

**SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE  
SURFACTANTES EN YACIMIENTOS DELGADOS DE CRUDO PESADO**

**ERIKA XIMENA PRECIADO NORE  
JUAN MIGUEL ESPINOSA CLAVIJO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

**SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE  
SURFACTANTES EN YACIMIENTOS DELGADOS DE CRUDO PESADO**

**ERIKA XIMENA PRECIADO NORE  
JUAN MIGUEL ESPINOSA CLAVIJO**

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

**DIRECTOR  
CÉSAR AUGUSTO PINEDA GÓMEZ  
Ingeniero de Petróleos, MSc**

**CO – DIRECTOR  
LUIS ROBERTO OLIVEROS GÓMEZ  
Ingeniero de Petróleos, MSc**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	17
1. BASES TEÓRICAS DE LA INYECCIÓN DE SURFACTANTES EN YACIMIENTOS DELGADOS DE CRUDO PESADO.....	19
1.1 CRUDOS PESADOS.....	19
1.1.1 Características del crudo pesado.....	20
1.1.2 Métodos de recuperación mejorada.....	22
1.1.3 Factor de recuperación de crudo pesado.....	24
1.1.4 Tecnologías para la recuperación de crudos pesados.....	26
1.1.5 Potencial Internacional.....	29
1.1.6 Potencial en Colombia.....	33
1.2 YACIMIENTOS DE ESPESORES DELGADOS O CAPAS DELGADAS.....	37
1.2.1 Descripción Física.....	37
1.2.2 Estrategias de Recuperación.....	41
1.3 POZOS HORIZONTALES.....	45
1.3.1 Aplicación de los pozos horizontales.....	45
1.3.2 Clasificación de los pozos horizontales.....	47
1.3.3 Ventaja de los pozos horizontales.....	47
1.3.4 Desventaja de los pozos horizontales.....	48
1.4 SURFACTANTES.....	48
1.4.1 Propiedades de los surfactantes.....	52
1.4.2 Clasificación del surfactante.....	54
1.4.3 Tensión Interfacial.....	57
1.4.4 Medida de la tensión interfacial.....	58
1.4.5 Interacción del surfactante.....	59

1.5 INYECCIÓN DE SURFACTANTES COMO ESTRATEGIA DE RECOBRO EN CRUDOS PESADOS .....	60
1.5.1 Generalidades de la inyección de surfactantes .....	61
1.5.2 Surfactantes empleados para inyección.....	63
1.5.3 Mecanismos de desplazamiento del aceite por inyección de surfactantes ...	64
1.5.4 Efectos de los surfactantes .....	72
1.5.5 Factores que afectan la inyección.....	80
1.5.6 Problemas comunes en la inyección de surfactantes.....	84
1.6 ESTUDIO DE CASOS .....	85
2. SIMULACIÓN DE PROCESOS DE RECOBRO MEJORADO .....	90
2.1 TIPOS DE SIMULADORES DE YACIMIENTOS.....	91
2.2 SIMULADOR NUMÉRICO STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator).....	94
3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN .....	97
3.1 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN .....	98
3.1.1 Selección del software .....	98
3.1.2 Dimensiones del modelo.....	99
3.1.3 Selección de los datos de simulación .....	102
3.1.4 Propiedades del medio poroso .....	102
3.1.5 Propiedades de los fluidos .....	103
3.1.6 Propiedades de flujo .....	104
3.1.7 Condiciones operacionales de los pozos .....	105
3.1.8 Comportamiento y análisis de resultados del modelo base.....	110
3.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE VARIABLES EN EL PROCESO DE INYECCIÓN DE SURFACTANTES .....	111
3.2.1 Análisis de sensibilidad para el inicio del proceso de inyección del surfactante.....	113

3.2.2 Configuración inicial del modelo.....	115
3.2.3 Análisis del efecto de la permeabilidad en la inyección de surfactantes.....	121
3.2.4 Análisis del efecto del espesor de la arena productora en la inyección de surfactantes .....	128
3.2.5 Análisis del efecto de la heterogeneidad del yacimiento .....	130
3.2.6 Sensibilidad de la concentración del surfactante, Cs. ....	134
3.2.7 Sensibilidad de la viscosidad del crudo.....	137
3.2.8 Selección de criterios y modelo óptimo para la inyección de surfactantes .	141
4. CONCLUSIONES .....	145
5. RECOMENDACIONES.....	146
BIBLIOGRAFIA.....	147
ANEXO .....	155

