más cercano. La concentración elegida para el tratamiento fue de 1%.

- El recobro de cada patrón aumentó considerablemente con el uso de ambos métodos, sin embargo los pronósticos realizados con el brightwater® obtuvieron mejores resultados que los de CDG para cada patrón. En general con el uso de brightwater® se puede alcanzar un recobro hasta del 8% y con CDG hasta del 4%.
- La elección de la mejor tecnología para el área de estudio debe elegirse mediante un análisis económico relacionando los costos de cada tecnología con el ingreso que generará, sin embargo no es el objetivo de este proyecto realizar dicho análisis. Un aspecto que se podría tener en cuenta para la elección está sujeta a los planes de recobro que se manejen para el área, pues el tiempo de degradación de cada polímero y su forma de remoción pueden aumentar los costos operacionales (OPEX).

8. RECOMENDACIONES

- La inyección de polímero debe evaluarse con un modelo de simulación numérica que permita modelar el cambio de la densidad del tratamiento con el tiempo y de esta forma tener un resultado más realista de la acción del polímero en el yacimiento.
- El análisis económico debe realizarse para comparar el costo-beneficio de cada uno de los tratamientos y poder elegir el más recomendable para el área en cuestión.
- Antes de aplicar estos tratamientos es importante realizar una estimulación mecánica de los pozos involucrados en el proyecto para descartar ineficiencias y ausencia de respuestas por efectos del estado mecánico de los pozos o las condiciones de flujo actuales.

BIBLIOGRAFIA

- ABU-SHIEKAH, I. GLABERGEN, G. BALUSHI, S. AND WUNNIK, J., 2014. “*Conformance Control Treatments for Water and Chemical Flooding: Opportunity and Risk Evaluation*”. Paper SPE 169665.
- CASTRO, R. MAYA, G. SANDOVAL, J. AND COHEN, L., 2013. “*Colloidal Dispersion Gels (CDG) to Improve Volumetric Sweep Efficiency in Waterflooding Processes*”. Revista Ciencia, Tecnología y Futuro.
- CHAN, K., 1995. “*Water Control Diagnostic Plots*”. Paper SPE 30775.
- CHUNG, T. BAE, W. NGUYEN, N. DANG, C. LEE, W. AND JUNG, B. A., 2014. “*Review of Polymer Conformance Treatment: A Successful Guideline for Water Control in Mature Fields*”. Pet. Sci. Eng.
- COAT, K.H., 1992. “*Petroleum Engineering Handbook: Reservoir Simulation*”. Volume 1, pages 48.
- COBB, W., et al., 2003. “*Distribution of Injected Water by Using CGM Methods: A Case History in Palogrande-Cebú Field*”. Paper SPE 81042.
- DAKE, L. P., 1978. “*Fundamentals of Reservoir Engineering*”. Elsevier Publishing Company.
- DIAZ, D. SOMARUGA, C. NORMAN, C. AND ROMERO, J., 2008 “*Colloidal Dispersión Gel Improve Oil Recovery in Heterogeneous Argentina Waterflood*”. Paper SPE 113320.
- ELSEVIER INC., 2011. “*Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*”. Volume 1, pages 122-123.
- FRAMPTON, H., MORGAN, J. AND CHEUNG, S., 2004. “*Development of a Novel Waterflood Conformance Control System*”. Paper SPE 89391.
- GARMEH, R. IZADI, M. AND SALEHI, M., 2012. “*Thermally Active Polymer to Improve Sweep Efficiency of Waterflood: Simulation and Pilot Design Approaches*”. Paper SPE 144234.

