



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 1

Neiva, agosto de 2019

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Neiva

Los suscritos:

Juan José Cedeño Cabrera, con C.C. No. 1079410081,

Miguel Ángel Pérez Garay, con C.C. No. 1143855332,

Autores de la tesis y/o trabajo de grado titulado EVALUACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS UTILIZANDO LOS MÓDULOS STARS & CMOST DE LA PLATAFORMA DE SOFTWARE CMG – MANUAL DEL USUARIO, presentado y aprobado en el año 2019 como requisito para optar al título de INGENIERO DE PETRÓLEOS; Autorizamos al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

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

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

MIGUEL ÁNGEL PEREZ GARAY

JUAN JOSÉ CEDEÑO CABRERA

Miguel Angel Perez Garay

Juan J. Cedeño C.

Vigilada Mineducación



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: EVALUACIÓN DEL FACTOR DE RECUBRO DE UN PROYECTO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS UTILIZANDO LOS MÓDULOS STARS & CMOST DE LA PLATAFORMA DE SOFTWARE CMG – MANUAL DEL USUARIO.

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Cedeño Cabrera	Juan José
Pérez Garay	Miguel Ángel

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Sepúlveda Gaona	Jairo Antonio

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
----------------------------	--------------------------

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: Ingeniero de Petróleos

FACULTAD: Ingeniería

PROGRAMA O POSGRADO: Ingeniería de Petróleos

CIUDAD: Neiva **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2019 **NÚMERO DE PÁGINAS:** 90

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

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

Diagramas ___ Fotografías ___ Grabaciones en discos ___ Ilustraciones en general X 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>
1. Recobro Químico	Chemical Recovery
2. Polímeros	Polymers
3. Screening	Screening
4. Recobro Mejorado	Improved Recovery
5. Simulación	Simulation

RESUMEN DEL CONTENIDO:

Debido al constante aumento en la demanda de combustibles y a los retos que supone el descenso de reservas extraídas de manera natural, surge la necesidad de implementar procesos de recobro mejorado para suplir dicha demanda. La optimización de los procesos de recobro mejorado es una necesidad para la industria petrolera actual, y es por esto que las investigaciones relacionadas a esta área de conocimiento crecen constantemente.

Por esta razón, para el desarrollo de este trabajo se ha diseñado una metodología que permita hacer uso de herramientas computacionales. En este caso se usará la plataforma CMG logrando identificar todos los aspectos indispensables para llevar a cabo un proceso de recobro químico empleando polímeros. El estudio parte de un screening técnico, el cual permitirá determinar los factores críticos para la aplicación de este tipo de técnica y al mismo tiempo determinará los limitantes de la misma. Además, teniendo en cuenta la constante necesidad de optimización de los procesos, se definirán parámetros que permitirán evaluar la viabilidad no solo desde el punto de vista técnico, sino que también desde el punto de vista económico.



ABSTRACT:

Due the constant increase of the demand of fuel and the challenges that suppose a decrease of the reserves extracted from natural ways. The optimization of process of enhanced recover is needed for the actual industry, that's why the investigations related to this area are in constant growing.

For this reason, the developing of this work, was designed a methodology that let use the tools of the informatics. In this case is going to be use the CMG platform achieving identify all the indispensable aspects for made a chemical recover using polymers. The study parts from a technical screening that permit determinate the critical factors for the application of this kind of technique and at the same time determinate the limits of it. Also taking in count the constant the needs for the optimization of process, it will be defined parameters that will permit evaluate the viability not only in a technical aspect, but also form an economic point of view.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Freddy Humberto Escobar Macualo

Firma:

Nombre Jurado: Javier Andrés Martínez Pérez

Firma:

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

**FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS**

**EVALUACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO DE UN PROYECTO DE
INYECCIÓN DE POLÍMEROS UTILIZANDO LOS MÓDULOS STARS & CMOST
DE LA PLATAFORMA DE SOFTWARE CMG – MANUAL DEL USUARIO**

PRESENTADO POR:

**JUAN JOSE CEDEÑO CABRERA
MIGUEL ÁNGEL PÉREZ GARAY**

DIRIGIDO POR:

JAIRO ANTONIO SEPULVEDA GAONA, MSc.

NEIVA, JULIO DE 2019

NOTA DE ACEPTACION

Aprobado por el Comité de Grado en cumplimiento de los requisitos exigidos por la Universidad Surcolombiana optar al título de **Ingeniero de Petróleos**

**Jurado: Freddy Humberto Escobar
Macualo**

Jurado: Javier Andrés Martínez Pérez

NEIVA, JULIO DE 2019

A dios y la virgen, que siempre me han guiado por el mejor camino, y me han dado la fuerza necesaria para superar los obstáculos en esta gran lucha.

A mis padres, que, a pesar de todos los inconvenientes presentados en el camino, nunca perdieron la fe en mí, que, con su apoyo incondicional, y sus oraciones han hecho que este sueño se logre hacer realidad, los amo infinitamente y les dedico de manera muy especial este triunfo.

A mis hermanos, por siempre tener un espacio para escucharme, por nunca dejarme solo en este proceso, por el apoyo durante los momentos difíciles, ustedes hacen parte fundamental de este logro, muchas gracias.

Que toda la gloria sea para Dios.

Juan José Cedeño Cabrera

Agradecimiento a Dios, por permitir concluir esta etapa de mi vida de forma satisfactoria y guiarme de la mejor manera a lo largo del camino.

A mis padres, quienes siempre han apoyado en cada una de mis decisiones, y por ello este logro también es suyo.

A mi tío, quien siempre estuvo presente a pesar de la distancia brindando un apoyo, sin el cual no hubiese sido posible alcanzar cada uno de los conocimientos que al día de hoy poseo.

Miguel Ángel Pérez Garay

AGRADECIMIENTOS

Al ingeniero y MSc. Jairo Antonio Sepúlveda, por darnos la oportunidad y dirigir cada una de las etapas de este proyecto. Sus conocimientos únicos, su paciencia, el tiempo dedicado, por sus consejos y palabras de apoyo, que lograron la culminación satisfactoria de este trabajo, serán agradecidas eternamente.

A todos y cada uno de los amigos y compañeros que hicieron parte de este proceso de aprendizaje durante nuestra estancia en la universidad, por aportar su grano de arena a la consecución de esta meta.

Por ultimo queremos agradecer a la empresa Computer Modelling Group por permitirnos hacer uso de cada una de sus herramientas gracias al convenio CPIP-Universidad Surcolombiana. Adicionalmente queremos destacar y agradecer la amabilidad y disposición de cada uno de sus ingenieros, los cuales contribuyeron al desarrollo del presente trabajo.

RESUMEN

Debido al constante aumento en la demanda de combustibles y a los retos que supone el descenso de reservas extraídas de manera natural, surge la necesidad de implementar procesos de recobro mejorado para suplir dicha demanda. La optimización de los procesos de recobro mejorado es una necesidad para la industria petrolera actual, y es por esto que las investigaciones relacionadas a esta área de conocimiento crecen constantemente.

Por esta razón, para el desarrollo de este trabajo se ha diseñado una metodología que permita hacer uso de herramientas computacionales. En este caso se usará la plataforma CMG logrando identificar todos los aspectos indispensables para llevar a cabo un proceso de recobro químico empleando polímeros. El estudio parte de un screening técnico, el cual permitirá determinar los factores críticos para la aplicación de este tipo de técnica y al mismo tiempo determinará los limitantes de la misma. Además, teniendo en cuenta la constante necesidad de optimización de los procesos, se definirán parámetros que permitirán evaluar la viabilidad no solo desde el punto de vista técnico, sino que también desde el punto de vista económico.

Palabras clave: Recobro químico, polímeros, screening, recobro mejorado

ABSTRACT

Due the constant increase of the demand of fuel and the challenges that suppose a decrease of the reserves extracted from natural ways. The optimization of process of enhanced recover is needed for the actual industry, that's why the investigations related to this area are in constant growing.

For this reason, the developing of this work, was designed a methodology that let use the tools of the informatics. In this case is going to be use the CMG platform achieving identify all the indispensable aspects for made a chemical recover using polymers. The study parts from a technical screening that permit determinate the critical factors for the application of this kind of technique and at the same time determinate the limits of it. Also taking in count the constant the needs for the optimization of process, it will be defined parameters that will permit evaluate the viability not only in a technical aspect, but also form an economic point of view.

Key words: Chemical recovery, polymers, screening, improved recovery

TABLA DE CONTENIDO

1. INTRODUCCION	1
2. JUSTIFICACION	3
3. OBJETIVOS	4
3.1. Objetivo general.....	4
3.2. Objetivos específicos	4
4. REVISION DE LA LITERATURA.....	5
4.1. Polímeros.....	5
4.1.1. Poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (PHPA)	6
4.1.2. Polisacáridos	6
4.2. Inyección de polímeros	6
4.3. Factores críticos para la inyección de polímeros	7
4.4. Relación de movilidad y eficiencia de barrido	9
4.5. Propiedades de las soluciones con polímeros.....	11
4.5.1. Viscosidad del polímero.....	11
4.5.2. Viscosidad vs Composición	11
4.5.3. Viscosidad vs Tasa de corte	12
4.5.4. Viscosidad vs Salinidad	13
4.5.5. Viscosidad vs PH.....	14
4.5.6. Viscosidad vs Temperatura	14
4.6. Propiedades del medio poroso con flujo de soluciones poliméricas	15

4.6.1. Retención del polímero	15
4.6.2. Volumen de poro inaccesible	17
4.6.3. Reducción de la permeabilidad.....	17
4.7. Degradación molecular	17
4.8. Simulador de yacimientos.....	19
4.8.1. ¿Qué es CMG?.....	19
4.8.2. Historia de CMG	19
4.8.3. BUILDER	21
4.8.4. STARS.....	21
4.8.5. CMOST	22
4.8.5.1. ANALISIS DE SENSIBILIDAD:	23
4.8.5.2. AJUSTE HISTORICO:.....	23
4.8.5.3. OPTIMIZACION:	23
4.8.5.4. ANALISIS DE INCERTIDUMBRE:	23
5. DESCRIPCION DEL MODELO	24
5.1. Propiedades petrofísicas	24
5.2. Propiedades del fluido	25
5.3. Propiedades del polímero	26
5.4. Parámetros de optimización	26
5.5. Valor Presente Neto	27
6. PROCEDIMIENTO	28
7. ANALISIS DE RESULTADOS	60
7.1. Resultados de la optimización	60
7.2. Resultados Generales	67

8. CONCLUSIONES.....	73
9. RECOMENDACIONES	74
10. BIBLIOGRAFIA	75
11. ANEXOS	78
11.1. Anexo 1: Formula para determinar la composición del fluido de inyección en CMOST	78

LISTA DE FIGURAS

Ilustración 1: Inyección de agua con factor de movilidad no favorable e inyección de polímeros con factor de movilidad favorable (SHENG, 2012).....	10
Ilustración 2: Eficiencia de barrido en inyección de agua vs inyección de polímeros	10
Ilustración 3: Viscosidad vs Tasa de corte (COMPUTER MODELLING GROUP LTD.).....	12
Ilustración 4: Viscosidad vs Salinidad (Computer Modelling Group LTD.)	13
Ilustración 5: Fenómenos de retención de polímero (SORBIE, 1991)	16
Ilustración 6: Viscosificación de agua de mar y retención de la viscosidad para diferentes tipos de polímeros (Davison y Mentzer, 1982)	18
Ilustración 7: Historia y evolución de CMG (COMPUTER MODELLING GROUP LTD.).....	20
Ilustración 8: Procesos convencionales en STARS (COMPUTER MODELLING GROUP LTD.).....	21
Ilustración 9: Procesos térmicos en STARS (COMPUTER MODELLING GROUP LTD.).....	22
Ilustración 10: Procesos químicos en STARS (COMPUTER MODELLING GROUP LTD.).....	22
Ilustración 11: Malla del yacimiento (porosidad)	25
Ilustración 12: Vista previa del Launcher de la plataforma CMG	30
Ilustración 13: Vista previa del programa Builder de la plataforma CMG	31
Ilustración 14: Configuración de simulación del yacimiento	32
Ilustración 15: Importar mapa isópaco	33
Ilustración 16: Creación de la malla a partir de mapa isópaco.....	34
Ilustración 17: Propiedades para la creación de la malla.....	35
Ilustración 18: Propiedades petrofísicas del yacimiento	36
Ilustración 19: Especificar la permeabilidad a partir de formula	36
Ilustración 20: Permeabilidad a partir de la correlación de Timur	37
Ilustración 21: Acoplamiento de la malla al mapa isópaco.....	38
Ilustración 22: Creación del modelo de fluido del yacimiento	39
Ilustración 23: Modelo de fluido a partir de correlaciones PVT	39
Ilustración 24: Creación del modelo roca-fluido del yacimiento	40
Ilustración 25: Modelo roca-fluido a partir de pruebas SCAL	41
Ilustración 26: Condiciones iniciales del yacimiento	42
Ilustración 27: Propiedades numéricas del simulador	43
Ilustración 28: Creación de pozos del yacimiento	44

Ilustración 29: Tipos de pozos en Builder	44
Ilustración 30: Propiedades de los pozos	45
Ilustración 31: Creación de perforados de los pozos	46
Ilustración 32: Datos de los perforados de los pozos.....	46
Ilustración 33: Creación de fechas para la simulación	47
Ilustración 34: Selección de fecha de inicio y finalización de la simulación	48
Ilustración 35: Creación del modelo de inyección de polímero	49
Ilustración 36: Propiedades de los polímeros de inyección	50
Ilustración 37: Selección de componentes de inyección	51
Ilustración 38: Valores de adsorción para el polímero de inyección	51
Ilustración 39: Comportamiento de la viscosidad del polímero con la tasa de corte	52
Ilustración 40: Selección de pozos de inyección.....	53
Ilustración 41: Fracciones de inyección en cada uno de los pozos.....	54
Ilustración 42: Creación de proyecto en CMOST	55
Ilustración 43: Parámetros de optimización en CMOST	56
Ilustración 44: Función objetivo para la optimización en CMOST	57
Ilustración 45: Propiedades de la optimización en CMOST	58
Ilustración 46: Correr el programa CMOST	59
Ilustración 47: Resultados de selección de fluido de inyección.....	61
Ilustración 48: Resultados de selección de fluido de inyección - 2	61
Ilustración 49: Resultados de concentración optima de polímero de inyección	62
Ilustración 50: Resultados de concentración optima de polímero de inyección – 2	63
Ilustración 51: Resultados de tasa de inyección	64
Ilustración 52: Resultados de tasa de inyección - 2.....	64
Ilustración 53: Resultados de presión de fondo de pozo	65
Ilustración 54: Resultados de presión de fondo de pozo - 2	66
Ilustración 55: Modelo óptimo de inyección	66
Ilustración 56: Resultados producción acumulada de aceite	68
Ilustración 57: Saturación de crudo Inyección de agua vs Inyección de polímeros.....	69
Ilustración 58: Resultados del factor de recobro	70
Ilustración 59: Resultados del corte de agua	71
Ilustración 60: Resultados de la producción acumulada de agua	72

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Propiedades generales de los polímeros	5
Tabla 2: Factores críticos en la inyección de polímeros	8
Tabla 3: Características petrofísicas del yacimiento	24
Tabla 4: Propiedades del fluido del yacimiento	25
Tabla 5: Propiedades de los polímeros.....	26
Tabla 6: Parámetros de optimización.....	27
Tabla 7: Parámetros asociados Valor Presente Neto	27
Tabla 8: Criterios de selección de simulador para inyección de polímeros.....	29

1. INTRODUCCION

Los métodos de recobro que se conocen y aplican de forma convencional, como la inyección de agua, polímeros y vapor, cada vez presentan mayores desafíos para su implementación debido a las condiciones de los yacimientos actuales. Tal y como Molano, Navarro y Díaz (2014) afirman, todos los procesos de recobro, convencionales o no, requieren constantes esfuerzos de planeación, diseño, análisis experimental y simulación numérica.

Aquí es donde las tecnologías de recobro químico se presentan con la posibilidad de ampliar los rangos de aplicación a mediano plazo. En este sentido, para la realización de evaluación de viabilidad de implementación de estos procesos, es necesario la realización de un screening y analogías, basado en el estudio de casos implementados en el pasado en campos, ya sean exitosos o no, utilizando herramientas computacionales (software) para el desarrollo de este tipo de evaluaciones. (Delgadillo, Trujillo, Palma, Niz, Rodríguez y León, 2014).

Por otro lado, el factor de recobro promedio en Colombia es aproximadamente de 19 %, y alrededor del 90 % de los campos petroleros del país se encuentran produciendo aún en etapa primaria. Aproximadamente el 88 % de la producción proviene de recobro primario, 11 % de recobro secundario y solo el 1 % de producción de métodos recuperación mejorada de petróleo (Castro et al., 2010)

De acuerdo a lo anterior, resulta indispensable el manejo de herramientas tecnológicas tal como el software de simulación de yacimientos de la empresa Computer Modelling Group para poder llevar a cabo en la realidad este tipo de

proyectos de recobro mejorado, sin dejar a un lado todos los aspectos teóricos pertenecientes al área. Es por esto que en el presente proyecto se abarcarán todos los aspectos a tener en cuenta para poder llevar a cabo un proceso de inyección de polímeros principalmente utilizando STARS y CMOST, programas de la plataforma CMG.

2. JUSTIFICACION

Las reservas de hidrocarburos que pueden ser extraídas de manera convencional cada vez son menos. Si a esto le sumamos el hecho de que cada día aumenta la demanda de hidrocarburos a causa de los constantes avances tecnológicos y al incremento de la producción de la industria global, es necesario implementar nuevas metodologías para la explotación de estos yacimientos y así cubrir la demanda global de hidrocarburos

Es por ello que la recuperación terciaria surge como una respuesta para el incremento de la producción y el aumento del factor de recobro de estos reservorios. Dentro de estos métodos se encuentra la inyección de polímeros cuyo desarrollo y aplicación en los diferentes países del mundo ha proporcionado resultados satisfactorios. No obstante, esto solo es posible combinando conocimientos teóricos y técnicas de simulación. Debido a lo anterior y al hecho de que la información referente al tema es de difícil acceso para los estudiantes de ingeniería de petróleos, surge la necesidad de elaborar un manual donde se condensen ambos aspectos del tema.

3. OBJETIVOS

3.1. Objetivo general

Condensar los aspectos teóricos y técnicos a tener en cuenta para la elaboración de un proyecto de inyección de polímeros adecuado, empleando las diferentes herramientas desarrolladas por Computer Modelling Group (CMG).

3.2. Objetivos específicos

- Analizar las propiedades de los fluidos y del yacimiento para llevar a cabo un proceso de inyección de polímeros.
- Analizar las propiedades y características de los polímeros.
- Modelar el proceso de inyección de polímeros en un yacimiento que cumple con las características adecuadas para implementar con éxito este tipo de recobro.
- Optimizar el modelo del proceso de inyección de polímeros.

4. REVISION DE LA LITERATURA

4.1. Polímeros

Los polímeros son un tipo de macromoléculas, que se caracterizan por tener una unidad que se repite a lo largo de la molécula. Este tipo de moléculas se forman a través de la combinación de monómeros entre sí mediante un proceso conocido como reacción de polimerización.

Algunas propiedades generales de los polímeros son:

Resistencia (MPa)	Rigidez (GP)	Temperaturas soportadas (°C)	Expansión térmica (K^{-1})
7-100	1-4	<150	30-200 $\times 10^{-6}$

Tabla 1: Propiedades generales de los polímeros

En la industria de los hidrocarburos son utilizados principalmente dos tipos de polímeros:

- Poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (Polímeros sintéticos)
- Polisacáridos (Polímeros producidos biológicamente)

4.1.1. Poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas (PHPA)

Es un copolímero lineal de tipo artificial formado de monómeros de acrilato y acrilamida que es soluble en agua. Debido a su alto peso molecular suele utilizarse como polímero estabilizador de lutitas. También suele utilizarse como extendedor de arcilla y en algunos casos como agente floculante.

4.1.2. Polisacáridos

Los polisacáridos son carbohidratos de tipo natural compuestos de varios monosacáridos. Son generalmente usados para aumentar la viscosidad antes de la inyección de agua. Sin embargo, no son utilizados con frecuencia debido a que pueden reaccionar y generar diferentes subproductos que obstruyen las paredes del pozo, especialmente al entrar en contacto con bacterias.

4.2. Inyección de polímeros

La inyección de polímeros es una técnica de recobro mejorado (EOR), la cual consiste en inyectar agua con polímero hidrosoluble en el yacimiento. La adición de polímero resulta en un incremento de la viscosidad, la cual incrementa la eficiencia de barrido vertical y areal, reduciendo la relación de movilidad y el flujo fraccional de agua (NEEDHAM and DOE, 1987).

Para llevar a cabo un proceso de inyección de polímeros generalmente se aplica la norma API RP 63 (Prácticas recomendadas para evaluación de polímeros usados en operaciones de recobro mejorado), donde se habla de las diferentes pruebas

que se deben de llevar a cabo y de los diferentes factores a tener en cuenta para la selección del polímero adecuado en un proceso de estos.

4.3. Factores críticos para la inyección de polímeros

Para llevar a cabo un exitoso proyecto de inyección de polímeros es indispensable tener en cuenta tanto propiedades petrofísicas como de los fluidos de yacimiento. La siguiente tabla muestra las características más importantes a tener en cuenta con sus respectivos rangos de aplicación según diversos autores y algunas observaciones a tener en cuenta. (Ver tabla 2)

	Aladasani and Bai	Dickson et al.	Al-Bahar et al.	Taber et al.	CMG	COMENTARIO
AÑO DE PUBLICACION	2010	2010	2004	1997	2016	
°API	13 - 42.5	>15	NO APLICA	>15	25 - 40	
VISCOSIDAD (cp)	0.4 - 4000	10-1000	< 150	10-100	$10 \leq \mu \leq 150$	
SATURACION DE CRUDO	34-82%	> 30%	> 50%	> 50%		
PERMEABILIDAD (md)	1.8-5500	> 100 cuando $10 < \mu < 100$ > 1000 cuando $100 < \mu < 1000$	> 50	$10 \leq k \leq 800$	$10 \leq k \leq 800$	Una baja permeabilidad tendrá problemas de inyección y de exceso de retención.
TEMPERATURA (°F)	74-237.2	< 170	<158	<200	<200	Las altas temperaturas me ocasionaran degradación térmica del polímero
PROFUNDIDAD (ft)	700-9460	800-9000	NO APLICA	<9000	<9000	A mayor profundidad, mayor temperatura, lo que genera una degradación térmica del polímero
SALINIDAD (ppm)	NO APLICA	NO APLICA	≤ 50000	NO APLICA	< 20	

Tabla 2: Factores críticos en la inyección de polímeros

4.4. Relación de movilidad y eficiencia de barrido

La relación de movilidad en yacimientos de hidrocarburos se define como la razón entre la movilidad de la fase desplazante (generalmente agua) y la fase desplazada (crudo). Para dicha relación, la movilidad de la fase desplazante se evalúa detrás del frente de desplazamiento mientras que la movilidad de la fase desplazada se evalúa delante del frente de desplazamiento, es decir, los valores de permeabilidad efectiva se toman a diferentes saturaciones. De esta manera tenemos:

$$M = \frac{\lambda_{desplazante}}{\lambda_{desplazado}} = \frac{k_w \mu_o}{k_o \mu_w} = \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w}$$

Por otro lado, la eficiencia de barrido se define como la fracción areal en la cual el fluido del yacimiento es desplazado por el fluido inyectado al momento de la irrupción. Esta eficiencia depende de parámetros tales como el ángulo y azimut de la formación, presencia de fracturas, la relación de movilidad, el patrón de inyección y la permeabilidad.