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Densidad y viscosidad de líquidos. ....	21
<b>Figura 2.</b> Etapas de recuperación de petróleo.....	24
<b>Figura 3.</b> Porcentajes de recuperación de petróleo. ....	26
<b>Figura 4.</b> Comparativo del consumo mundial de energía. ....	30
<b>Figura 5.</b> Reservas probadas de petróleo. ....	31
<b>Figura 6.</b> Reservas de gas natural. ....	32
<b>Figura 7.</b> Participación por cuenca. ....	35
<b>Figura 8.</b> Áreas de exploración de crudos pesados.....	36
<b>Figura 9.</b> Zonas productoras delgadas.....	39
<b>Figura 10.</b> Yacimientos estratificados.....	39
<b>Figura 11.</b> Conificación de agua en un pozo vertical. ....	40
<b>Figura 12.</b> Fenómeno de cresting en un pozo horizontal.....	41
<b>Figura 13.</b> Mejoramiento en las técnicas de posicionamiento de pozos. ....	43
<b>Figura 14.</b> Molécula anfifílica. ....	49
<b>Figura 15.</b> Orientación de las moléculas del surfactante .....	50
<b>Figura 16.</b> La micela. ....	50
<b>Figura 17.</b> Asociación del surfactante. ....	54
<b>Figura 18.</b> Clasificación del surfactante.....	55
<b>Figura 19.</b> Tensión interfacial entre dos fases inmiscibles.....	57
<b>Figura 20.</b> Configuración de una gota de aceite(O) atrapada en un poro en presencia de un gradiente de presión producido por un flujo de agua en el medio poroso.....	65
<b>Figura 21.</b> Diagrama Winsor tipo II.....	69
<b>Figura 22.</b> Diagrama Winsor tipo III.....	70

<b>Figura 23.</b> Efecto de la mojabilidad de la roca en el desplazamiento del aceite. .....	71
<b>Figura 24.</b> Tipo de solubilidad del surfactante. ....	77
<b>Figura 25.</b> Ubicación del campo Bothamsall (Inglaterra). ....	86
<b>Figura 26.</b> Ubicación del campo Borregos (Estados Unidos). ....	87
<b>Figura 27.</b> Ubicación del campo North Burbank, Tract 97 (Estados Unidos). ..	88
<b>Figura 28.</b> Proceso en una simulación de yacimientos.....	94
<b>Figura 29.</b> Enmallado de simulación. Vista 3D. ....	100
<b>Figura 30.</b> Enmallado de simulación. Vista Lateral. ....	101
<b>Figura 31.</b> Enmallado de simulación. Vista superior. ....	101
<b>Figura 32.</b> Factor Volumétrico de formación del aceite. ....	104
<b>Figura 33.</b> Curva de permeabilidad relativa agua- aceite. ....	105
<b>Figura 34.</b> Comparación del factor de recobro a diferentes tasas de producción. .....	106
<b>Figura 35.</b> Comparación del comportamiento de la presión promedio de yacimiento a diferentes tasas de producción. ....	107
<b>Figura 36.</b> Comparación del comportamiento del factor de recobro a diferentes presiones de fondo. ....	108
<b>Figura 37.</b> Comparación del comportamiento de la presión promedio del yacimiento a diferentes presiones de fondo. ....	109
<b>Figura 38.</b> Factor de recobro y presión promedio del modelo base durante producción primaria. ....	111
<b>Figura 39.</b> Parámetros que fueron estudiados mediante análisis de sensibilidad.....	112
<b>Figura 40.</b> Factor de recobro para diferentes años de inicio de la inyección de surfactante.....	113
<b>Figura 41.</b> Presión de yacimiento para diferentes años de inicio de la inyección de surfactante.....	114