- GHADDAB, F. KADDOUR, K. TESCONI, M. AND BRANCOLI, A., 2010. "*El Borma- Brightwater: a Tertiary Method for Enhanced Oil Recovery for a Mature Field*". Paper SPE 136140.
- HARRY L. XINGGUANG, S. LONG, X. HENG, L. ZHIDONG, G. AND YUMING, Y., 2004. "*Successful Field Pilot of In-depth Colloidal Dispersion Gel (CDG) Technology in Daqing Oil Field*". Paper SPE 89460.
- HIGGINS, R., 1958. "*Results of Study of Application of Buckley-Leverett Techniques in Oil Reservoir Analysis*". Paper AIME 1161-G.
- HUSBAND, M. OHMS, D. FRAMPTON, H. AND CARLSON, B., 2010. "*Results of a Three-Well Waterflood Sweep Improvement Trial in the Prudhoe Bay Field Using a Thermally Active Particle System*". Paper SPE 129967.
- IZGEC, O. AND SHOOK, G., 2012. "*Design Consideration of Waterflood Conformance Control with Temperature-Triggered Low Viscosity Sub-Micron Polymer*". Paper SPE 153898.
- LEAL, R., 2011. "*Estudio de Factibilidad Técnica de la Implantación de Inyección de Geles de Dispersión Coloidal en Pozos Inyectores del Yacimiento C-4, VLA 6/9/21*". Tesis maestría, Universidad de Zulia.
- MACK, J. SMITH, J., 1994. "*In-depth Colloidal Dispersion Gels Improve Oil Recovery Efficiency*". Paper SPE 27780.
- MANRIQUE, E. GAMEH, G. AND IZADI, M., 2012. "*In-depth Sweep Efficiency Improvement: Screening Criteria and Engineering for Pattern Evaluation and Potential Field Implementation*". Paper SPE 160749.
- MUNGAN, N., 1970. "*Waterflooding with Polymer Solutions.*" Paper SPE 3172
- MUSTONI, J. NORMAN, C. AND DENYER, P., 2010. "*Deep Conformance Control by a Novel Thermally Active Particle System to Improve Sweep Efficiency in Mature Waterfloods of the San Jorge Basin*". Paper SPE 129732.

- NEEDHAM, R. B., et al. 1974. "Control of Water Mobility using Polymers and Multivalents Ions." Paper SPE 4747
- NORMAN, C. TURNER, B. AND ROMERO, J. A., 2006. "Review of Over 100 Polymer Gel Injection Well Conformance Treatments in Argentina and Venezuela: Design, Field Implementation and Evaluation". Paper SPE 101781.
- OGUNBERU, A. L., AND ASGHARI, K., 2006. "Curtailing Water Production in Oil Wells: A Case for Anionic Polymers". J. Pet. Sci. Eng.
- OHMS, D. MCLEAD, J. GRAFF, J. AND CHEUNG, S., 2009. "Incremental Oil Success from Waterflood Sweep Improvement in Alaska". Paper SPE 121761.
- PAEZ, P. MUSTONI, J. RELLING, M. AND CHANG, K., 2007. "New Attempt in Improving Sweep Efficiency at the Mature Koluel Kaike and Piedra Clavada Waterflooding Projects of the San Jorge Basin in Argentina". Paper SPE 107923.
- PIERCE, J. HUTCHERSON, M. AND JENSEN, M., 2014. "An Overview Control Efforts for the West Sak Field on the North Slope of Alaska". Paper SPE 169073.
- PRITCHETT, J. FRAMPTON, H. BRINKMAN, J. CHEUNG, S. AND MORGAN, J., 2003. "Field Application of a New in Depth Waterflooding Conformance Improvement Tool". Paper SPE 84897.
- ROUSSENNAC, B. AND TOSCHI, C., 2010. "Brightwater Trial in Salema Field (Campos Basin, Brazil)". Paper SPE 131299.
- SARMA, H., MAINI, B. AND PURVES, R., 1992. "On the Use of Buckley-Leverett Analysis to Characterize Unstable Immiscible Displacements". Paper CIM-92-51.
- SERIGHT, S., LANE, H. AND SIDANSK, D., 2001. "A Strategy for Attacking Excess Water Production". Paper SPE 70067.

- SMITH, J., 1989. "*The transition Pressure: A Quick Method for Quantifying Polyacrilamide Gel Strength*". Paper SPE 18739
- SMITH, J. MACK, J. AND NICCIL, A., 1996. "*The Adon Road an In-depth Gel Case History*". Paper SPE 35352.
- SMITH, J., 1999. "*Practical Issues with Field Injection Well Gel Treatments*". Paper SPE 55631.
- SMITH, J., et al. 2000. "*Laboratory Studies of in-Depth Colloidal Dispersion Gel Technology for Daqing Oil Field*". Paper SPE 62610
- OKEKE, T., LANE, R., 2012. "*Simulation and Economic Screening of Improve Oil Recovery Methods with Emphasis on Injection Profile Control Including Waterflooding, Polymerflooding and a Termally Activated Deep Divertiing Gel.*" Paper SPE 153740
- WILLHITE, G. P., 1986. "*Waterflooding*". Volume 1, pages 114-115.
- WU, C. 1968. "*Waterflooding Performance Projection using Classical Water Fluid Models*". Paper SPE 18597.
- ZENG, C. et al., 2000. "*Effects of Polymer Adsorption and Flow Behavior on Two Phases Flow in Porous Media*". Paper SPE 64270.