Es importante tener en cuenta que altos valores en la relación de movilidad me va a causar caminos preferenciales al momento de la inyección, por lo cual mi eficiencia de barrido va a disminuir como se muestra en la siguiente imagen:

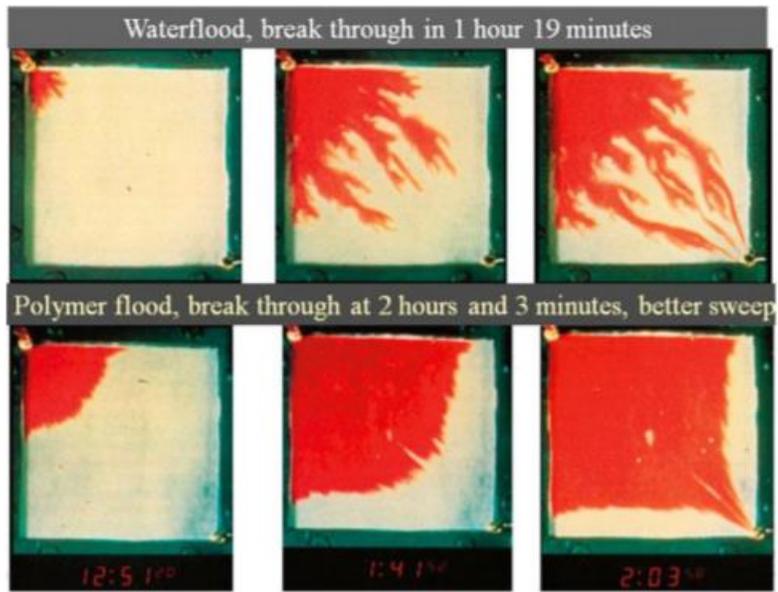


Ilustración 1: Inyección de agua con factor de movilidad no favorable e inyección de polímeros con factor de movilidad favorable (SHENG, 2012)

A continuación, se observa que con el uso de polímeros dicha eficiencia mejora respecto a cuándo solo se inyecta agua como se había mencionado anteriormente:

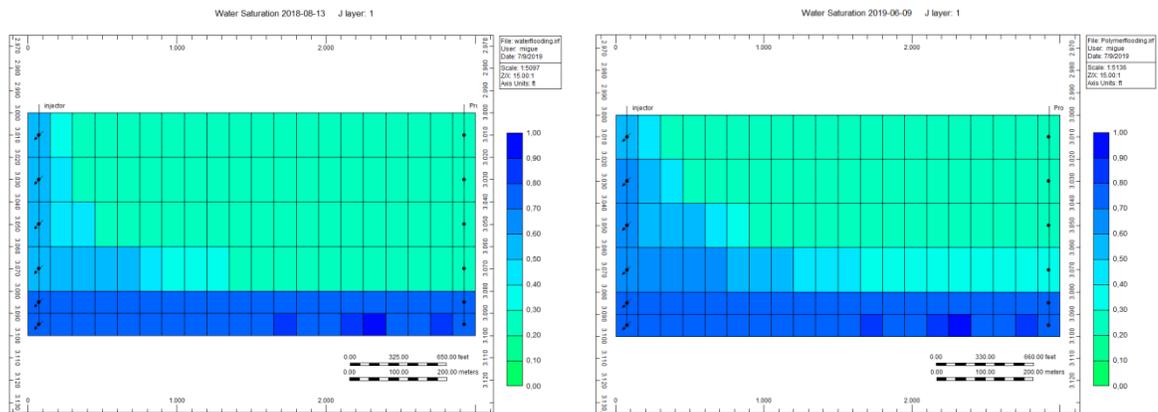


Ilustración 2: Eficiencia de barrido en inyección de agua vs inyección de polímeros

4.5. Propiedades de las soluciones con polímeros

A continuación, se describirán algunas de las propiedades y efectos de mayor importancia para llevar a cabo un proceso de recobro mejorado exitoso:

4.5.1. Viscosidad del polímero

La viscosidad es sin lugar a dudas el factor más importante a tener en cuenta ya que de ella dependerá que el proceso de recuperación mejorada sea exitoso o no. Al mismo tiempo, la viscosidad del polímero depende de factores como la tasa de corte, la salinidad y concentración, el PH y la temperatura.

4.5.2. Viscosidad vs Composición

Para este caso, tenemos que la viscosidad de la fase es no-lineal, por lo cual la plataforma CMG utiliza la regla de mezclas modificada que se muestra a continuación:

$$\ln(\mu_{\alpha}) = \sum_{i=1}^{n_{cc}} \ln(\mu_{\alpha i}) * f(x_i) + \frac{1 - \sum_{i=1}^{n_{cc}} f(x_i)}{1 - \sum_{i=1}^{n_{cc}} x_i} * \sum_{j \neq 1}^{n_{nc}} \ln(\mu_{\alpha j}) * x_j$$

Donde:

n_{cc} = número de componentes claves

$\mu_{\alpha i}$ = viscosidad del componente clave i

$f(x_i)$ = función no lineal de la viscosidad en términos de la fracción molecular de los componentes claves

x_i = fracción molar del componente clave i

n_{nc} = número de componentes no claves

$\mu_{\alpha j}$ = Viscosidad del componente no clave j

x_j = fracción molar del componente no clave j

4.5.3. Viscosidad vs Tasa de corte

La viscosidad y la tasa de corte son inversamente proporcionales, es decir, a medida que la tasa de corte aumenta, la viscosidad del polímero disminuye. A continuación, podemos ver un claro ejemplo de ello:

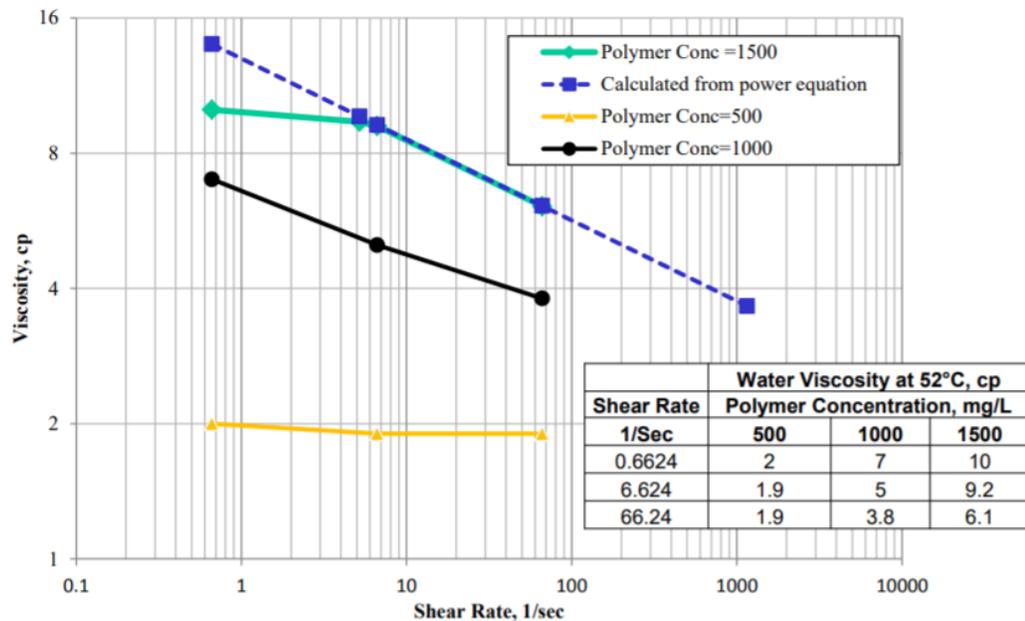


Ilustración 3: Viscosidad vs Tasa de corte (COMPUTER MODELLING GROUP LTD.)

Este tipo de fenómeno mencionado anteriormente se conoce como adelgazamiento.

4.5.4. Viscosidad vs Salinidad

La viscosidad de una solución polimérica disminuye con el incremento de la concentración de sales. Esto se debe principalmente a que al ser la PHPA el polímero usado con mayor frecuencia, se genera un gran efecto de hidrólisis. Esto quiere decir que el efecto de hidrólisis y la viscosidad son inversamente proporcionales. En la siguiente ilustración podemos observar dicho efecto para diferentes soluciones poliméricas:

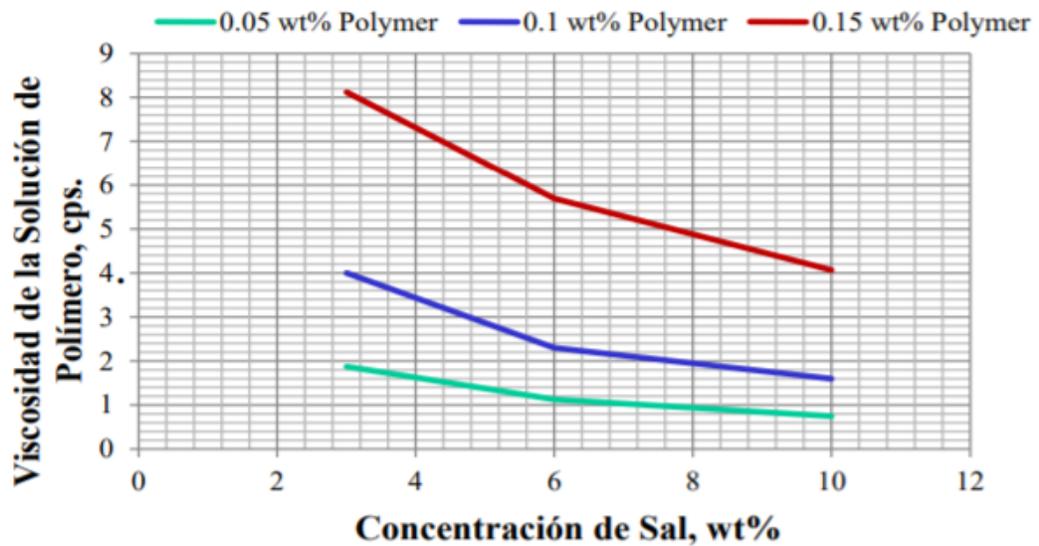


Ilustración 4: Viscosidad vs Salinidad (Computer Modelling Group LTD.)

A una velocidad de cizallamiento de 0, la viscosidad de la solución puede ser calculada mediante la ecuación de Flory-Huggins de la siguiente manera:

$$\mu_p^0 = \mu_w (1 + (A_{p1}C_p + A_{p2}C_p^2 + A_{p3}C_p^3)C_{sep}^{Sp})$$

Donde:

μ_w = es la viscosidad del agua en las mismas unidades que se desea calcular μ_p^0

C_p = es la concentración del polímero en agua (adimensional)

A_{p1}, A_{p2}, A_{p3} y Sp = son constantes de ajuste (adimensional)

C_{sep} = es la salinidad efectiva para el polímero (adimensional)

4.5.5. Viscosidad vs PH

Para nadie es un secreto que el PH afecta directamente el efecto de hidrolisis. De acuerdo a lo anterior y al hecho de que generalmente se utiliza PHPA, tenemos que el PH óptimo debe de estar entre 6 y 10 (Flournoy et al, 1997).

4.5.6. Viscosidad vs Temperatura

Cuando tenemos una velocidad de cizallamiento baja, la viscosidad de una solución polimérica disminuye con el aumento de temperatura teniendo en cuenta la ecuación de Arrhenius:

$$\mu_p = A_p e^{\frac{Ea}{RT}}$$

Donde:

A_p = es el factor de frecuencia

Ea = es la energía de activación de la solución polimérica

R = es la constante universal de los gases

T = es la temperatura absoluta

4.6. Propiedades del medio poroso con flujo de soluciones poliméricas

Existen diferentes fenómenos que se presentan cuando hay flujo de una solución poliméricas a través del medio poroso y que serán descritos a continuación:

4.6.1. Retención del polímero

Siempre que haya flujo de polímero a través del medio poroso, una parte del mismo quedará retenida y la podemos medir. La retención de polímero es causada principalmente por tres fenómenos: adsorción de la roca, entrapamiento mecánico debido a la geometría de los poros y entrapamientos hidrodinámicos debido a la mecánica de los fluidos. La ilustración 5 muestra dichos fenómenos:

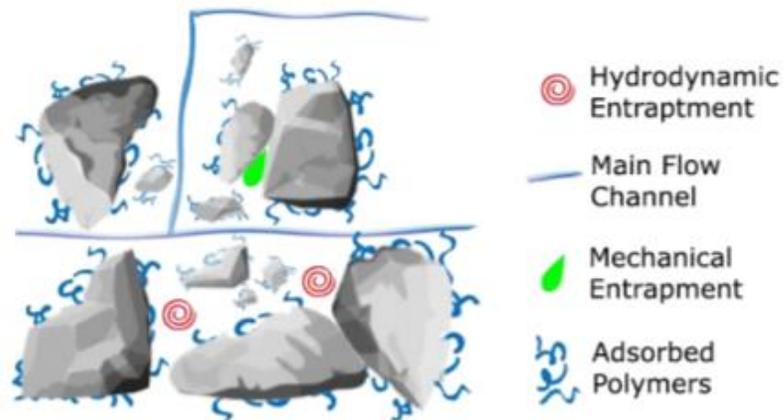


Ilustración 5: Fenómenos de retención de polímero (SORBIE, 1991)

Según Sorbie, la adsorción es el fenómeno mediante el cual las partículas de polímero quedan adheridas a la roca debido principalmente a las fuerzas físicas y no a las reacciones químicas.

También tenemos que un yacimiento presenta una distribución que va de poros pequeños a grandes, por lo cual el atrapamiento mecánico es la retención de moléculas de polímeros debido a gargantas de poro muy pequeñas. Muchos autores han estudiado el tamaño molecular óptimo estableciendo que debe de encontrarse entre $0.5 \mu\text{m}$ y $1.5 \mu\text{m}$. (Cogarty, 1967)

Finalmente tenemos que el atrapamiento hidrodinámico es el efecto producido por los vórtices generados a partir del movimiento de un fluido. Un incremento en el caudal dará como consecuencia un aumento en el atrapamiento hidrodinámico (Chauveteau y Kohler, 1974)

4.6.2. Volumen de poro inaccesible

Debido a que en el medio poroso los tamaños de las gargantas de poro son variables y al hecho de que las moléculas de los polímeros son más grandes que estas, hay cierto espacio a través del cual la solución no puede fluir. A dicha fracción del medio poroso que no entra en contacto con la solución se le conoce como volumen de poro inaccesible (PVI).

4.6.3. Reducción de la permeabilidad

Se ha comprobado que los polímeros pueden ocasionar una reducción en la permeabilidad aparente de la roca. Esta reducción dependerá del tipo de polímero, la cantidad retenida de polímero, la distribución y geometría de los poros y el tamaño mismo de las moléculas de polímero.

4.7. Degradación molecular

Las largas cadenas de los polímeros se pueden romper debido a distintas razones, generando una reducción en la viscosidad y en el peso molecular de los mismos. A este fenómeno se le conoce como degradación molecular y puede darse de manera mecánica, química, térmica y biológica.

La degradación química se presenta principalmente al fraccionamiento o rompimiento de las cadenas por acción de agentes químicos.

Por otro lado, la degradación térmica es el fenómeno que ocurre cuando se someten los polímeros a altas temperaturas. Para estudiar este fenómeno, autores como Davison y Mentzer (1982) han sometido diferentes tipos de polímeros a una temperatura de 90 °C durante 500 días, obteniendo los resultados mostrados en la siguiente ilustración:

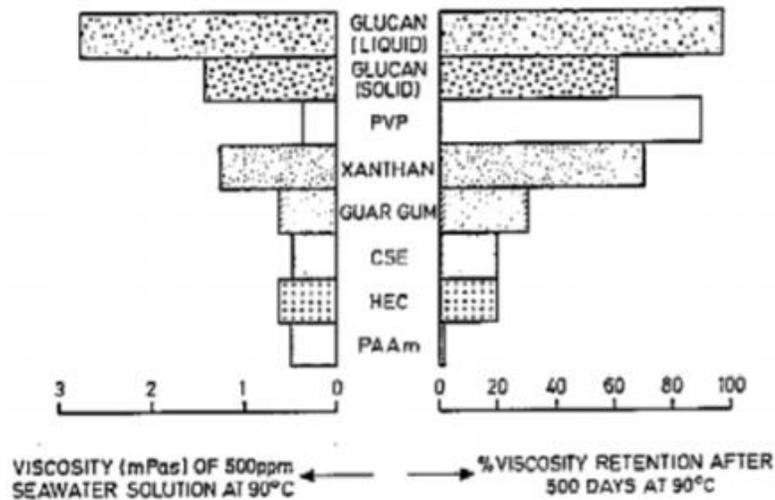


Ilustración 6: Viscosificación de agua de mar y retención de la viscosidad para diferentes tipos de polímeros (Davison y Mentzer, 1982)

Las moléculas de polímeros también pueden sufrir degradación mecánica debido a los altos gradientes de presión de los fluidos. Esto ocurre principalmente durante la mezcla del polímero en el tanque, su transporte a través de tuberías y en las bombas durante la inyección. La degradación mecánica es directamente proporcional con la tasa de corte, es decir, aumenta cuando incrementamos la tasa de corte (Zaitoun et al., 2012)

Por último, la degradación biológica se da a causa del contacto con las bacterias y puede presentarse tanto en superficie como en el fondo del yacimiento. A causa de ello, se recomienda el uso de biocidas para el control de las mismas.

4.8. Simulador de yacimientos

Un simulador de yacimientos es una herramienta que combina la física, la matemática, la geología, la ingeniería de yacimientos y la programación para pronosticar el comportamiento de los yacimientos de hidrocarburos bajo diferentes condiciones de operación. (Sepúlveda y Macualo, 2005)

Es muy importante para este tipo de herramienta llevar a cabo una calibración previa con los datos de producción y de presión, a lo cual se le conoce como ajuste histórico.

4.8.1. ¿Qué es CMG?

Es una compañía canadiense dedicada a la elaboración de software de simulación de yacimientos para la industria del petróleo y gas.

4.8.2. Historia de CMG

La siguiente ilustración muestra un breve resumen de la historia de CMG y de sus herramientas desarrolladas:

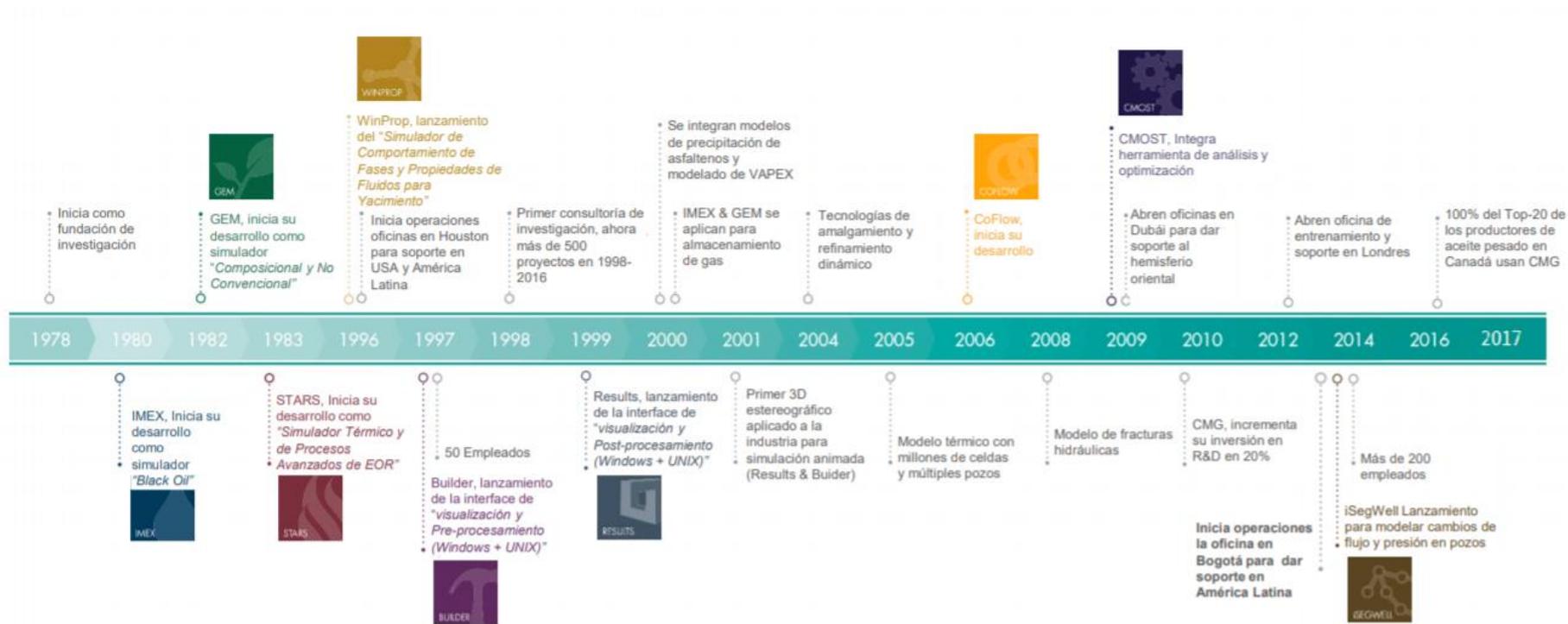


Ilustración 7: Historia y evolución de CMG (COMPUTER MODELLING GROUP LTD.)

4.8.3. BUILDER

Builder es la herramienta que facilita la construcción de los modelos de simulación de yacimientos. Esta herramienta maneja información del modelo de fluidos, propiedades roca-fluido, modelo estático del yacimiento e información de los pozos.

4.8.4. STARS

Es la herramienta que se encarga principalmente del modelamiento de procesos de recobro térmico, químico y geomecánico.