<b>Figura 42.</b> Corte de agua para diferentes años de inicio de la inyección de surfactante.....	115
<b>Figura 43.</b> Parámetros de la configuración dimensional de los pozos. ....	116
<b>Figura 44.</b> Factor de recobro para diferentes longitudes del pozo horizontal. ....	116
<b>Figura 45.</b> Corte de agua para diferentes longitudes del pozo horizontal. ....	117
<b>Figura 46.</b> Factor de recobro para diferentes distancias del tope de la formación al pozo horizontal. ....	118
<b>Figura 47.</b> Corte de agua para diferentes distancias del tope de la formación al pozo horizontal. ....	119
<b>Figura 48.</b> Factor de recobro para diferentes distancias entre los pozos.....	120
<b>Figura 49.</b> Vista lateral de la configuración inicial.....	121
<b>Figura 50.</b> Factor de recobro para diferentes valores de permeabilidad vertical. ....	122
<b>Figura 51.</b> Factor de recobro para diferentes valores de permeabilidad horizontal. ....	124
<b>Figura 52.</b> Presión promedio de yacimiento para diferentes valores de permeabilidad horizontal.....	125
<b>Figura 53.</b> Factor de recobro con relación de permeabilidad constante. ....	127
<b>Figura 54.</b> Factor de recobro para diferentes valores de espesor de la arena productora. ....	128
<b>Figura 55.</b> Corte de agua para diferentes valores de espesor de la arena productora. ....	129
<b>Figura 56.</b> Vista lateral del Modelo heterogéneo – Permeabilidad.....	131
<b>Figura 57.</b> Factor de recobro para modelo homogéneo y heterogéneo. ....	132
<b>Figura 58.</b> Corte de agua para modelo homogéneo y heterogéneo. ....	133
<b>Figura 59.</b> Factor de recobro para diferentes concentraciones de surfactante, $C_s$ .....	135

<b>Figura 60.</b> Acercamiento del Factor de recobro para diferentes concentraciones de surfactante, Cs.....	135
<b>Figura 61.</b> Presión promedio de yacimiento para diferentes concentraciones de surfactante, Cs. ....	136
<b>Figura 62.</b> Corte de agua para diferentes concentraciones de surfactante, Cs. ....	136
<b>Figura 63.</b> Factor de recobro para diferentes valores de viscosidad del petróleo. ....	138
<b>Figura 64.</b> Presión promedio para diferentes valores de viscosidad del petróleo. ....	139
<b>Figura 65.</b> Corte de agua para diferentes valores de viscosidad del petróleo. ....	140
<b>Figura 66.</b> Factor de recobro comparativo caso base con producción primaria y con inyección de surfactante. ....	143

## LISTA DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Potencial de recursos de crudo pesado en el hemisferio occidental. .	33
<b>Tabla 2.</b> Potencial de recursos de crudo pesado a nivel mundial. ....	33
<b>Tabla 3.</b> Inyección de surfactantes, criterios de aplicabilidad. ....	81
<b>Tabla 4.</b> Dimensiones del modelo. ....	102
<b>Tabla 5.</b> Propiedades básicas del medio poroso. ....	103
<b>Tabla 6.</b> Propiedades de los fluidos.....	104
<b>Tabla 7.</b> Condiciones de operación de los pozos. ....	110
<b>Tabla 8.</b> Resultados obtenidos para las diferentes configuraciones dimensionales de los pozos.....	120
<b>Tabla 9.</b> Factor de recobro y corte de agua para diferentes valores de permeabilidad vertical.....	123
<b>Tabla 10.</b> Factor de recobro y corte de agua para diferentes valores de permeabilidad horizontal.....	126
<b>Tabla 11.</b> Factor de recobro y corte de agua para diferentes valores de permeabilidad horizontal y vertical.....	127
<b>Tabla 12.</b> Factor de recobro, corte de agua y RAP para diferentes valores de espesor de la arena productora. ....	130
<b>Tabla 13.</b> Modelo heterogéneo con coeficiente de heterogeneidad igual a 0.23. ....	131
<b>Tabla 14.</b> Factor de recobro, corte de agua y relación agua-petróleo para el modelo homogéneo y heterogéneo. ....	133
<b>Tabla 15.</b> Factor de recobro, Corte de agua y RAP para diferentes concentraciones de surfactante. ....	137
<b>Tabla 16.</b> Factor de recobro, Corte de agua y RAP para diferentes viscosidades del petróleo.....	140
<b>Tabla 17.</b> Criterios de aplicación de inyección de surfactantes.....	141

**Tabla 18.** Propiedades y parámetros operacionales del modelo optimizado para la inyección de surfactantes..... 142

**Tabla 19.** Factor de recobro incremental para el modelo optimizado de inyección de surfactantes. .... 143

## RESUMEN

**TÍTULO:** SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE SURFACTANTES EN YACIMIENTOS DELGADOS DE CRUDO PESADO\*

**AUTORES:** ERIKA XIMENA PRECIADO NORE  
JUAN MIGUEL ESPINOSA CLAVIJO\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Surfactante, crudo pesado, tensión interfacial, capas delgadas, simulación numérica.