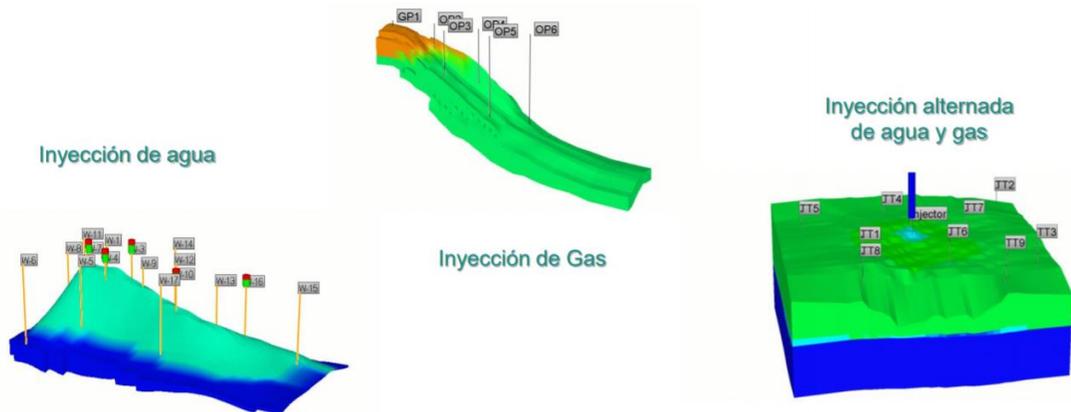


Ilustración 8: Procesos convencionales en STARS (COMPUTER MODELLING GROUP LTD.)

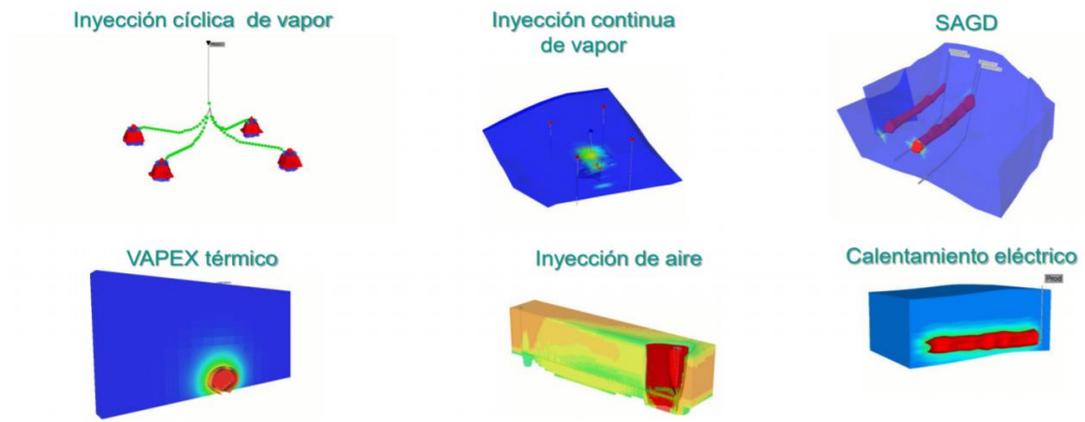


Ilustración 9: Procesos térmicos en STARS (COMPUTER MODELLING GROUP LTD.)

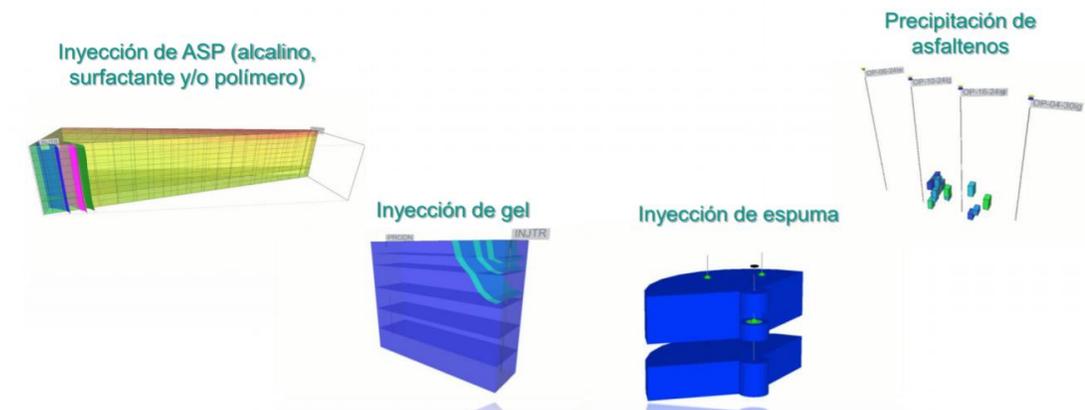


Ilustración 10: Procesos químicos en STARS (COMPUTER MODELLING GROUP LTD.)

4.8.5. CMOST

Es una herramienta novedosa que combina técnicas avanzadas para el desarrollo de diseños experimentales, superficie de respuesta y modelos proxy entre otros.

CMOST cuenta con diversas herramientas, las cuales permiten realizar diferentes estudios, entre los cuales se caracterizan:

- 4.8.5.1. ANALISIS DE SENSIBILIDAD:** permite determinar cuáles son los parámetros que muestran mayor influencia sobre la función objetivo, mejorando el entendimiento del modelo

- 4.8.5.2. AJUSTE HISTORICO:** a partir de los parámetros encontrados en el análisis de sensibilidad, para ajustar las funciones objetivo, lo que permite calibrar los modelos de simulación, con los datos de campo.

- 4.8.5.3. OPTIMIZACION:** permite mejorar funciones objetivo, tales como factor de recobro, VPN, reducción de costos, a partir de la optimización de parámetros operacionales.

- 4.8.5.4. ANALISIS DE INCERTIDUMBRE:** Evalúa el efecto de los parámetros del yacimiento en los pronósticos de producción del campo, cuantificando la incertidumbre, para finalmente entender y reducir el riesgo.

5. DESCRIPCION DEL MODELO

5.1. Propiedades petrofísicas

El yacimiento utilizado para este proyecto presenta un área aproximada de 2510 acres y tiene las siguientes propiedades petrofísicas:

Propiedad	Valor
Permeabilidad (md)	10 – 1300
Porosidad (%)	4 – 24
Presión promedio (Psi)	4900
Temperatura (°F)	150

Tabla 3: Características petrofísicas del yacimiento

A partir de la tabla anterior y complementando con un mapa isópaco, se generó la respectiva malla para el yacimiento, en donde destaca el hecho de que este presenta baja permeabilidad en la mayor parte de sus zonas complicando el proceso de inyección de polímeros y por ende el barrido que se genera a partir de ella. A continuación, se muestra la respectiva malla con su distribución de porosidad:

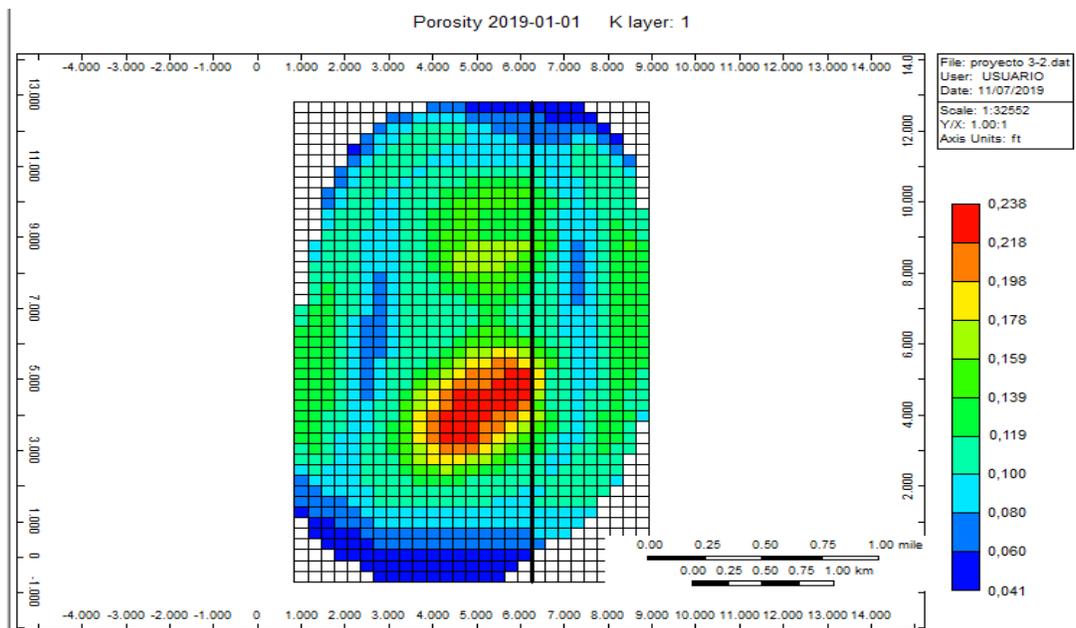


Ilustración 11: Malla del yacimiento (porosidad)

5.2. Propiedades del fluido

La selección del modelo de fluido se hizo en base a una prueba PVT con las siguientes propiedades del fluido:

Propiedad	Valor
Punto de burbuja (Psi)	560
°API (densidad a condiciones de stock tank)	35 (53.0013 lb/ft ³)
Gravedad específica del gas	0.7
Densidad del agua de formación (lb/ft ³)	62.1427
Salinidad del agua de formación (Ppm)	5000
Compresibilidad del agua (1/psi)	3.1589e-006

Tabla 4: Propiedades del fluido del yacimiento

5.3. Propiedades del polímero

Para un mejor análisis durante el presente proyecto se utilizaron 3 polímeros cada uno con diferentes propiedades mostradas a continuación:

Propiedad	Polímero 1	Polímero 2	Polímero 3
Viscosidad @1000ppm (Cp.)	10.5	12	9
Adsorción @1000ppm (mg/100gr roca)	15	20	5
Factor de resistencia residual (RRF)	2.95	3.15	2.0
Volumen de poro accesible	0.85	0.9	0.95
Costo	1.4 USD/lb	1.9 USD/lb	0.9 USD/lb

Tabla 5: Propiedades de los polímeros

5.4. Parámetros de optimización

La optimización del modelo de inyección se realizó teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

Fluido a inyectar	Concentración de polímero (ppm)	Tasa de inyección (bbl/d)	BHP de los productores (psi)
(Agua, Polímero 1, Polímero 2, Polímero 3)	(500, 1000, 1500)	(3000-5000)	(800 – 1500)

Tabla 6: Parámetros de optimización

5.5. Valor Presente Neto

La función de valor presente neto depende de ciertos costos, precios de venta e intereses. Para ello, se tomaron valores muy cercanos a los que rigen actualmente y son los siguientes:

Parámetro	Valor
Precio del crudo (usd/bbl)	65
Costo de tratamiento del agua (usd/bbl)	0.16
Costo del polímero 1 (usd/lb)	1.4
Costo del polímero 2 (usd/lb)	1.9
Costo del polímero 3 (usd/lb)	0.9
Tasa de descuento anual (%)	10

Tabla 7: Parámetros asociados Valor Presente Neto

6. PROCEDIMIENTO

En este apartado se describirá el paso a paso del procedimiento llevado a cabo durante el desarrollo del proyecto:

1. Antes de entrar a trabajar con la plataforma de CMG se debe de realizar un proceso de selección del simulador con el cual vamos a trabajar. Para esta selección, se tiene en cuenta la tabla 8.

En el caso nuestro, decidimos trabajar con el simulador STARS ya que me permite simular cada una de las funciones anteriores, teniendo como base un modelo de fluido semi-composicional

	IMEX	STARS	GEM
Adsorción del polímero	X	X	X
Viscosidad de mezcla no lineal	X	X	X
Degradación del polímero		X	X
Viscosidad del polímero vs tasa de corte	X	X	X
Viscosidad del polímero vs salinidad		X	X
Factor de resistencia residual	X	X	X
Reducción del SOR		X	X
Volumen poroso inaccesible	X	X	X
Evaluación de diferentes polímeros		X	X

Tabla 8: Criterios de selección de simulador para inyección de polímeros

2. Lo primero que debemos de hacer a la hora de trabajar CMG es abrir el launcher, a través del cual podemos acceder a cada una de las herramientas que este presenta.

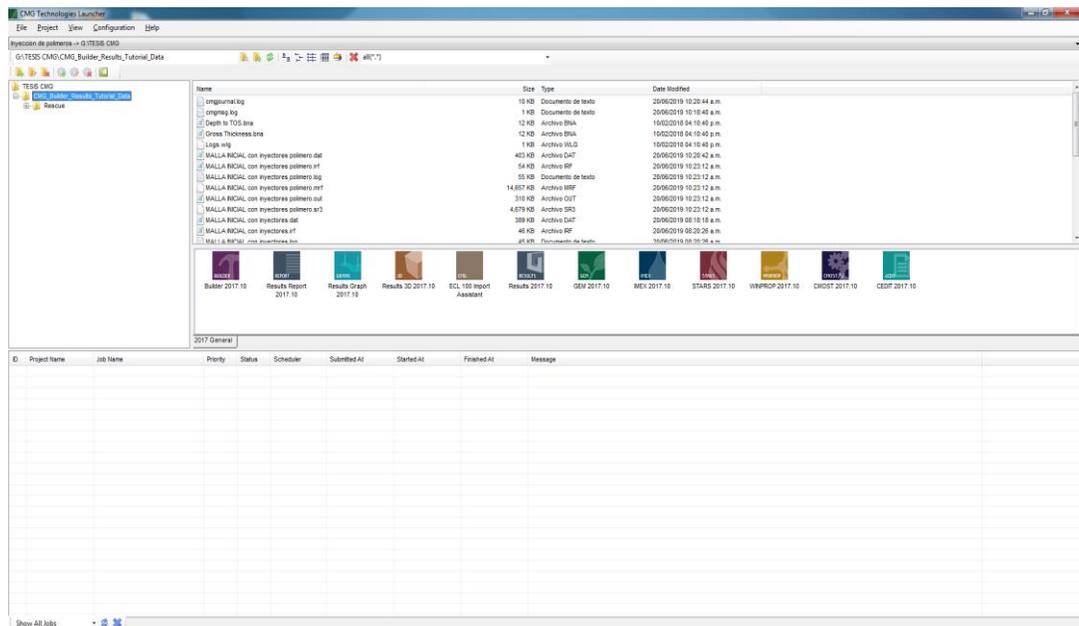


Ilustración 12: Vista previa del Launcher de la plataforma CMG

3. Después de ejecutar el launcher, debemos de abrir el programa Builder. Como se mencionó previamente, este programa nos permite elaborar la construcción de nuestro modelo, abarcando desde las propiedades petrofísicas del yacimiento, hasta las mismas propiedades de los polímeros de inyección.

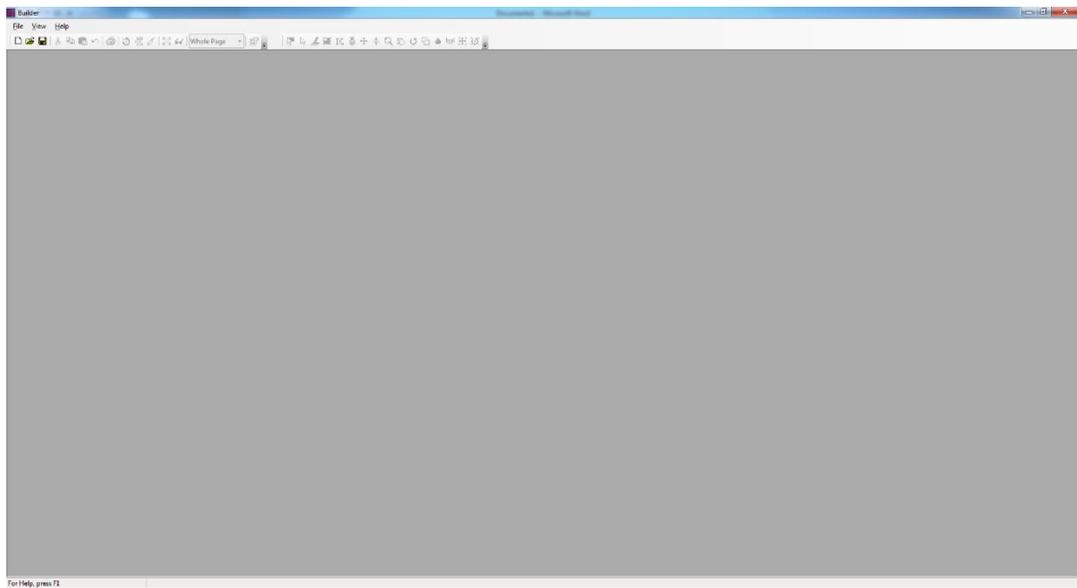


Ilustración 13: Vista previa del programa Builder de la plataforma CMG

4. Crear un nuevo documento haciendo clic en **New**. Luego de esto, se debe de establecer el simulador a utilizar, el tipo de unidades a manejar, el tipo de porosidad del yacimiento y la fecha a partir de la cual queremos iniciar nuestra simulación.

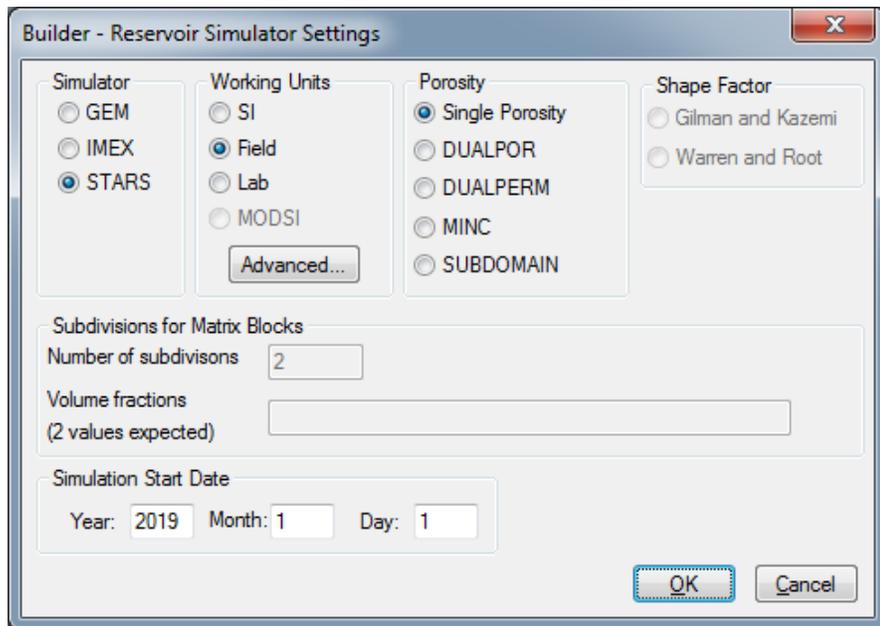


Ilustración 14: Configuración de simulación del yacimiento

5. El Builder presenta diversas opciones para la creación de la malla. Estas van desde mallas simples como lo son las cartesianas, hasta otras más complejas elaboradas a partir de mapas isópacos. Para elaborar estas últimas haga clic en **File > Open Map File** y seleccione el tipo de mapa **Atlas Boundary Format (.bna)**. Después de esto busque la ubicación del archivo a partir del cual se generará el mapa y selección las correspondientes unidades en las cuales se encuentran las coordenadas.

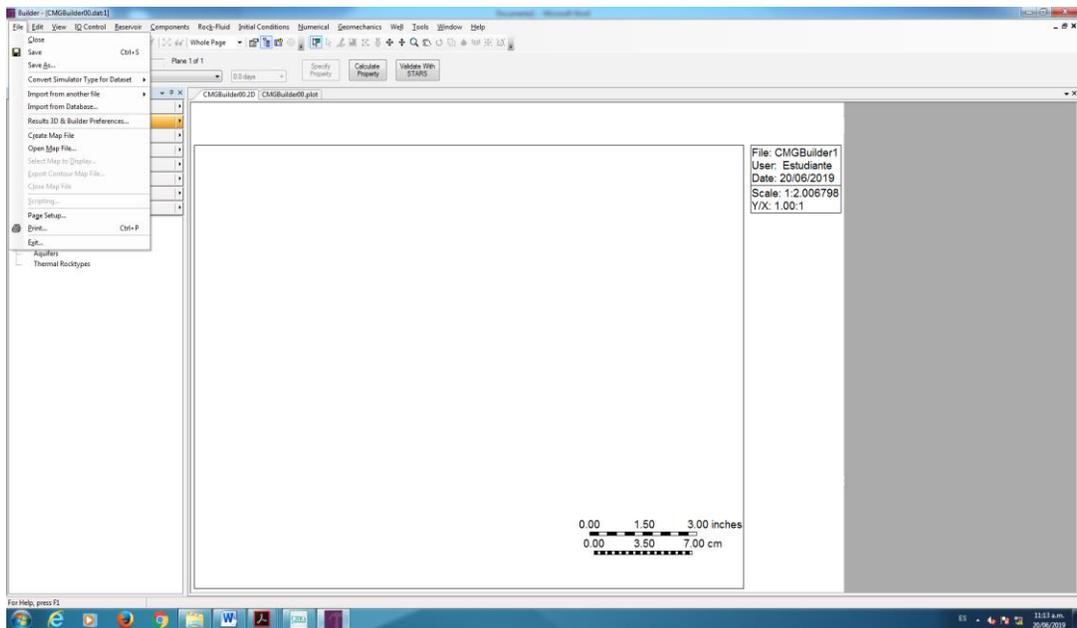


Ilustración 15: Importar mapa isópaco

6. Ahora haga clic en **Reservoir > Create Grid > Ortogonal Corner Point**. Esto permitirá crear la malla que más adelante se acoplará al mapa isópaco.

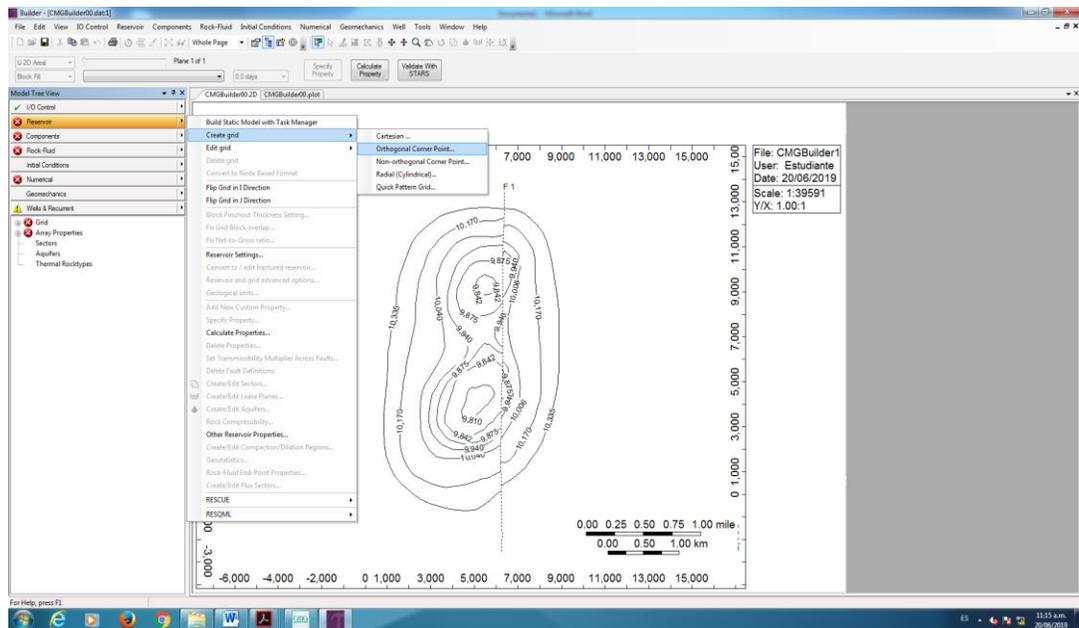


Ilustración 16: Creación de la malla a partir de mapa isópaco

7. Seleccionar la cantidad de bloques en cada una de las direcciones i , j , k y después establezca el tamaño de cada una de las celdas. Por ejemplo, en la siguiente imagen, el valor de **27x300** indica que voy a tener 27 celdas en la dirección i con un tamaño de 300 ft cada una.

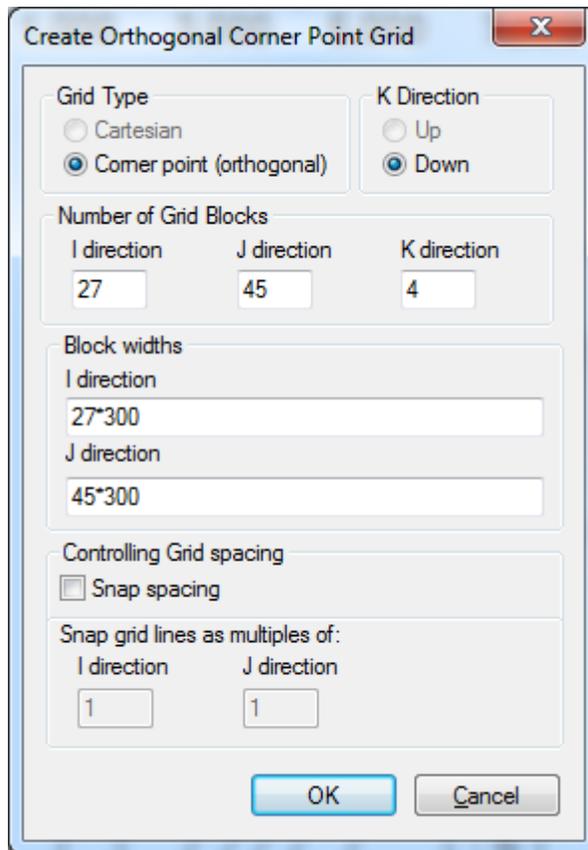


Ilustración 17: Propiedades para la creación de la malla

8. Haga clic en **Specify Property** para poder acceder al módulo donde se especificarán las propiedades petrofísicas del yacimiento. Al igual que con el mapa isópaco, se puede importar un mapa de porosidad. Las permeabilidades se pueden plantear como valores fijos para cada una de las capas o a partir de una correlación teniendo en cuenta los datos de porosidad. Después establezca los valores de presión y temperatura de su yacimiento.

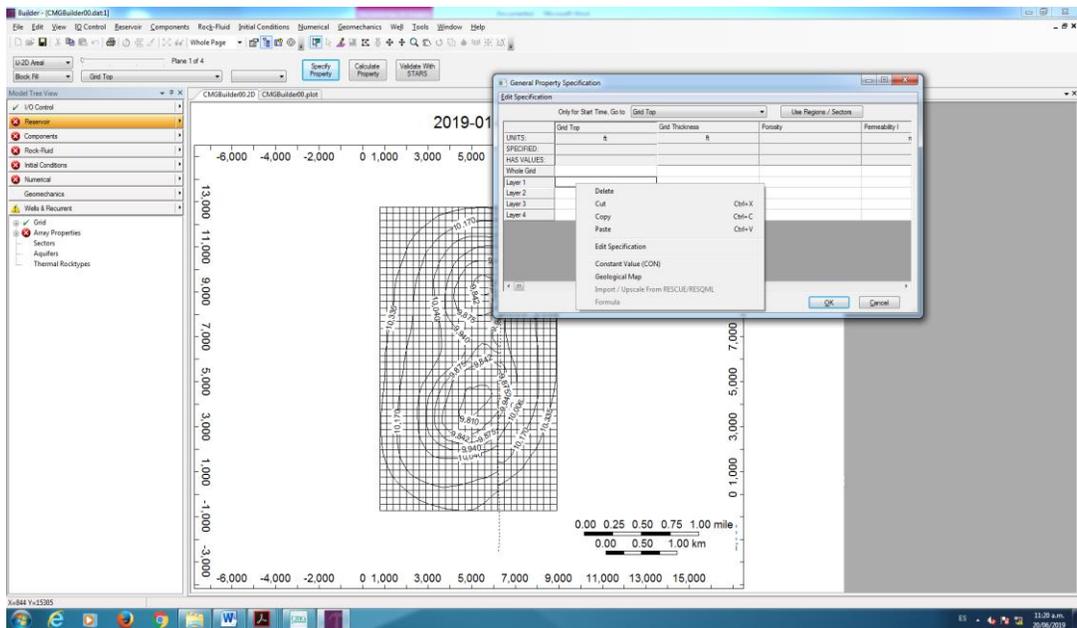


Ilustración 18: Propiedades petrofísicas del yacimiento

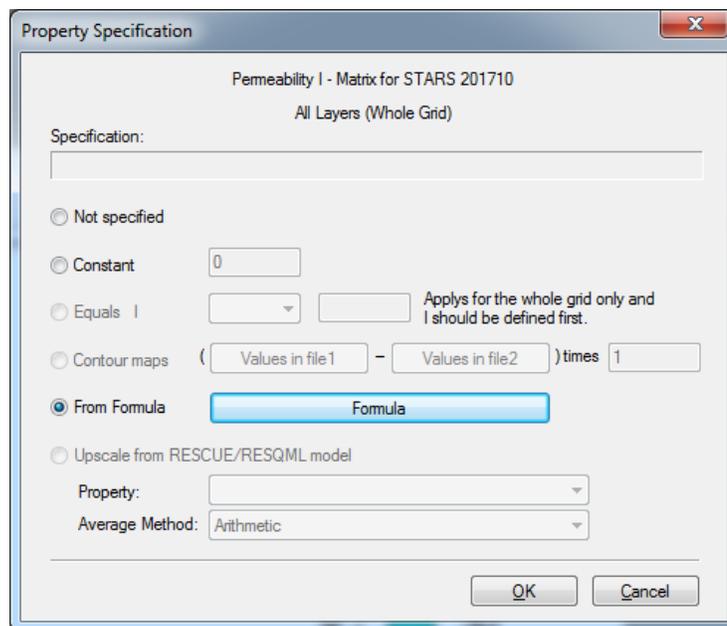


Ilustración 19: Especificar la permeabilidad a partir de formula

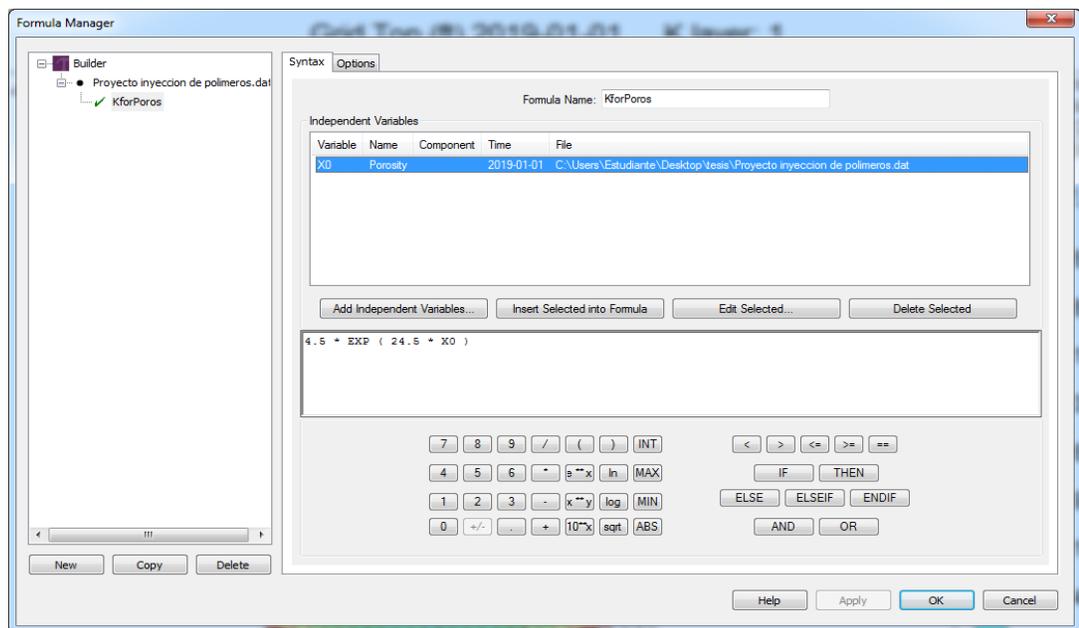


Ilustración 20: Permeabilidad a partir de la correlación de Timur

9. Como notará, ya tiene su yacimiento con su respectiva distribución de porosidades, permeabilidades, presión y temperatura. Ahora haga clic derecho sobre su mapa y seleccione la opción **Properties**. En la parte de **Maps** seleccione la opción **True depth of contorn** y haga clic en **Ok**. Ahora la malla se ha acoplado a la figura de su mapa isópaco.

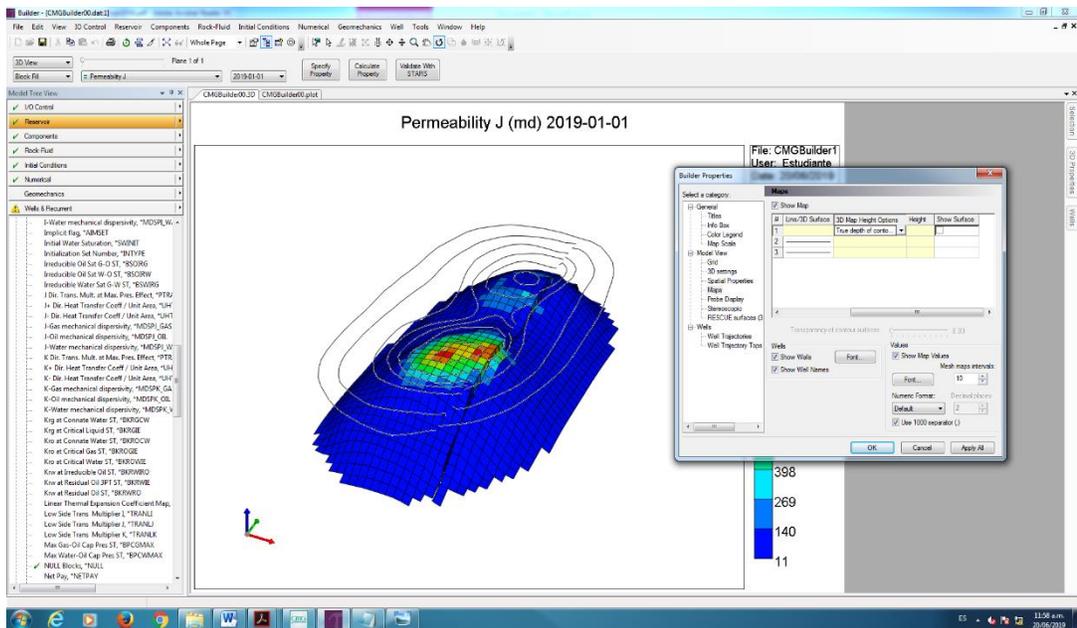


Ilustración 21: Acoplamiento de la malla al mapa isópaco

10. Haga clic en **Import Black Oil PVT** y seleccione la opción **Launch the Black Oil PVT Graphical User Interface (GUI)** para poder generar el modelo de fluido a partir de ciertas propiedades PVT del fluido como se muestra en la siguiente imagen. Es importante destacar que también podemos generar el modelo de fluido a partir de la herramienta Winprop o a través de un modelo de fluido rápido.

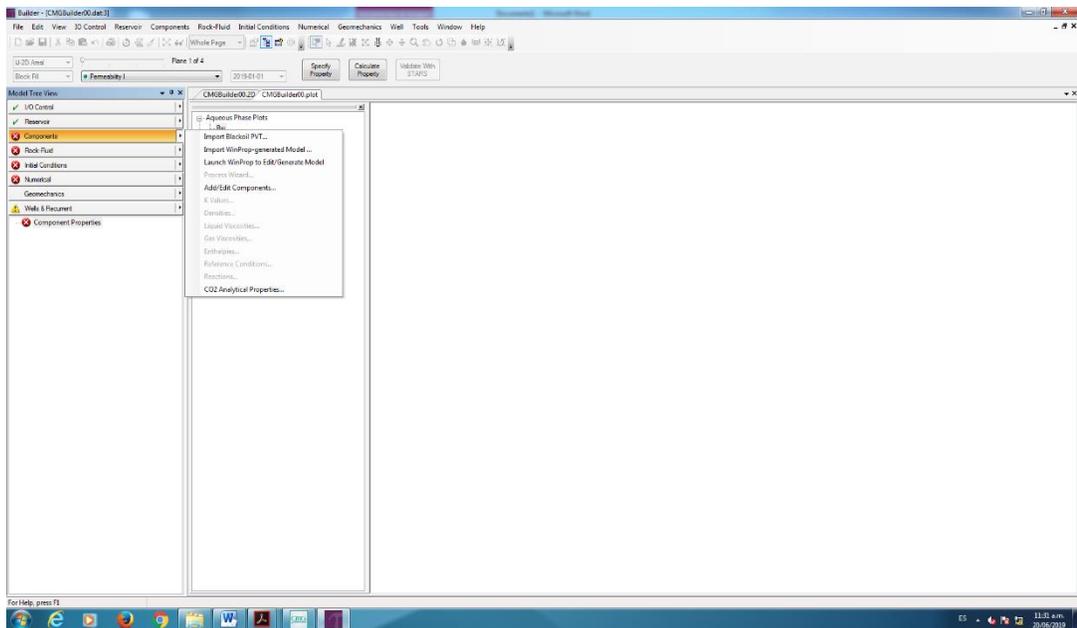


Ilustración 22: Creación del modelo de fluido del yacimiento

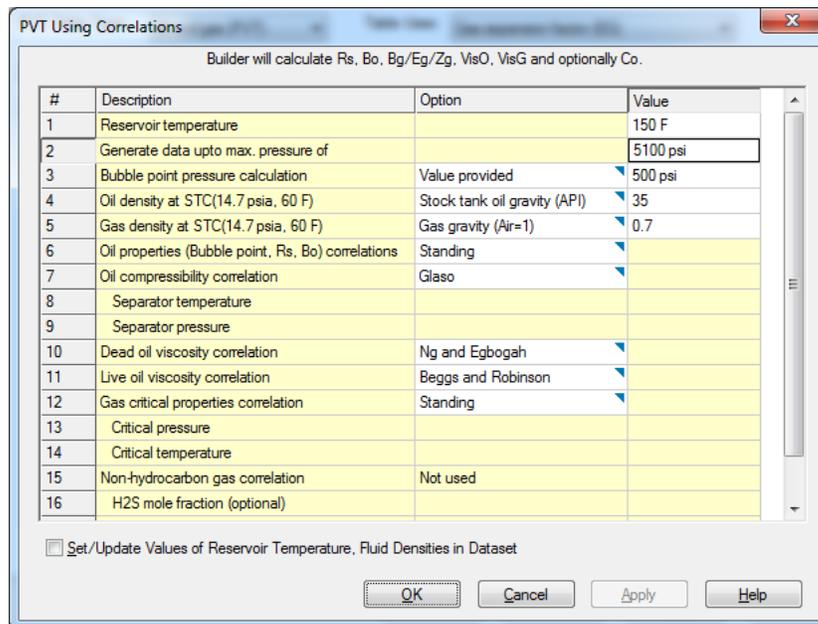


Ilustración 23: Modelo de fluido a partir de correlaciones PVT

11. Después de esto deberá de crear las curvas de permeabilidad relativa. Para ello, haga clic en **Rock-Fluid > Create/Edit Rock Types**. Estas curvas se pueden crear tanto usando correlaciones como utilizando datos de pruebas de permeabilidad (SCAL).

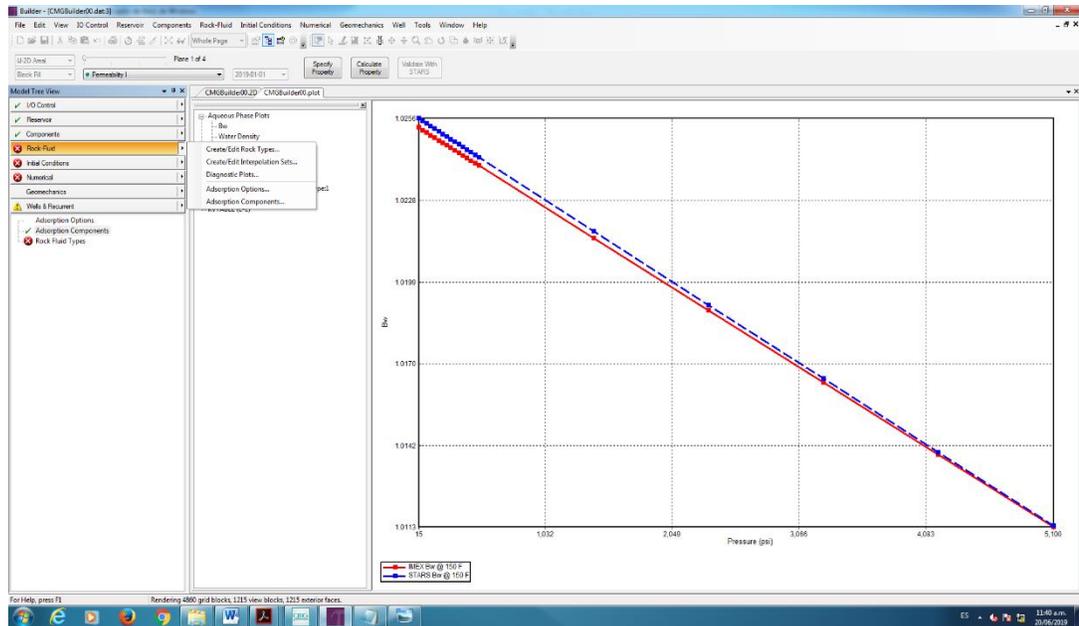


Ilustración 24: Creación del modelo roca-fluido del yacimiento

12. Haga clic en **New rock type** e ingrese los datos de permeabilidad relativa para la respectiva construcción de las gráficas.

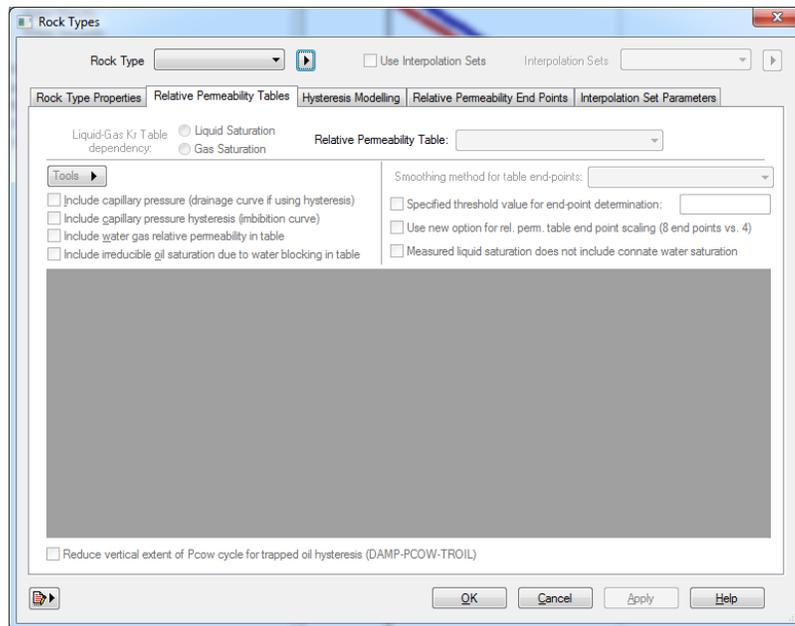


Ilustración 25: Modelo roca-fluido a partir de pruebas SCAL

13. Ya creadas las curvas de permeabilidad relativa, ingrese las condiciones iniciales del yacimiento. Para ello, haga clic en **Initial Conditions > Initialization Settings** e ingrese los valores correspondientes a la presión de referencia, a la profundidad de referencia y a los contactos entre los fluidos (agua-aceite y gas-aceite) de ser necesario.

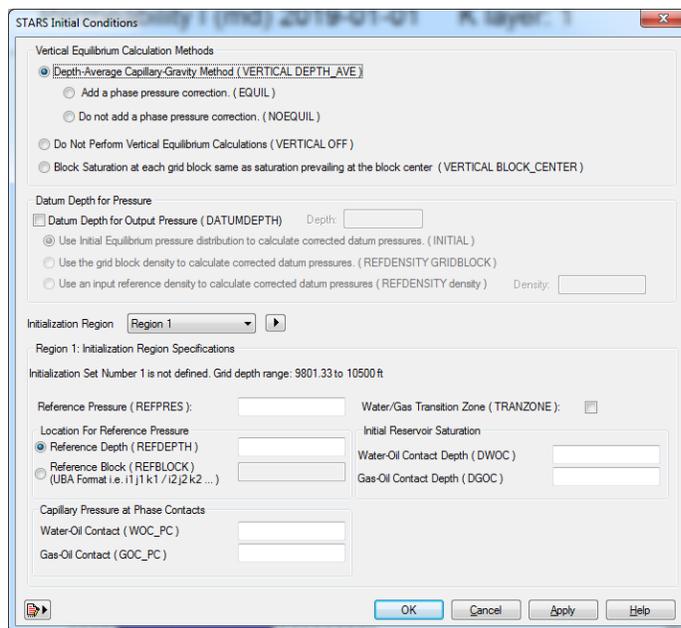


Ilustración 26: Condiciones iniciales del yacimiento

14. Para la parte numérica vaya a **Numerical > Timestep Control** e ingrese el valor para **DTWELL**. Generalmente este valor se establece entre 0.01 y 0.001 para tener una mayor precisión en la corrida.