### DESCRIPCIÓN:

La explotación de crudo pesado, debido a sus características, normalmente implica la implementación de diferentes métodos de recobro que han ido evolucionando por causa de los problemas que presentan en su extracción, producción y transporte. Mecanismos químicos, como la inyección de surfactantes y polímeros en el yacimiento, nacieron para dar solución a diversas complicaciones encontradas en los crudos de difícil extracción y permitir el aumento de su producción.

La técnica de inyección de surfactantes consiste en inyectar al yacimiento, generalmente en yacimientos que han sido sujetos a una producción secundaria como la inyección de agua, primeramente un preflujó de agua, para reducir la cantidad de sales de la formación que pueden afectar las propiedades del aditivo, seguido de la concentración de surfactante, que es formulada dependiendo de las características del fluido. Su objetivo consiste en modificar, por medio de la disminución de la tensión interfacial, las fuerzas capilares y viscosas así como mejorar la movilidad entre las fases, a fin de obtener una reducción de la saturación residual de petróleo.

El presente trabajo muestra un estudio del proceso de inyección de surfactantes en yacimientos delgados de crudo pesado haciendo uso la simulación numérica, con el fin de identificar los principales parámetros que inciden en el comportamiento del proceso y posteriormente determinar las características óptimas que serán factibles en la implementación de este método.

Un modelo base de simulación numérica se construyó por medio de análisis de sensibilidad de las configuraciones de los pozos, parámetros y propiedades del yacimiento, para determinar las condiciones adecuadas del modelo.

Una vez analizado el modelo base, se realizaron los análisis de sensibilidad de los parámetros involucrados en la técnica de inyección de surfactantes, con el fin de obtener los criterios óptimos de aplicación del método para yacimientos delgados de crudo pesado.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Director: César Augusto Pineda Gómez. Co-Director: Luis Roberto Oliveros Gómez.

## ABSTRACT

**TITLE:** NUMERICAL SIMULATION OF THE PROCESS OF SURFACTANT INJECTION IN THIN HEAVY OIL RESERVOIRS\*

**AUTHORS:** ERIKA XIMENA PRECIADO NORE  
JUAN MIGUEL ESPINOSA CLAVIJO\*\*

**KEYWORDS:** Surfactant, heavy oil, interfacial tension, thin layers, numerical simulation.

### DESCRIPTION:

The exploitation of heavy oil, due to its characteristics, usually involves the implementation of different recovery methods that have evolved because of the problems presented in its extraction, production and transportation. Chemical mechanisms, such as injection of surfactants and polymers in the reservoir, have been developed to solve diverse complications found in the difficult extraction of oil, allowing increased production.

The surfactant injection technique consists of injecting into the reservoir, usually in fields that have been subjected to a secondary production as the water injection, first, a water pre-flow to reduce the amount of formation salt that can affect the properties of the additive, followed by a concentration of surfactant that is formulated depending on the fluid characteristics. Its aim is to modify, through lowering the interfacial tension, capillary and viscous forces and improve mobility between the phases in order to obtain a reduction of the residual oil saturation.

This work presents a study of a surfactant injection process in thin and heavy oil reservoirs using numerical simulation, in order to identify the main parameters that affect the behavior of the process and then determine the optimum characteristics that are feasible in the implementation of this method.

A basic numerical simulation model was built by sensitivity analysis of settings of wells, reservoir parameters and its properties to determine the appropriate conditions of the model.

Once the base model was analyzed, the sensitivity analysis of the parameters involved in the surfactant injection technique were made, in order to obtain the optimal applying criteria of the method for thin and heavy oil reservoirs.

---

\* Degree Work

\*\* Physicochemical Faculty of Engineering. School of Petroleum Engineering.

Director: M.Sc. César Augusto Pineda Gómez. Co-Director: M.Sc. Luis Roberto Oliveros Gómez.

## INTRODUCCIÓN

Inicialmente el desplazamiento del petróleo implica el empuje proveniente de la energía natural del yacimiento, pero a medida que decrece su período de vida útil, es necesaria la implementación de ciertos procesos de recobro mejorado para estimular y aumentar el rendimiento del mismo.

En el caso de los crudos pesados, que posee características propias, como la alta viscosidad y alta densidad (baja gravedad API), hacen que sea mayor la resistencia al pasar por un medio poroso por lo que se espera un menor porcentaje de recobro. Es por ello, que para su recuperación se han aplicado diversas técnicas que han contribuido a la mejora de su producción aunque siguen aportando un factor de recobro bajo.