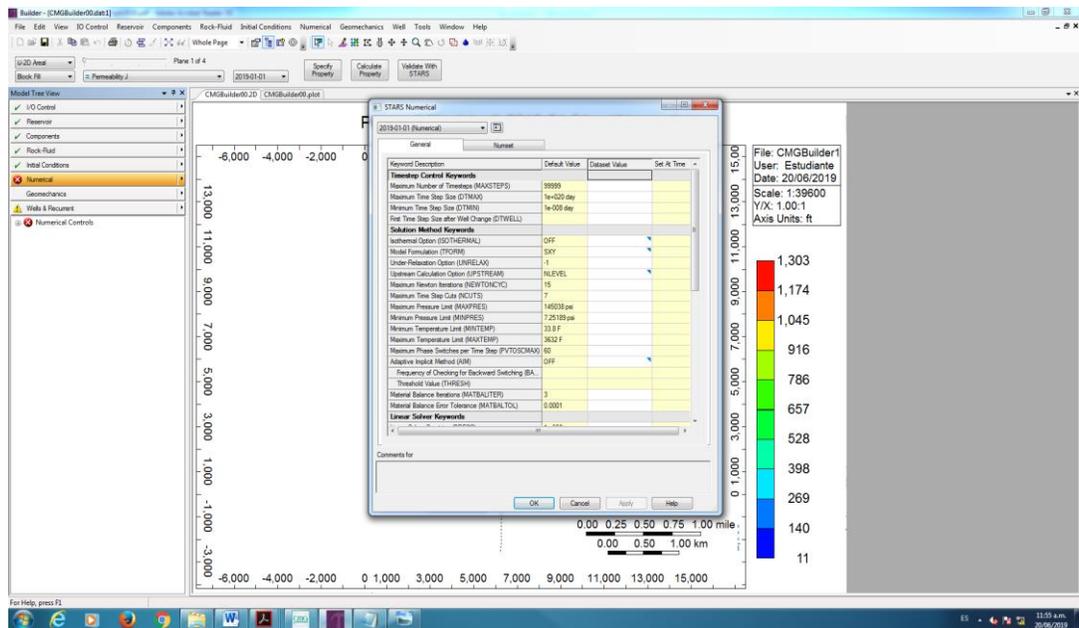


Ilustración 27: Propiedades numéricas del simulador

15. Teniendo ya la parte numérica cuadrada, deberá de crear los pozos pertenecientes al yacimiento. Haga clic en **Wells & Current > Well New**. Lo primero que deberá hacer es seleccionar la opción **Well definition** y seleccionar el tipo de pozo, para lo cual tenemos 3 opciones:

Producer: pozo productor

Injector unweight: pozo inyector sin considerar masa

Injector mobweight: pozo inyector considerando masa

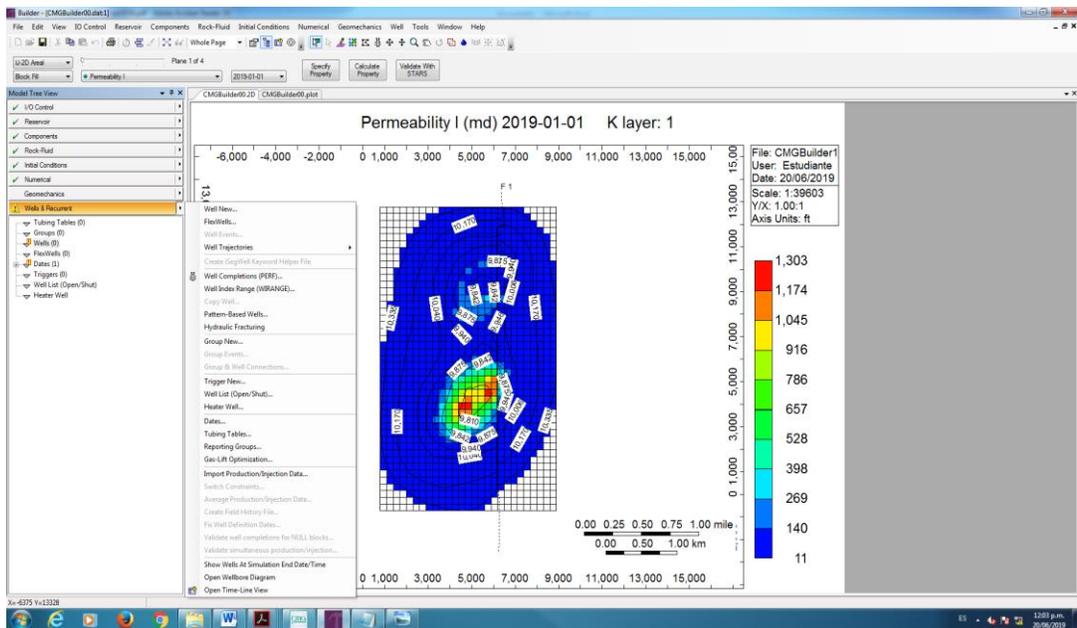


Ilustración 28: Creación de pozos del yacimiento

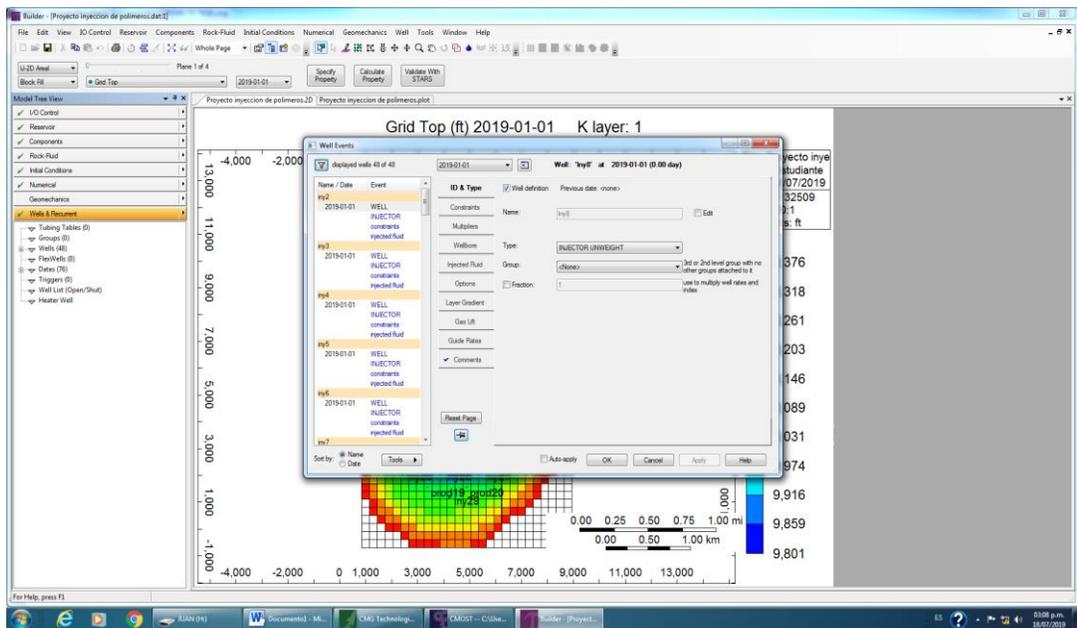


Ilustración 29: Tipos de pozos en Builder

16. Haga clic en **Constraints** y marque la opción **Constraint definition**. De esta manera podrá especificar los respectivos valores de BHP (Bottom Hole Pressure) en el caso de los pozos productores. En el caso de los inyectores es importante especificar los valores de BHP (Bottom Hole Pressure) y STW (Surface Water Rate) ya que se debe de tener en cuenta la cantidad de fluido de inyección.

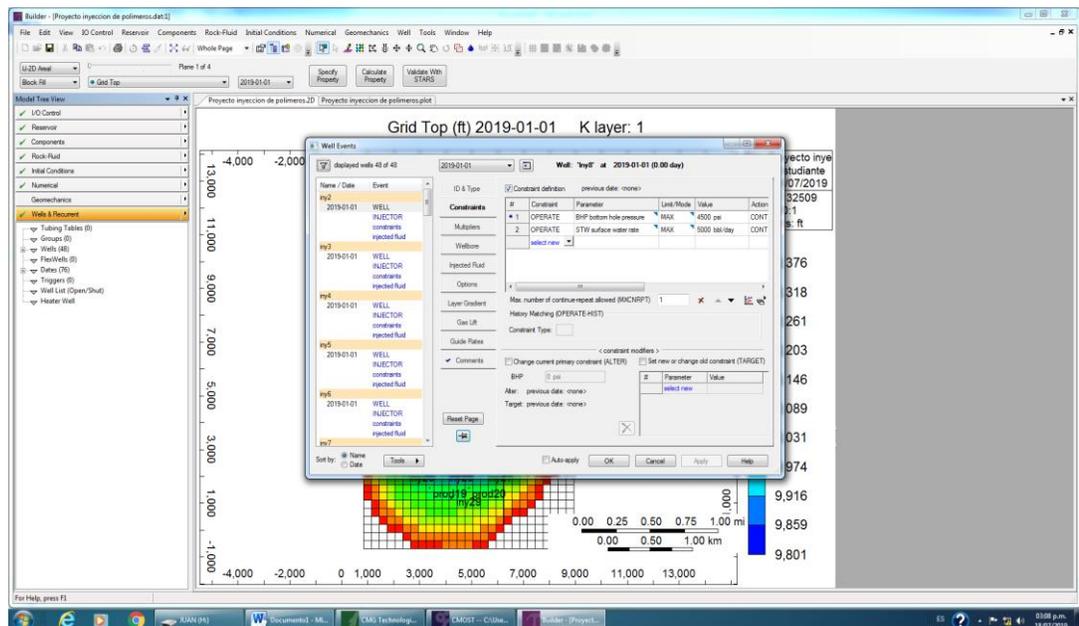


Ilustración 30: Propiedades de los pozos

17. Con los pozos ya creados, hace falta establecer los perforados de los mismos. Haga clic nuevamente en **Wells & Current** y seleccione la opción **Well Completions (PERF)**. Vaya a la parte de **Perforations** y establezca que capas desea que atraviese su pozo teniendo en cuenta su posición en i y su posición en j.

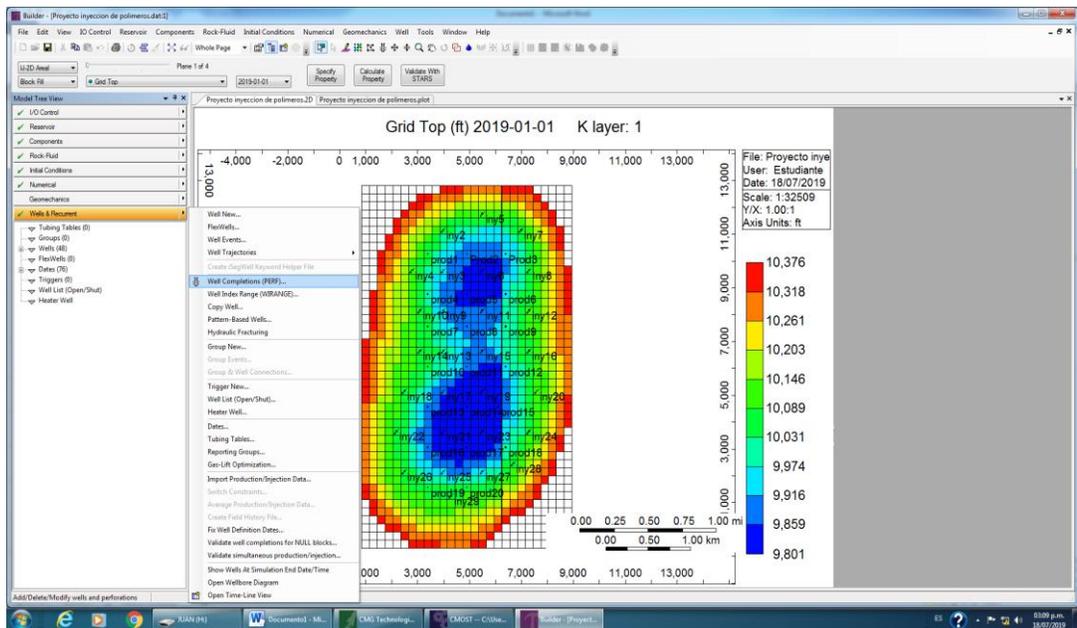


Ilustración 31: Creación de perforados de los pozos

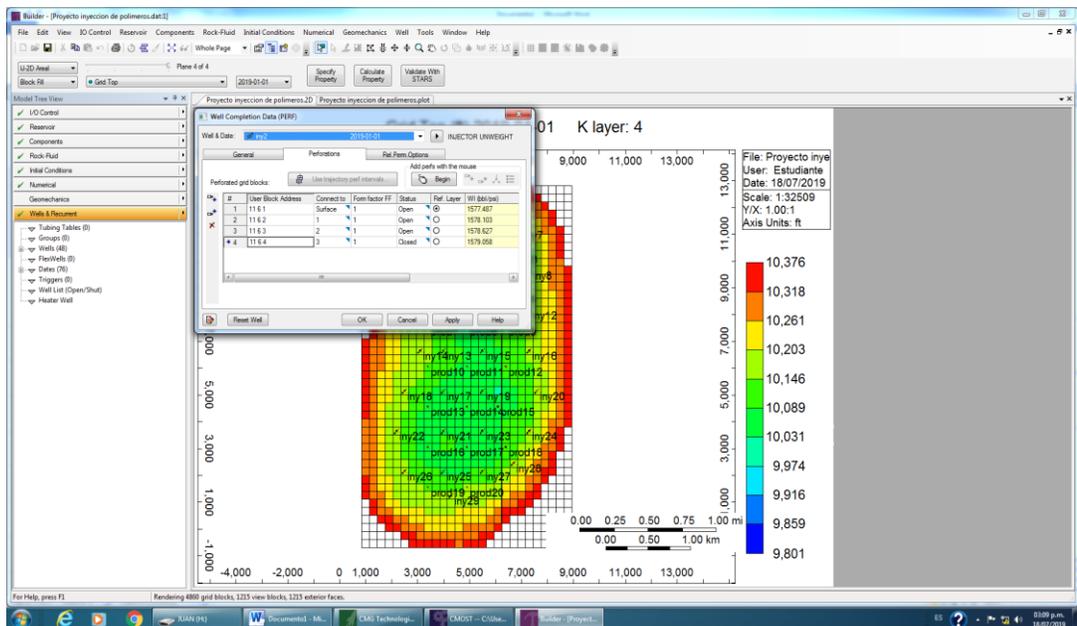


Ilustración 32: Datos de los perforados de los pozos

18. Hace falta establecer una fecha hasta la cual queremos correr la simulación, por lo cual iremos a la parte de **Dates** y seleccionaremos la opción **Add a range of dates**. Aquí podremos seleccionar a través del calendario la fecha de finalización o estableciendo la cantidad de días que queremos correr nuestra simulación. Una vez agregadas las fechas, deberá de marcar en la que desee que el simulador pare.

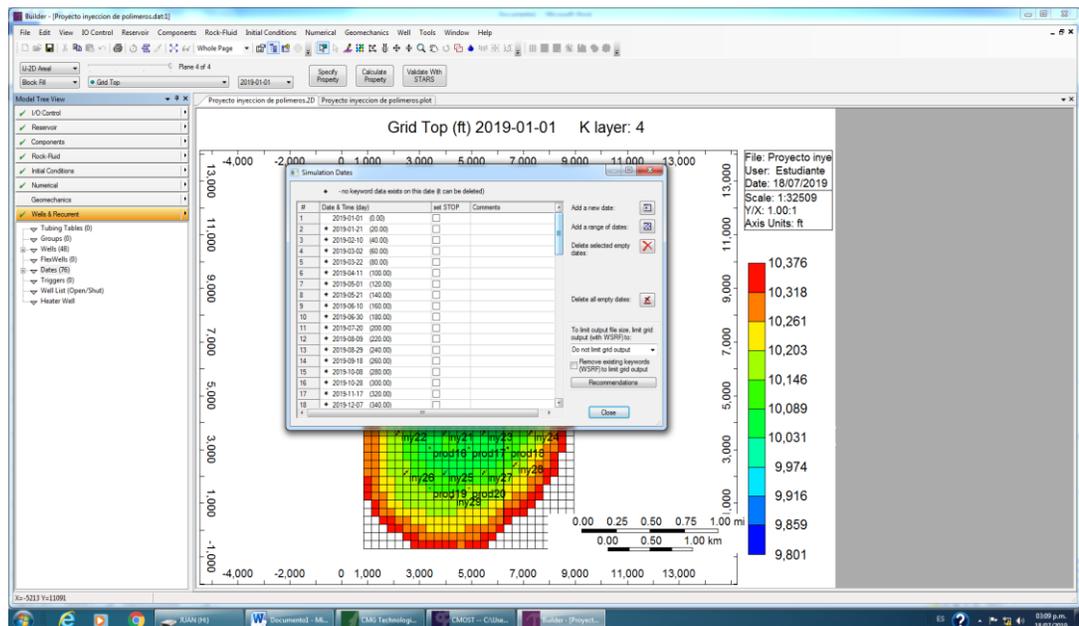


Ilustración 33: Creación de fechas para la simulación

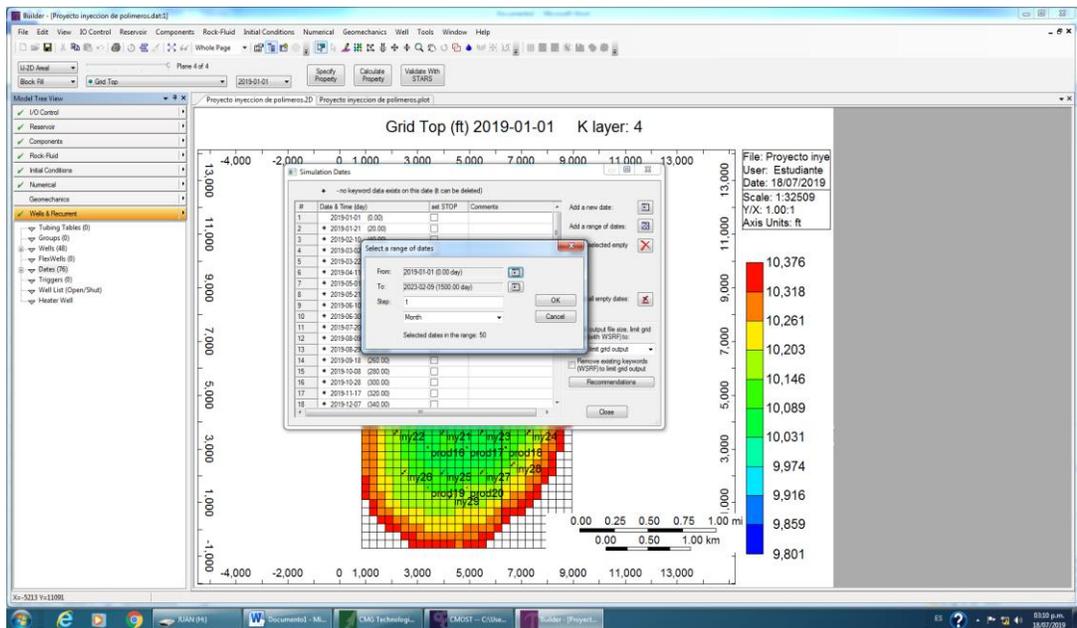


Ilustración 34: Selección de fecha de inicio y finalización de la simulación

19. Para empezar a crear las condiciones de inyección de polímeros debemos de ir a **Components > Process Wizard > Alkali, surfactant, foam, and/or polymer injection**.

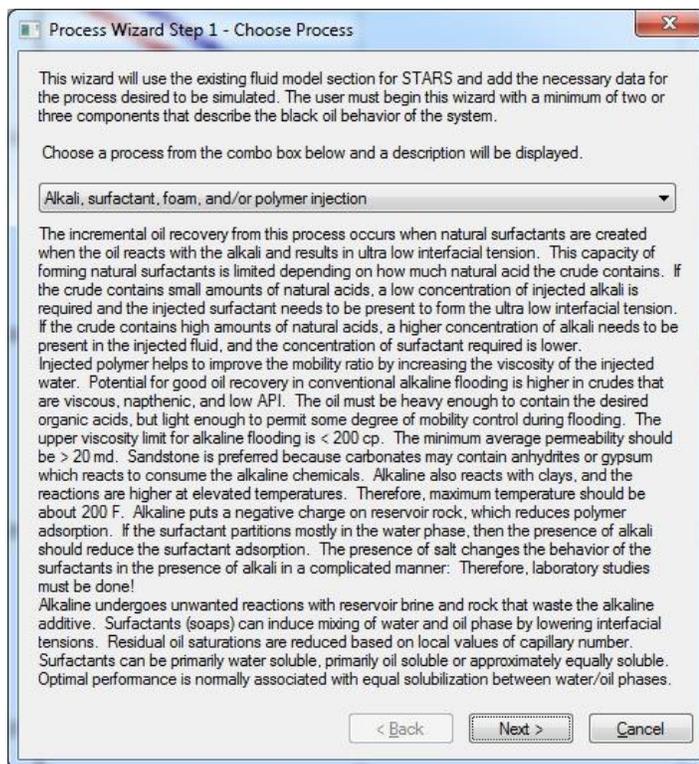


Ilustración 35: Creación del modelo de inyección de polímero

20. El paso a seguir es sin lugar a dudas uno de los más importantes del proceso, ya que es donde ingresaremos los diferentes parámetros a considerar en lo que respecta al polímero y cada una de sus propiedades en el yacimiento. Para una simulación bastante precisa y acertada, se recomienda incluir los fenómenos de adsorción, degradación y reducción de la saturación residual. También es importante tener en cuenta la salinidad en el reservorio, ya que dependiendo de ella nuestra simulación puede variar bastante.

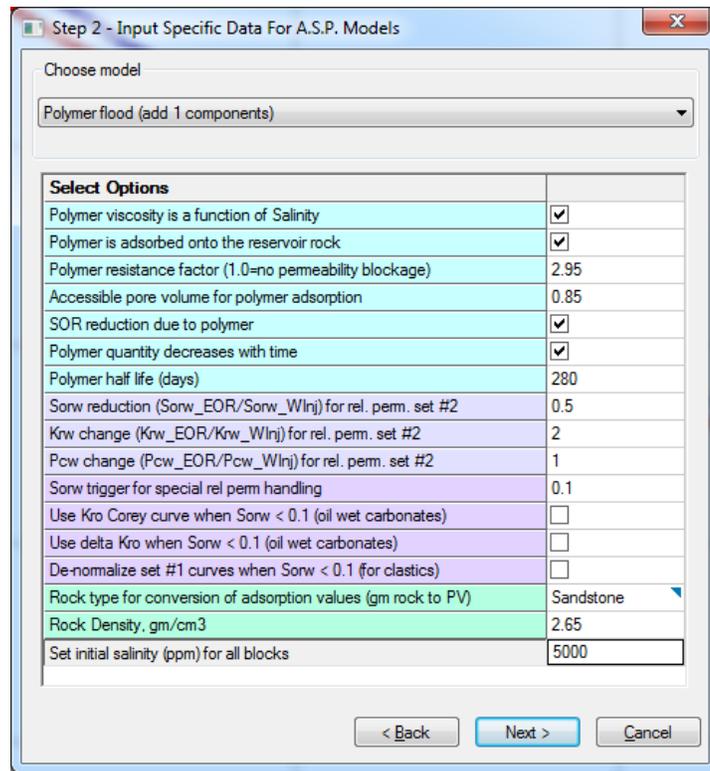


Ilustración 36: Propiedades de los polímeros de inyección

21. Una vez creado el polímero y teniendo en cuenta que podemos tener más de un tipo de polímero creado, se debe de seleccionar el que deseemos inyectar en la siguiente ventana acompañándolo de un componente ya existente para la sal. Como lo que vamos a inyectar no es sal, entonces se debe de seleccionar agua en dicho parámetro tal y como se muestra a continuación:

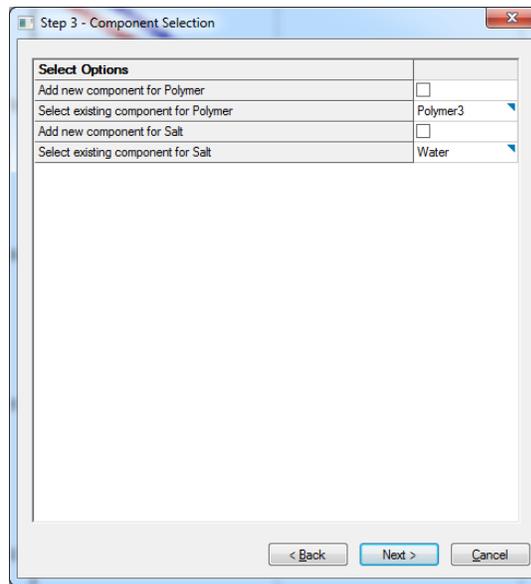


Ilustración 37: Selección de componentes de inyección

22. Establezca los valores de adsorción para los diferentes valores de concentración del polímero seleccionado previamente.

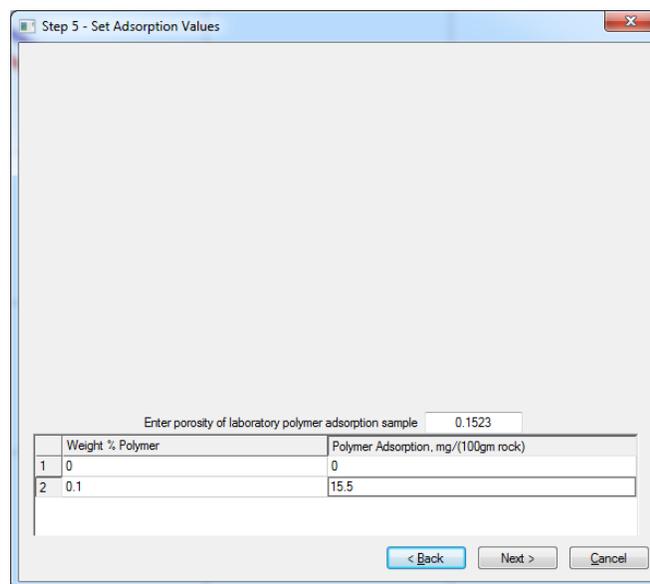


Ilustración 38: Valores de adsorción para el polímero de inyección

23. A continuación, se deberá de ingresar las respectivas tasas de corte y cómo se comporta la viscosidad del polímero evaluado a diferentes concentraciones.

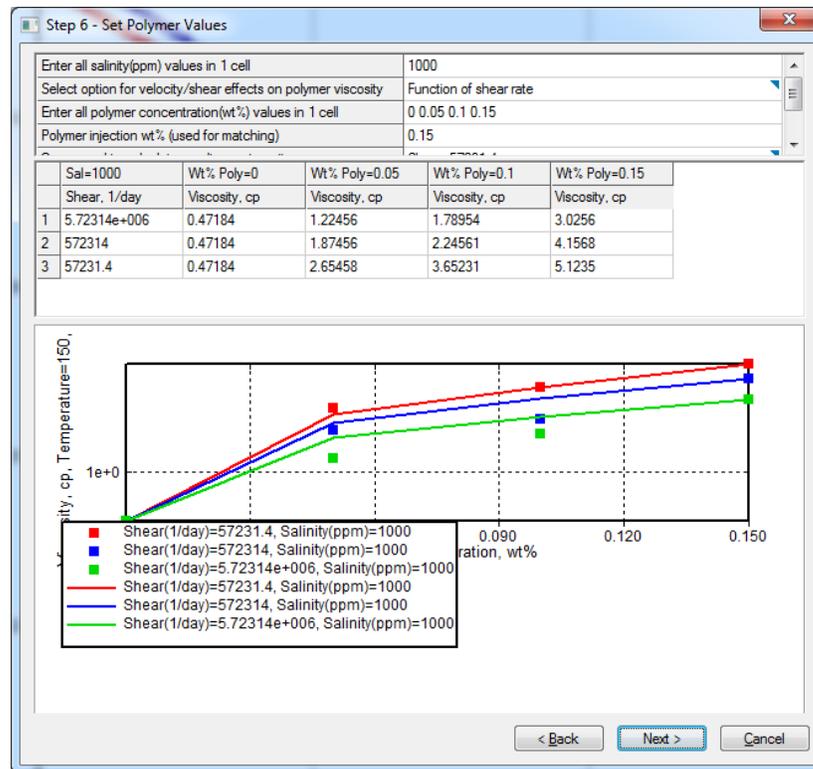


Ilustración 39: Comportamiento de la viscosidad del polímero con la tasa de corte

24. Seleccione los pozos en los cuales desea inyectar polímero e ingrese la concentración en peso y la salinidad del mismo.

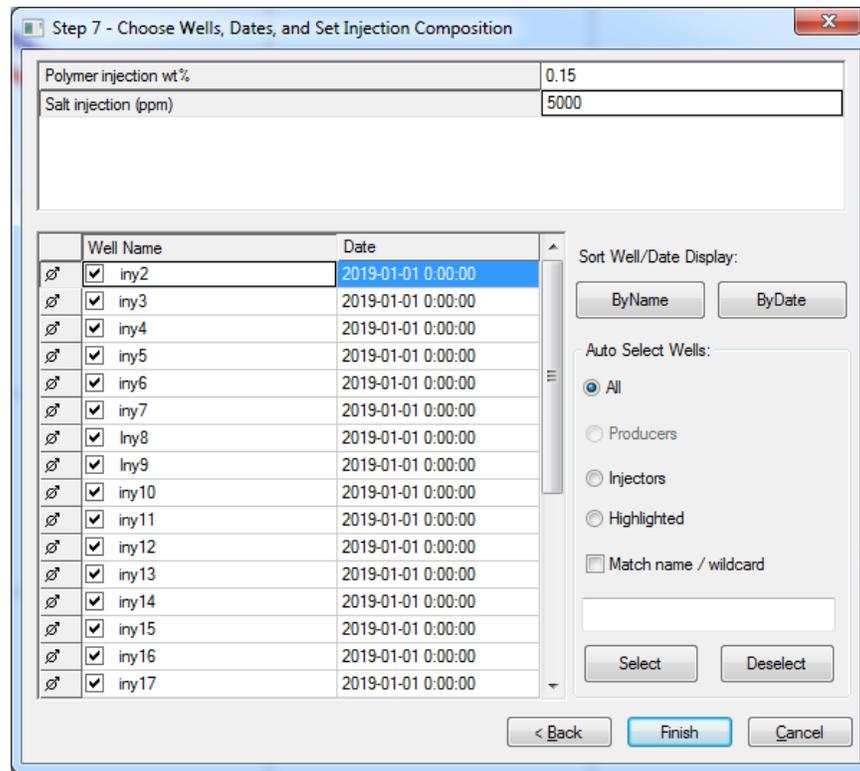


Ilustración 40: Selección de pozos de inyección

25. Ahora vaya nuevamente a **Wells & Current** y verifique en **Well Events** que cada uno de los pozos inyectoros tenga su correspondiente fracción de agua y polímero. Las fracciones deben de ser las mismas para cada uno de los pozos inyectoros.

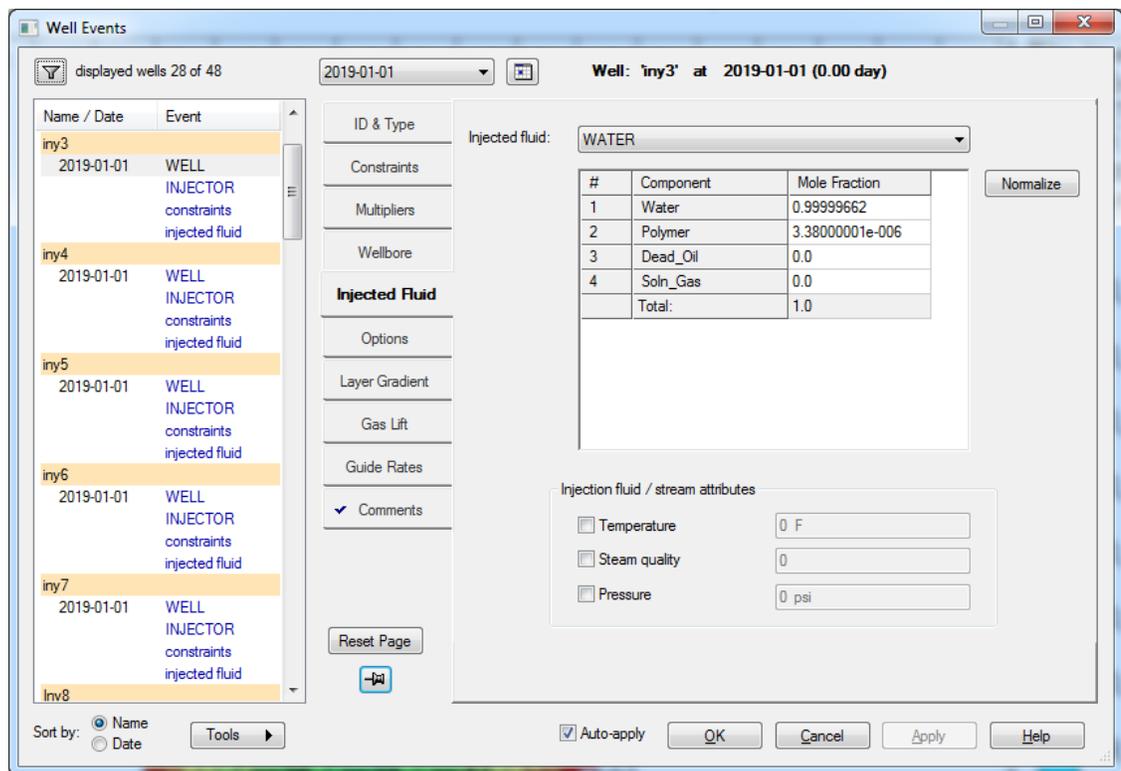


Ilustración 41: Fracciones de inyección en cada uno de los pozos

26. Finalmente corra el simulador haciendo clic en el botón **Validate with STARS** seguido del botón **Run**. Automáticamente se generarán diferentes tipos de archivos, los cuales se pueden abrir en las diferentes herramientas de CMG para su posterior análisis.

27. Una vez finalizada la simulación, podrá abrir a través del Launcher la herramienta CMOST para llevar a cabo el proceso de optimización. Luego de abrirlo, haremos clic en **New Project** y seleccionaremos el archivo **.DAT** creado con la herramienta BUILDER.

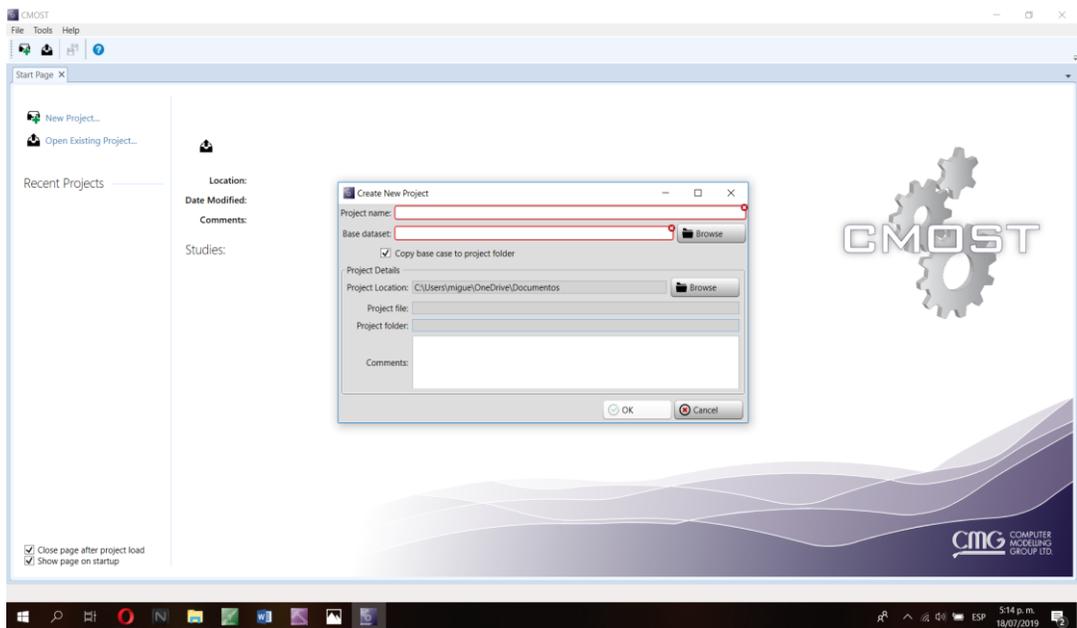


Ilustración 42: Creación de proyecto en CMOST

28. Luego de cargar el archivo, se deben de crear los parámetros a optimizar en el módulo **Parameterization**, agregando los rangos a evaluar de cada uno, tal y como muestra la siguiente imagen:

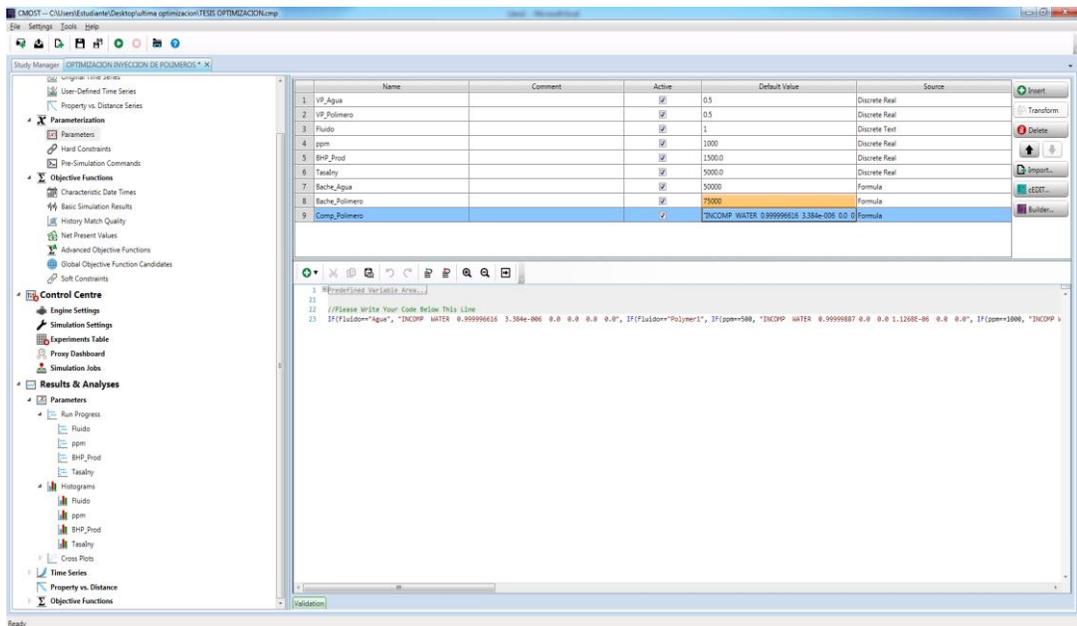


Ilustración 43: Parámetros de optimización en CMOST

Para el caso del parámetro `Comp_Polimero` se debe de crear una ecuación para la optimización del mismo. Esta ecuación la podemos encontrar en el Anexo 1.

29. Después de crear los parámetros, se debe establecer una función objetivo la cual será la base para nuestra optimización. Para ello vaya al modelo **Objective Function** y seleccione **Net Present Values**. A continuación, se presenta la función objetivo a utilizar:

$$VPN = \sum_{t=1}^T \frac{Q_o * Precio\ aceite - Q_{wi} * TTo_{agua} - Q_{pi} * Costo_Polimero}{(1 + tasaInterés)^t}$$

Donde:

VPN = Valor presente neto

Q_o = Producción de aceite

Q_{wi} = Caudal de inyección de agua

TTO_{agua} = Costo en dólares del tratamiento de un barril de agua

Q_{pi} = Caudal de inyección del polímero

$Costo_{polimero}$ = Costo en dólares por cada libra de polímero utilizada

$tasaInteres$ = Interés de descuento anual asociado

t = tiempo del proyecto

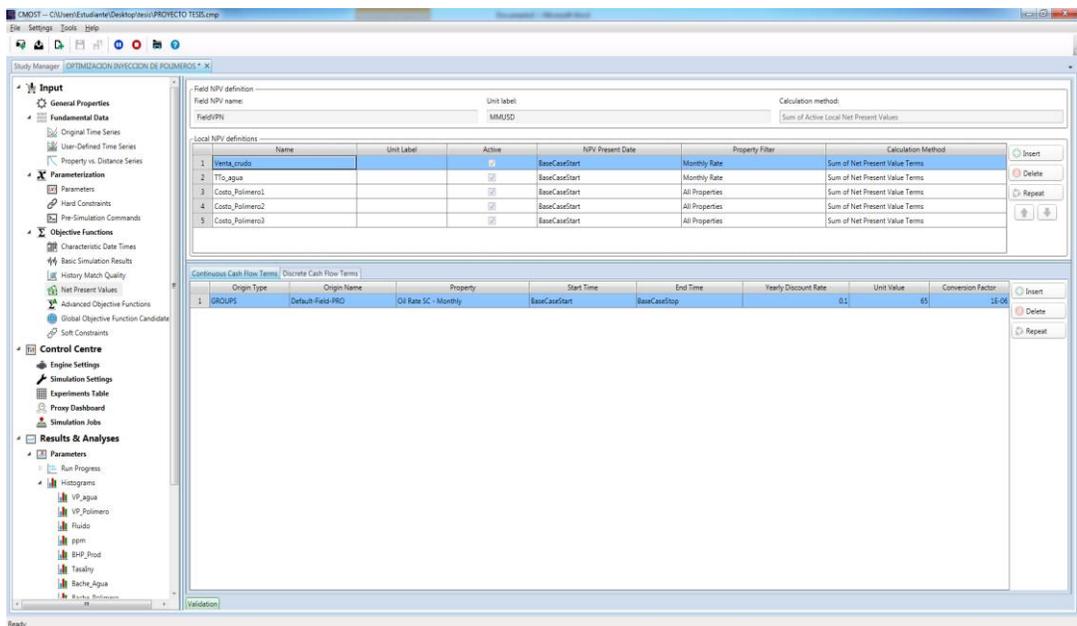


Ilustración 44: Función objetivo para la optimización en CMOST

30. Una vez planteada la función objetivo, haga clic en **Engine Settings** e ingrese el número de experimentos que desea que el CMOST haga para la optimización del proyecto.

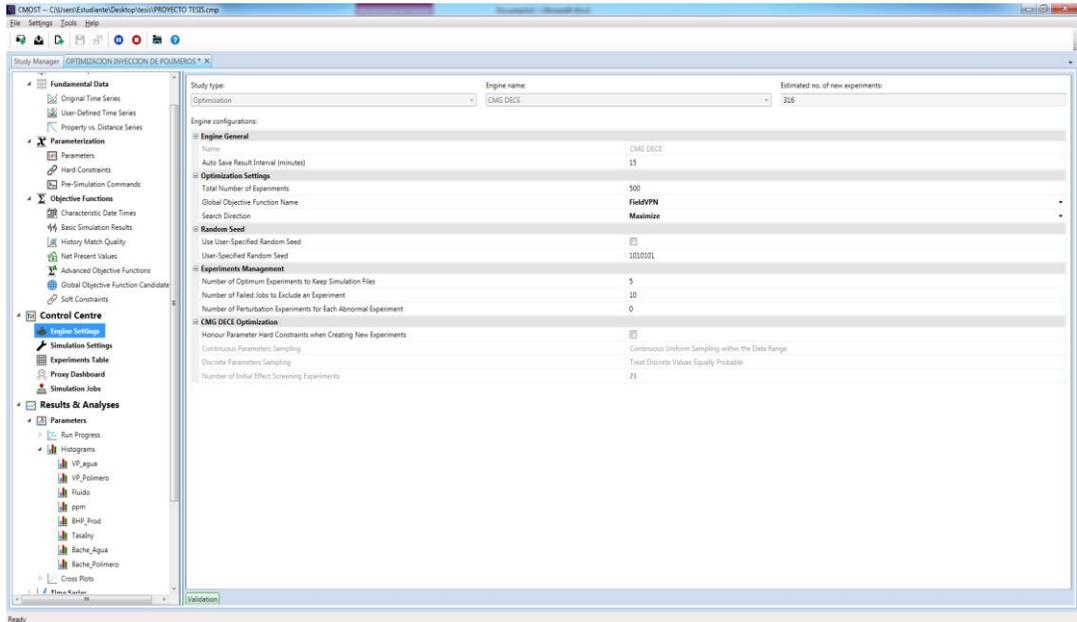


Ilustración 45: Propiedades de la optimización en CMOST

31. Finalmente, en el módulo **Control Centre** y ejecute el CMOST. La velocidad de corrida de la optimización dependerá del número de trabajos que se coloque en simultaneo.

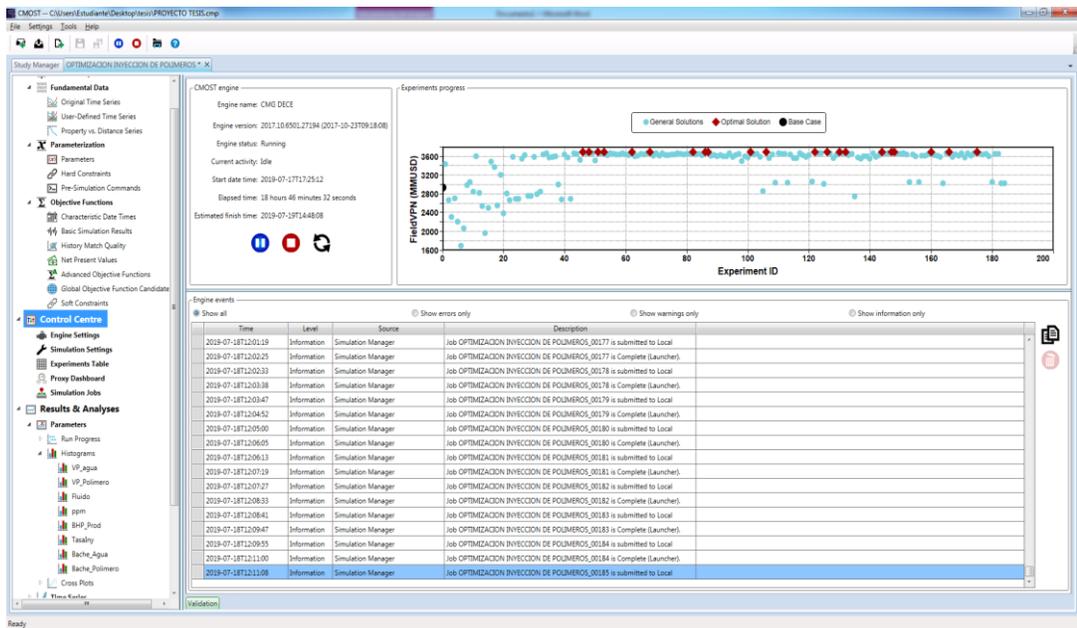


Ilustración 46: Correr el programa CMOST

7. ANALISIS DE RESULTADOS

7.1. Resultados de la optimización

Para lograr determinar cuáles eran las mejores condiciones que se ajustaban a este caso de inyección de polímeros, se tomó como base un total de 500 experimentos, de los cuales se obtuvieron los siguientes resultados:

El polímero que presenta propiedades que mejor se ajustan a este caso de inyección es el polímero 3 con un total de 129 experimentos, lo cual corresponde a un 25.8% del total. A pesar de que de los 3 es el que menor viscosidad presenta, estos resultados se deben al hecho de que es el que presenta menor adsorción y al hecho de que es el más económico.