La mayoría de los mecanismos de recobro tienen como objetivo el control de la movilidad del crudo, puesto que se vincula con la capacidad de desplazamiento que puede poseer cualquier fluido inyectado en el yacimiento. La inyección de agua, por ejemplo, es uno de los procesos de recuperación de hidrocarburo más conocidos e implementados a nivel mundial, sin embargo, la aplicación de esta técnica en yacimientos de crudo pesado, no es totalmente eficiente en el barrido, puesto que deja una alta saturación de aceite remanente, debido a problemas de inyectividad, digitación viscosa, canalización y dificultades de desplazamiento, por ende, se hace necesario la aplicación de un proceso de recobro terciario capaz de disminuir la saturación de aceite remanente y así, aumentar la producción de estos tipos de crudo.

La iniciativa en este proyecto es contribuir en la búsqueda de incorporar nuevas técnicas que mejoren la producción de los crudos pesados por medio de la inyección de surfactantes que tiene como objetivo, disminuir la tensión interfacial entre el agua y el petróleo, aumentando su miscibilidad con el fin de

mejorar la relación de movilidad entre las fases logrando un aumento en el recobro.

El estudio se lleva a cabo por medio del análisis de propiedades específicas que pueden afectar el proceso de inyección de surfactantes, en un mismo modelo configurado de simulación, variándolas con respecto a propiedades constantes típicas en yacimientos de capas delgadas de crudos pesados haciendo uso del software comercial CMG (Computer Modelling Group).

Los resultados obtenidos, mediante análisis de sensibilidad, indicarán las propiedades que representan un mayor efecto, tanto positivo como negativo, en la inyección de surfactantes. En este sentido, el estudio proporcionará un rango de propiedades con posibles condiciones óptimas para realizar el proceso en un campo análogo al modelo usado en la simulación numérica.

# 1. BASES TEÓRICAS DE LA INYECCIÓN DE SURFACTANTES EN YACIMIENTOS DELGADOS DE CRUDO PESADO

## 1.1 CRUDOS PESADOS

El crudo pesado es un crudo viscoso y denso que generalmente representa un reto para su extracción, y que generalmente se dejaba a un lado como recurso energético debido a los costos asociados a su producción, pero que se ha convertido en un recurso irrechazable para la industria energética mundial, ya que se estima que sus reservas triplican las de los crudos convencionales, además del presente agotamiento de los recursos tradicionales y de fácil extracción.

Los crudos pesados se encuentran presentes en muchos yacimientos del mundo y representan una importante fuente potencial para el incremento de reservas para cualquier país. El petróleo pesado, extrapesado y el bitumen conforman aproximadamente un 70% de las reservas de petróleo totales del mundo, que oscilan entre 9 y 13 trillones de barriles<sup>1</sup>, las que en su mayoría todavía están sin aprovechar, en comparación con los crudos convencionales.

A nivel nacional, se estima que de la producción de petróleo, el 45% corresponde a crudos pesados apuntando a que en el 2018, los aceites de alta densidad representen el 60% del total, gracias al desarrollo de pozos actuales y a futuros descubrimientos<sup>2</sup>. Sin embargo, es necesario realizar propuestas innovadoras para garantizar un mayor aprovechamiento de estos recursos para alcanzar las metas planteadas, por esta razón, este proyecto ofrece un avance a nivel investigativo del mecanismo de recuperación de crudo pesado, a través de químicos, para su posible aplicación a yacimientos que cumplan con las características del modelo aquí planteado.

---

<sup>1</sup> ALBOUDWAREI, Hussein et al. La importancia del petróleo pesado. En: Oilfield Review, Schlumberger. 2006.

<sup>2</sup> ENERGÍA, Colombia. Crudos pesados, la gran apuesta del sector. [online]. 2013. Disponible en: [www.colombiaenergia.com](http://www.colombiaenergia.com).

Es definitivo, que para lograr la puesta en producción a gran escala, se deberá incorporar la innovación tecnológica del proceso de producción tanto en upstream como en downstream, a fin de hacer viable económicamente el desarrollo, la recuperación, el transporte y la refinación de estos crudos de alta densidad y viscosidad.