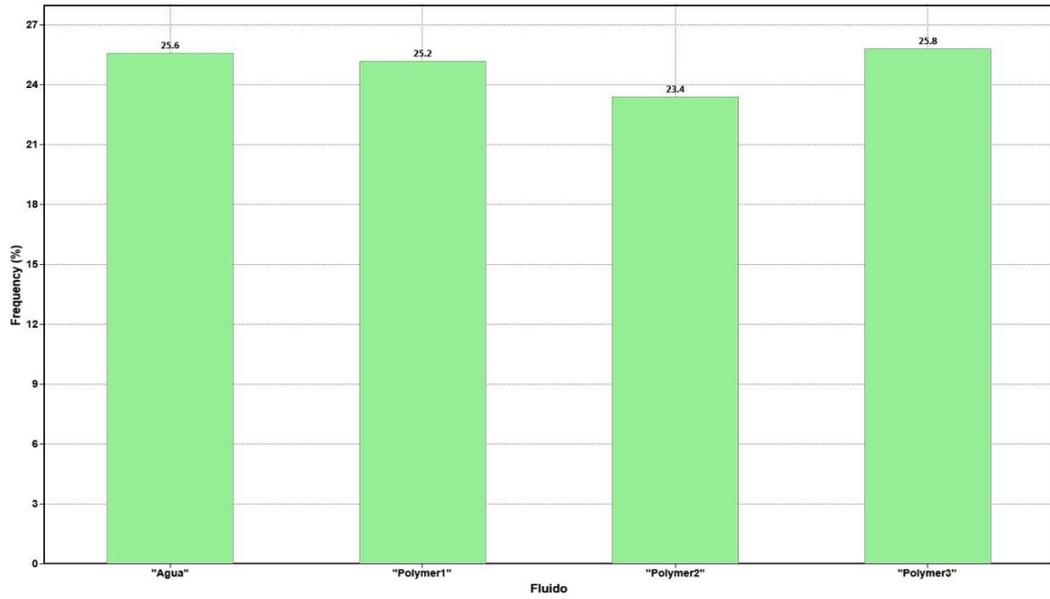


Ilustración 47: Resultados de selección de fluido de inyección

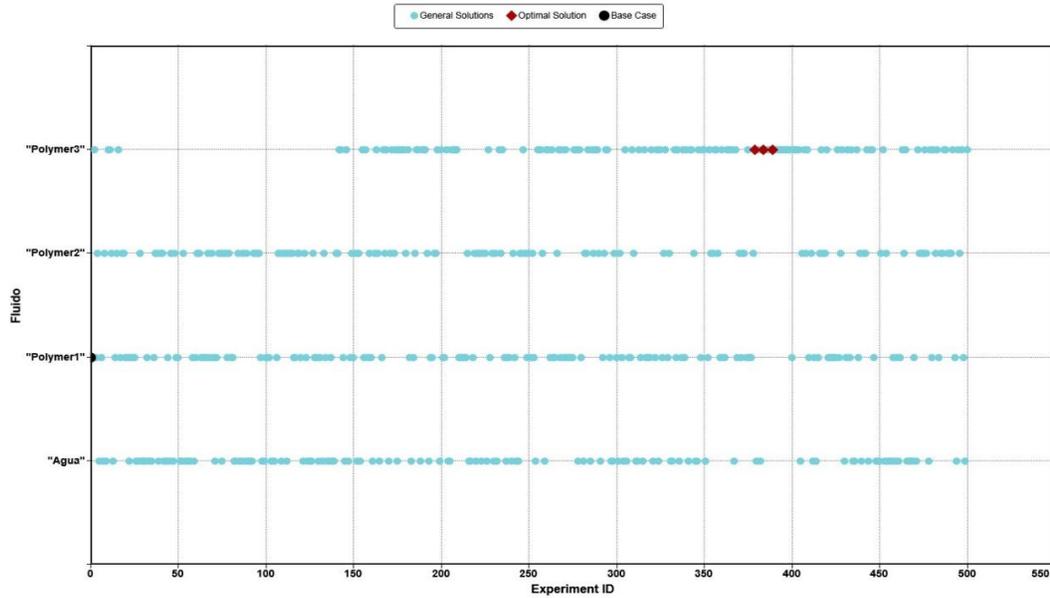


Ilustración 48: Resultados de selección de fluido de inyección - 2

La concentración óptima de polímero a utilizar es de 1000 ppm con un total de 172 experimentos que corresponden al 34.4% del total. Si bien es cierto que una mayor concentración me genera una mayor viscosidad y por ello, los efectos de degradación se harán menos evidentes, el hecho de tener una concentración demasiado elevada me implicara mayores costos de inyección.

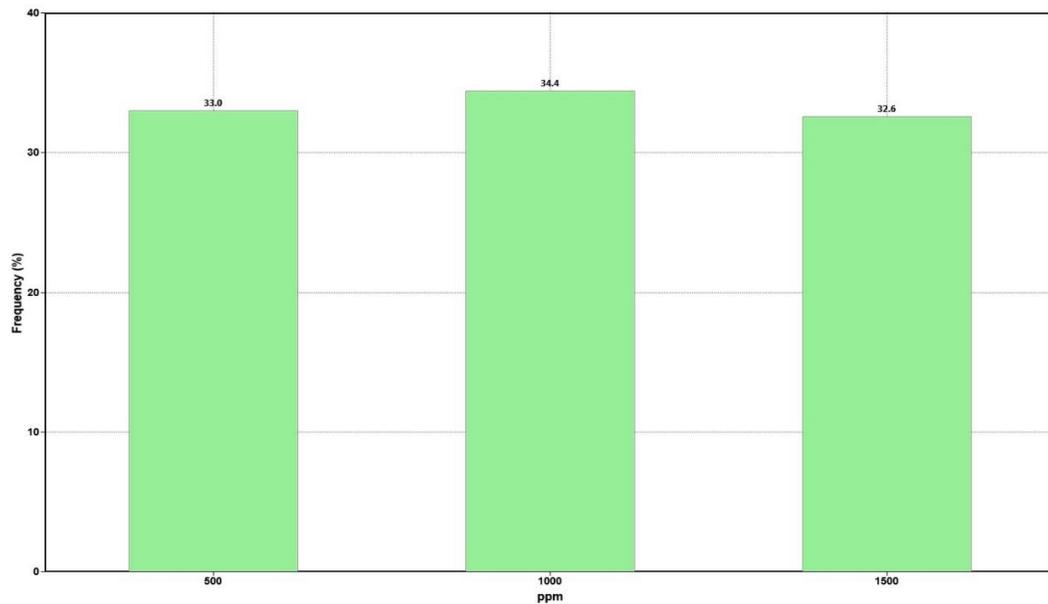


Ilustración 49: Resultados de concentración óptima de polímero de inyección

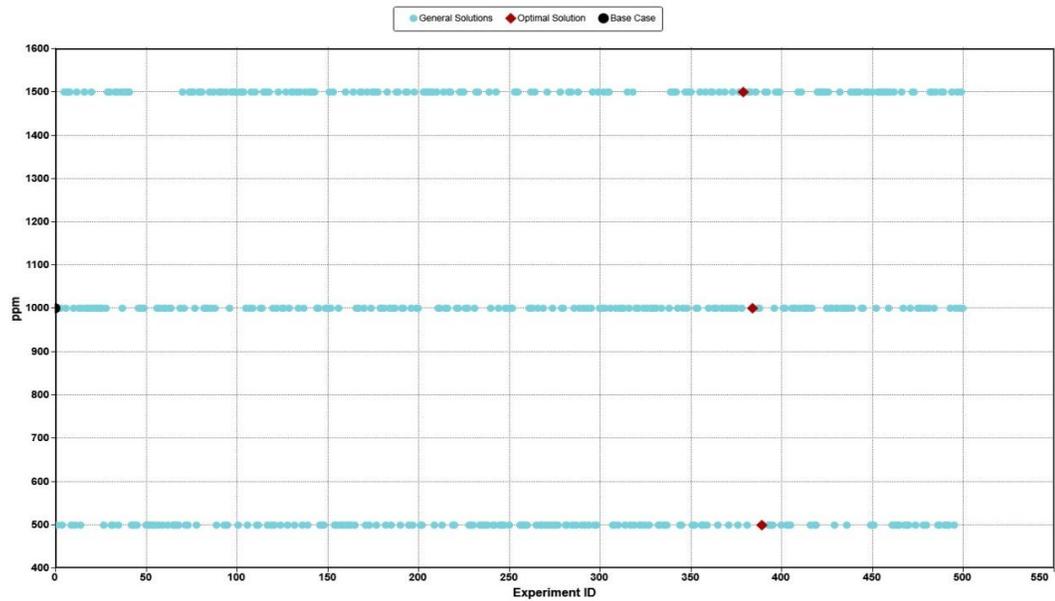


Ilustración 50: Resultados de concentración óptima de polímero de inyección – 2

La tasa de inyección óptima para este modelo es de 5000 bbl/d con un total de 114 experimentos correspondientes al 22.8% del total. Esto puede tener explicación en el hecho de que el campo manejado presenta un gran tamaño. Sin embargo, hay que tener en cuenta que, con una mayor tasa de inyección, también tendremos un mayor corte de agua asociado y en su defecto mayores costos de tratamiento.

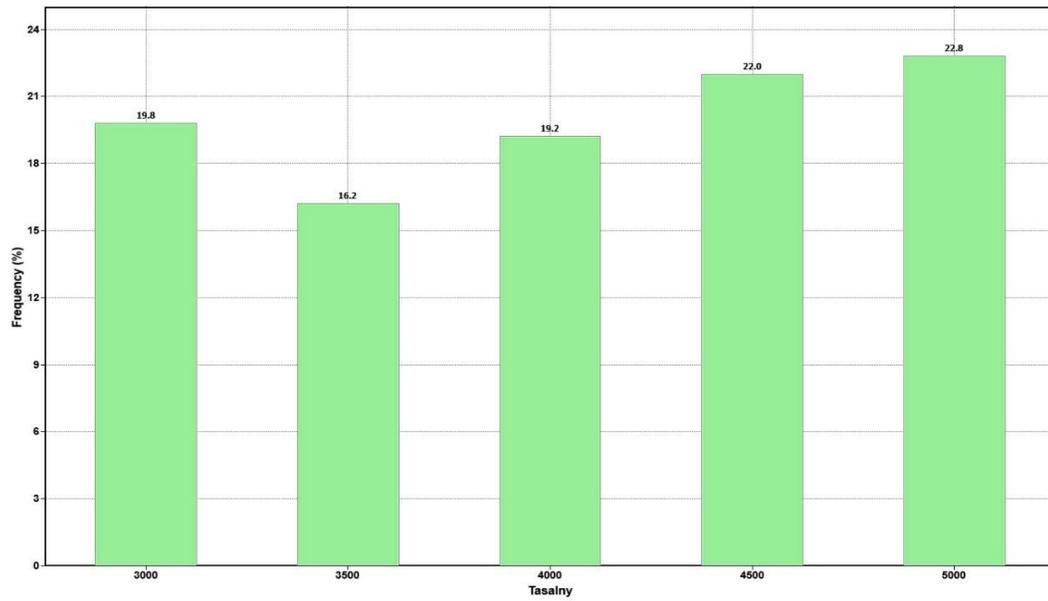


Ilustración 51: Resultados de tasa de inyección

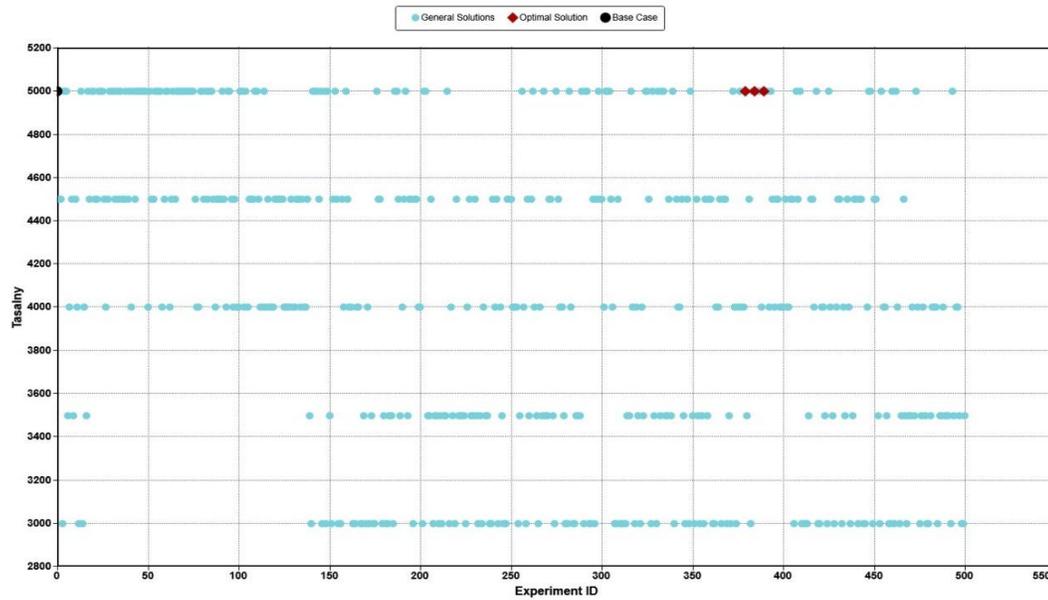


Ilustración 52: Resultados de tasa de inyección - 2

La presión de fondo de pozo óptima es de 800 psi con un total de 92 experimentos que corresponden al 18.2% del total. Este factor es muy importante ya que con una presión de fondo demasiado baja podemos tener baja inyección y con una demasiado alta la formación se puede fracturar. Sin embargo, con una presión de 800 psi no se generará ninguno de los 2 casos mencionados anteriormente.

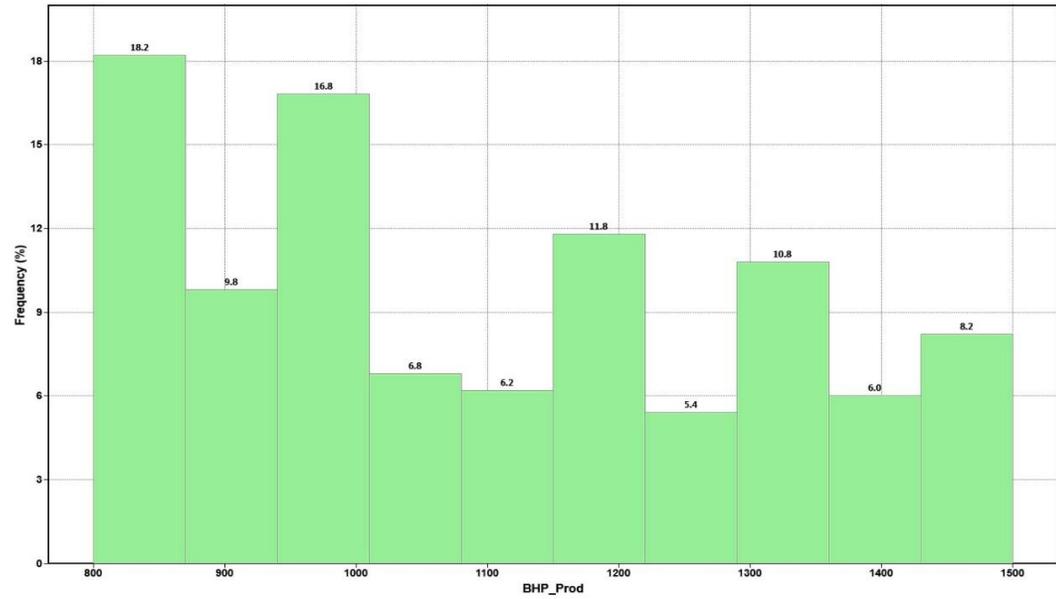


Ilustración 53: Resultados de presión de fondo de pozo

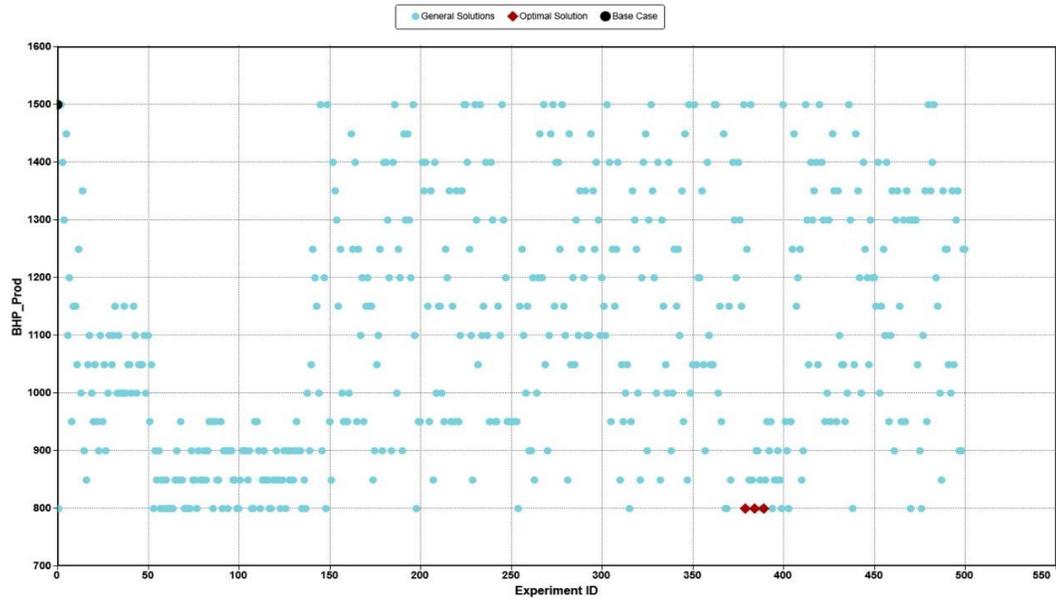


Ilustración 54: Resultados de presión de fondo de pozo - 2

Teniendo en cuenta los resultados anteriores, se tiene que la estrategia óptima para este caso de inyección es la siguiente:

Parámetro	Valor
Polímero a inyectar	Polímero 3
Concentración a Inyectar	1500 ppm
BHP	800 psi
Tasa de inyección	5000 bbl/d
Aceite incremental (Polímero 3 vs Inyección de agua)	6.85 MMbbl
VPN (Polímero 3 vs Inyección de agua)	175.22 MMUSD

Ilustración 55: Modelo óptimo de inyección

Observamos que el aumento en la producción acumulada de aceite con este modelo inyección fue de 6.85 MMbbl que se ven reflejados en un aumento de 175.22 MMUSD en el Valor Presente Neto.

7.2. Resultados Generales

A lo largo del proyecto, se manejaron 3 casos para poder llevar a cabo un análisis comparativo entre ellos:

- Inyección de agua (Caso base)
- Inyección de polímeros sin optimizar (Caso 1)
- Inyección de polímeros optimizada (Caso 2)

Lo primero a observar es que el Caso 2 es el que presenta una mayor producción acumulada de crudo con aproximadamente 62 MMbbls. (Ver Ilustración 58)

Así mismo, observamos que el mayor factor de recobro se obtiene con el Caso 2 presentando un valor aproximado de 42.5%. El aumento del factor de recobro respecto al Caso 1 no es tan significativo, pero respecto al Caso base que tan solo presenta un 37%, si lo es. Esto se debe principalmente al hecho de que se lleva a cabo un mejor barrido de la zona como se puede observar en el siguiente mapa de saturación de crudo. (Ver ilustración 57)

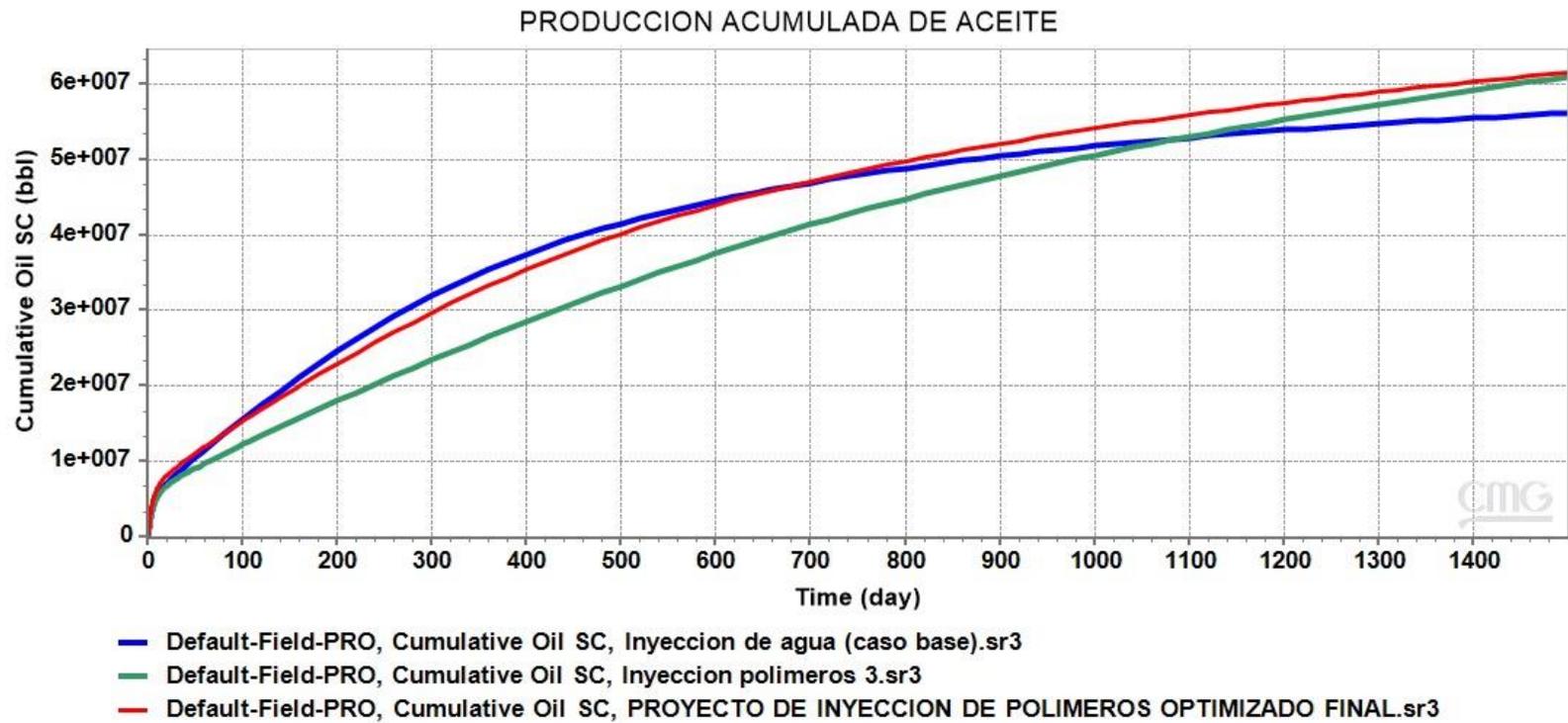


Ilustración 56: Resultados producción acumulada de aceite

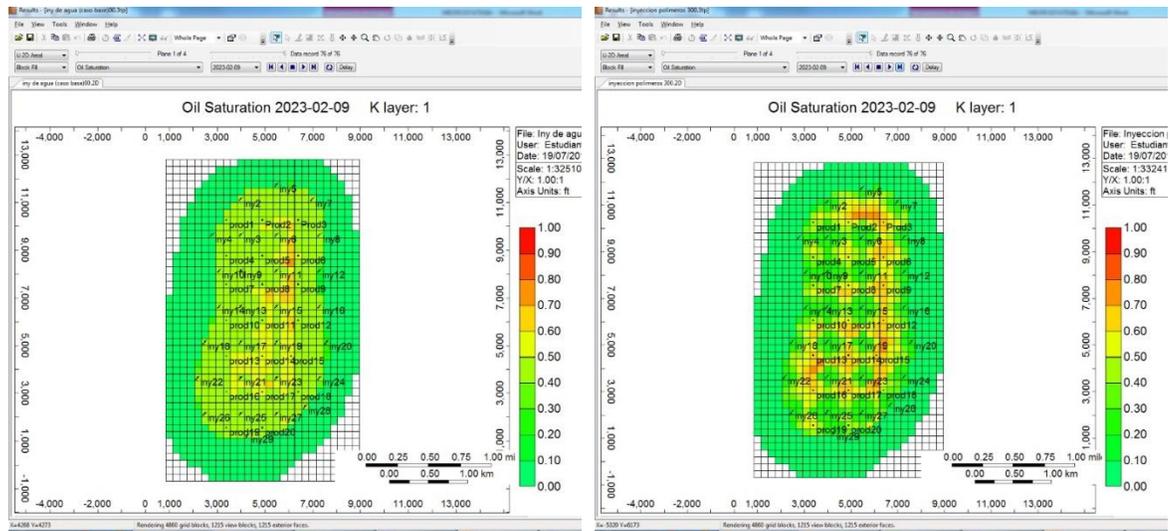


Ilustración 57: Saturación de crudo Inyección de agua vs Inyección de polímeros

Respecto al corte de agua vemos que disminuye en los Casos 1 y 2 (75% y 88% respectivamente) respecto al Caso base (95%). Esto se debe al hecho de que para lograr recuperar la misma cantidad de aceite teniendo inyección de agua respecto a inyección de polímeros, se requiere una mayor cantidad de agua en el primer caso de inyección, por lo cual el corte de agua va a ser mayor y los costos asociados al tratamiento de la misma serán más elevados. El Caso 2 (88%) presenta un mayor corte de agua ya que en el Caso 1 (75%) solo se inyectaban alrededor de 2000 bbl/d en cada pozo, mientras que en el Caso 2 como observamos con anterioridad se inyectan alrededor de 5000 bbl/d en cada pozo. (Ver ilustración 59)

Teniendo en cuenta lo anterior, vemos que la producción acumulada de agua presenta el mismo comportamiento (Ver ilustración 60).

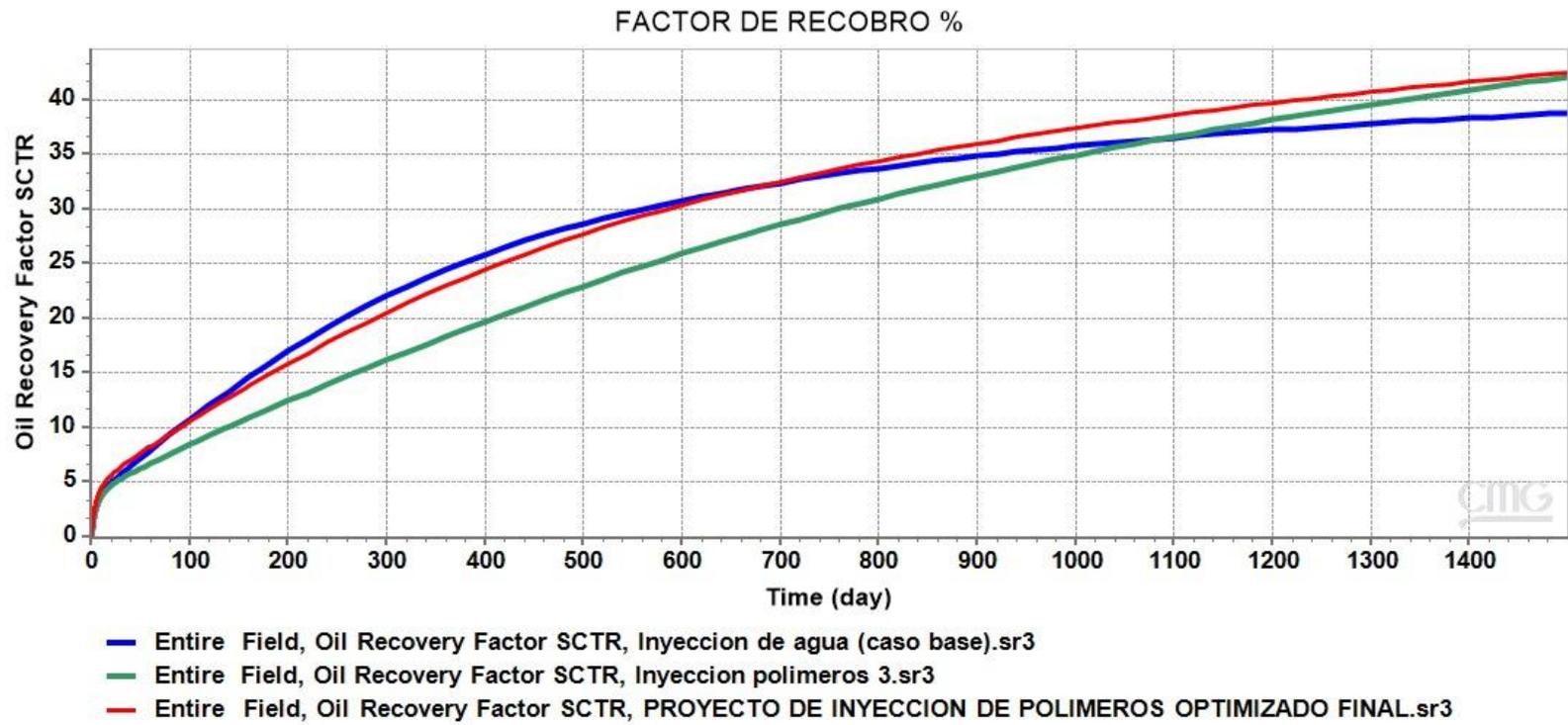


Ilustración 58: Resultados del factor de recobro

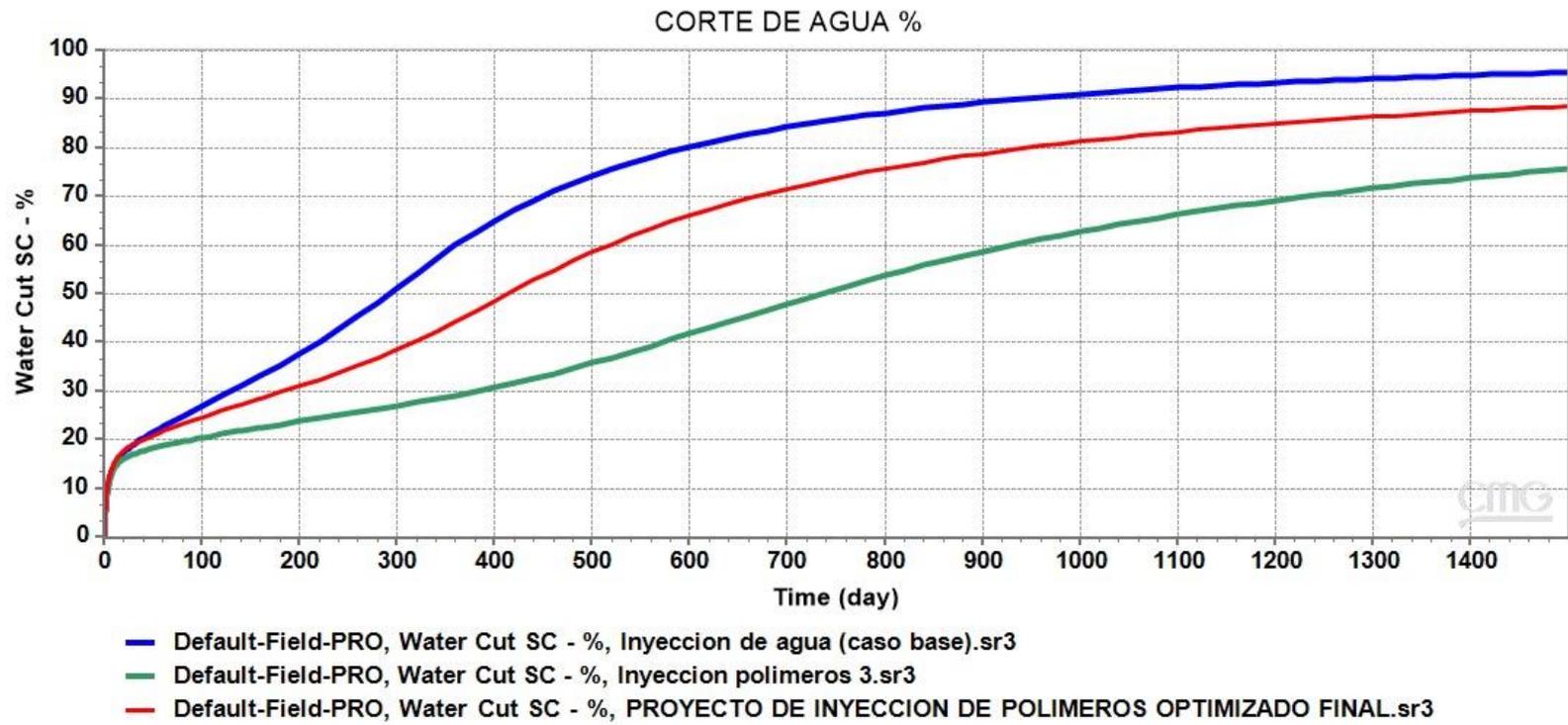


Ilustración 59: Resultados del corte de agua

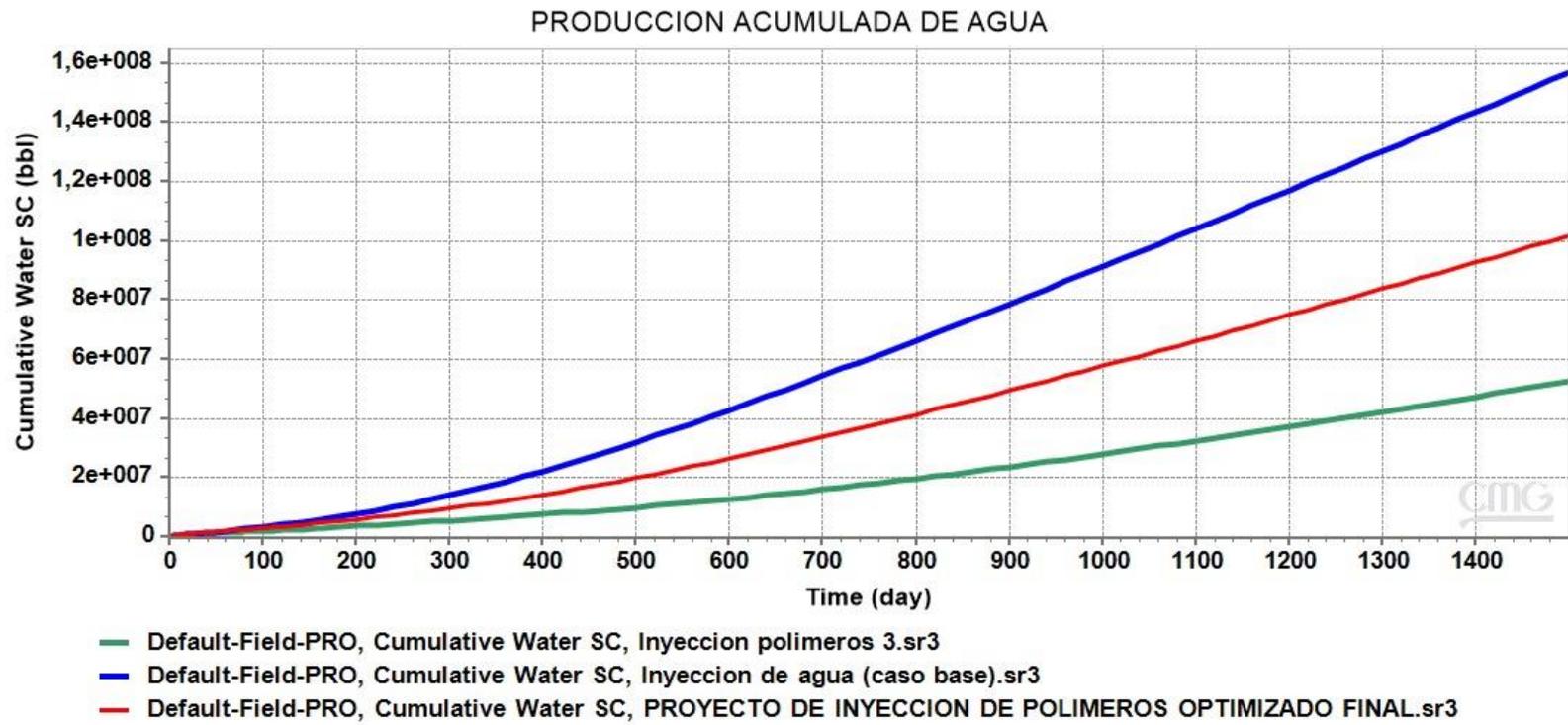


Ilustración 60: Resultados de la producción acumulada de agua

8. CONCLUSIONES

- Para la evaluación de un proyecto de recobro es importante tener en cuenta tanto la parte técnica como la parte económica a través del uso de las diferentes herramientas tecnológicas.
- IMEX, GEM y STARS presentan la capacidad de simular el proceso de inyección de polímeros. Sin embargo, el que mejor se ajusta a las necesidades de la realidad y que presenta mayor facilidad es el STARS.
- Los polímeros son especialmente sensibles a propiedades del yacimiento como la temperatura, salinidad y la permeabilidad.
- Los polímeros no presentan especial sensibilidad en lo que respecta las propiedades del fluido de yacimiento.
- El polímero 3 fue el seleccionado como fluido de inyección ya que es el que genera un mejor desplazamiento de petróleo a menor costo.
- Un proyecto de este tipo no se evalúa solo teniendo en cuenta el factor de recobro, también es importante mirar otros aspectos como en este caso la producción de agua que influye directamente en la economía del proyecto. Lo ideal sería tener un incremento significativo en el factor de recobro y una disminución en la producción de agua.
- Mediante la optimización se logró encontrar una estrategia optima, en la que se observa una producción incremental de petróleo de 6,85 MMbbl y 175.22 MMUSD adicionales con respecto a la estrategia de inyección de agua.

9. RECOMENDACIONES

- Se recomienda para futuros proyectos llevar a cabo el mismo análisis realizado, pero utilizando el simulador GEM para poder llevar a cabo un análisis comparativo entre estos simuladores que cumplen las mismas funciones en el proceso de inyección de polímeros.
- Siempre a la hora de manejar la plataforma CMG, se debe tener especial cuidado con la concentración de sales y con los efectos de adsorción ya que presenta alta sensibilidad a dichos efectos.
- Tener especial cuidado en el manejo de unidades, pues los datos que se cargan al programa, vienen de pruebas de laboratorio, por lo que se hace necesario un proceso de escalamiento previo a unidades de campo, todo esto de acuerdo a literatura técnica especializada, para que los resultados obtenidos, sean significativos.

10. BIBLIOGRAFIA

- COMPUTER MODELLING GROUP LTD. SIMULACION DE INYECCION DE QUIMICOS UTILIZANDO STARS. [DIGITAL]. COLOMBIA: EDICION 2006
- COMPUTER MODELLING GROUP LTD. BUILDER USER GUIDE. [DIGITAL]. CANADA: EDICION 2017
- COMPUTER MODELLING GROUP LTD. CMOST USER GUIDE. [DIGITAL]. CANADA: EDICION 2017
- DELGADILLO-AYA, C. L., TRUJILLO-PORTILLO, M. L., PALMA-BUSTAMANTE, J. M., NIZ-VELÁSQUEZ, E., RODRIGUEZ, C. L., & LEON-MARTINEZ, N. E. SOFTWARE TOOL FOR THE STUDY, ANALYSIS AND EVALUATION OF ENHANCED OIL RECOVERY PROCESSES. IN SPE ENERGY RESOURCES CONFERENCE. SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS. [DIGITAL]. JUNIO, 2014
- LAILA DAO SALEH, SPE, MINGZHEN WEI, SPE, AND BAOJUN BAI, SPE, MISSOURI UNIVERSITY OF SCIENCE AND TECHNOLOGY. DATA ANALYSIS AND UPDATED SCREENING CRITERIA FOR POLYMER FLOODING BASED ON OILFIELD DATA. [DIGITAL]. FEBRERO, 2014
- LOPEZ CARRASQUERO, FRANCISO. FUNDAMENTOS DE POLIMEROS. [FISICO]. VENEZUELA: EDICION 2005
- LAMAS OLIVIERA, LUIS FERNANDO. INFLUENCE OF POLYMER PROPERTIES ON SELECTION OF PRODUCTION STRATEGY FOR HEAVY OIL FIELDS. [DIGITAL]. 2017
- MOLANO, A. M. J., NAVARRO, S. F. M., & DÍAZ, R. J. METODOLOGÍA PARA EL DISEÑO DE BACHES EN UN PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS PARA RECOBRO MEJORADO, CONSIDERANDO FENÓMENOS DE INTERACCIÓN ROCA/FLUIDOS. FUENTES: EL REVENTÓN ENERGÉTICO. [DIGITAL]. 2014

- SEPULVEDA GAONA, JAIRO ANTONIO; ESCOBAR MACUALO, FREDDY HUMBERO. SIMULACION DE YACIMIENTOS: PRINCIPIOS, CONCEPTOS Y CONSTRUCCION DE MALLAS. [FISICO]. COLOMBIA: EDICION 2005

- SANTHOSH K VEERABHADRAPPA, SPE, TOLKYNAY S. URBISSINOVA, SPE, JAPAN J TRIVEDI, SPE, ERGUN KURU, SPE, UNIVERSITY OF ALBERTA. POLYMER SCREENING CRITERIA FOR EOR APPLICATION - A RHEOLOGICAL CHARACTERIZATION APPROACH. [DIGITAL]. MAYO, 2011

- SLUMBERGER. COPOLÍMERO DE ACRILATO-ACRILAMIDA [EN LINEA]. OILFIELD GLOSSARY. [CONSULTADO: 19 DE JULIO DE 2019]. DISPONIBLES EN INTERNET: [HTTPS://WWW.GLOSSARY.OILFIELD.SLB.COM/ES/TERMS/A/ACRYLAMIDE-ACRYLATE_POLYMER.ASPX](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/a/acrylamide-acrylate-polymer.aspx)

- SLUMBERGER. PRESIÓN DE FONDO DE POZO [EN LINEA]. OILFIELD GLOSSARY. [CONSULTADO: 19 DE JULIO DE 2019]. DISPONIBLES EN INTERNET: [HTTPS://WWW.GLOSSARY.OILFIELD.SLB.COM/ES/TERMS/B/BOTTOM_HOLE_PRESSURE.ASPX](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/b/bottom-hole-pressure.aspx)

- SLUMBERGER. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS [EN LINEA]. OILFIELD GLOSSARY. [CONSULTADO: 19 DE JULIO DE 2019]. DISPONIBLES EN INTERNET: [HTTPS://WWW.GLOSSARY.OILFIELD.SLB.COM/ES/TERMS/R/RESERVOIR_SIMULATION.ASPX](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/r/reservoir-simulation.aspx)

- SLUMBERGER. EFICIENCIA DEL BARRIDO DEL ÁREA [EN LINEA]. OILFIELD GLOSSARY. [CONSULTADO: 19 DE JULIO DE 2019]. DISPONIBLES EN INTERNET: [HTTPS://WWW.GLOSSARY.OILFIELD.SLB.COM/ES/TERMS/A/AREAL_SWEEP_EFFICIENCY.ASPX](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/a/areal-sweep-efficiency.aspx)

- SLUMBERGER. RELACIÓN DE MOVILIDAD [EN LINEA]. OILFIELD GLOSSARY. [CONSULTADO: 19 DE JULIO DE 2019]. DISPONIBLES EN INTERNET: [HTTPS://WWW.GLOSSARY.OILFIELD.SLB.COM/ES/TERMS/M/MOBILITY_RATIO.ASPX](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/m/mobility-ratio.aspx)

- SLUMBERGER. POLISACÁRIDO [EN LINEA]. OILFIELD GLOSSARY. [CONSULTADO: 19 DE JULIO DE 2019]. DISPONIBLES EN INTERNET: [HTTPS://WWW.GLOSSARY.OILFIELD.SLB.COM/ES/TERMS/P/POLYSACCHARIDE.ASPX](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/p/polysaccharide.aspx)

11. ANEXOS

11.1. Anexo 1: Formula para determinar la composición del fluido de inyección en CMOST

```
IF(Fluido=="Agua", " 0.999996616 3.384e-006 0.0 0.0 0.0 0.0",  
IF(Fluido=="Polymer1", IF(ppm==500, "0.99999887 0.0 0.0 1.1268E-06 0.0 0.0",  
IF(ppm==1000, " 0.9999977453 0.0 0.0 2.25475E-06 0.0 0.0", " 0.999996616 0.0  
0.0 3.384e-006 0.0 0.0")), IF(Fluido=="Polymer2", IF(ppm==500, "0.99999887 0.0  
1.1268E-06 0.0 0.0 0.0", IF(ppm==1000, " 0.9999977453 0.0 2.25475E-06 0.0 0.0  
0.0", " 0.999996616 0.0 3.384e-006 0.0 0.0 0.0")), IF(ppm=500, " 0.99999887  
1.1268E-06 0.0 0.0 0.0 0.0", IF(ppm==1000, " 0.9999977453 2.25475E-06 0.0 0.0  
0.0 0.0", " 0.999996616 3.384e-006 0.0 0.0 0.0 0.0"))))
```