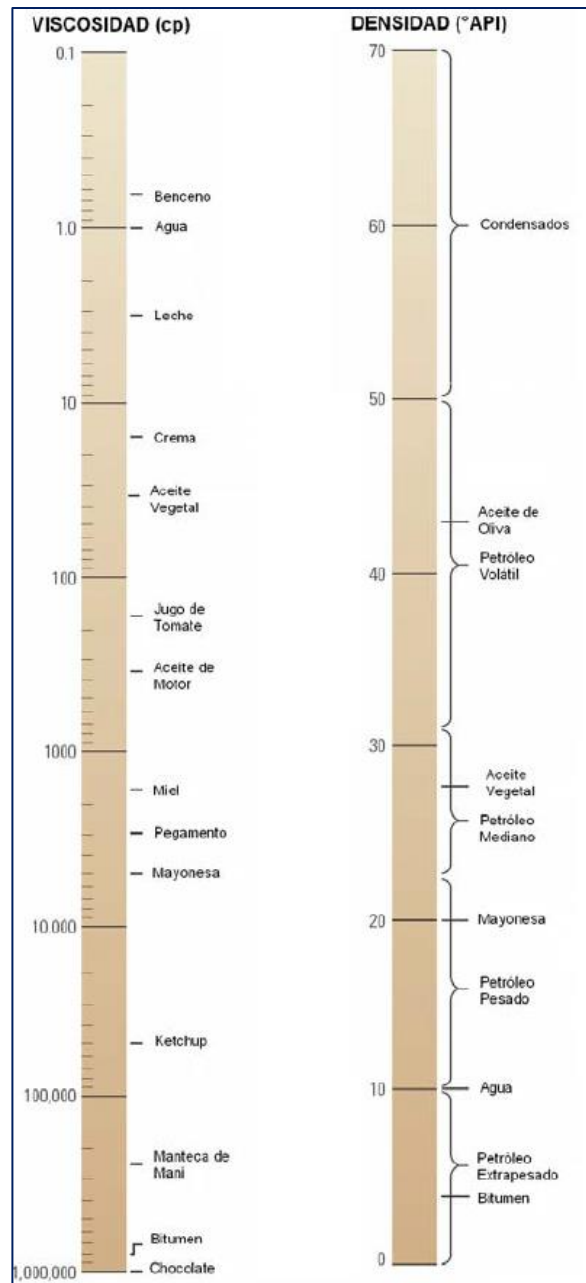
**1.1.1 Características del crudo pesado.** Factores como la porosidad, permeabilidad, presión y mecanismo natural de producción, determinan el comportamiento de un reservorio, mientras que la densidad y la viscosidad del petróleo determinan el perfil de producción para una compañía petrolera. Los crudos densos y viscosos, denominados petróleos pesados, presentan especiales, pero no insuperables, desafíos para una producción rentable.

Propiedades como la viscosidad y la densidad, representan la facilidad con que fluirá el petróleo y el estándar más común usado en los campos de petróleo para categorizar los crudos, respectivamente. Sin embargo, no hay una correlación clara entre estas dos propiedades. La viscosidad varía significativamente con la temperatura, mientras que la densidad varía poco con la temperatura.

La densidad es generalmente definida en términos de la gravedad API (American Petroleum Institute), que se relaciona con la gravedad específica. La gravedad API es la medida del peso del petróleo con relación al peso del agua (El agua tiene una gravedad API de 10°). Un crudo con mayor densidad presenta menos gravedad API.

En la *figura 1* se muestra la relación entre viscosidad y densidad para un conjunto de compuestos de uso común.

**Figura 1.** Densidad y viscosidad de líquidos.



**Fuente:** CURTIS, Carl, DECOSTER, Erick, GUZMÁN Angel, HUGGINS, Cynthia, MINNER, Mike, LINARES, Luz, ROUGH, Howard y WAITE, Mike. Heavy Oil Reservoirs. En: Oilfield Review. Autumn, 2003. vol. 14, p. 32-55.

Generalmente hablando, la clasificación del petróleo es la siguiente<sup>3</sup>:

<sup>3</sup> ANCHETA, Jorge. Modelling of Processes and Reactors for Upgrading of Heavy Petroleum. En: CRC Press Taylor & Francis Group. 2013.

- **Petróleo liviano:** Es también llamado petróleo convencional y tiene una gravedad API de al menos 20° y una viscosidad de menos de 100 cp. Los crudos livianos producen el mayor porcentaje de productos de alto precio.
- **Petróleo pesado:** Es un aceite denso y viscoso, definido como petróleo con gravedad API de algo menos de 20°, generalmente se encuentra en el rango de 10 a 15 API y una viscosidad mayor a 100 cp .
- **Petróleo extrapesado:** Es caracterizado por tener una gravedad API de menos de 10°.
- **Bitumen:** También llamado “arenas bituminosas” o “arenas petrolíferas”. Presenta características similares al petróleo pesado pero es mucho más denso y viscoso, la diferencia entre estos dos, es que el bitumen no fluye en absoluto. La viscosidad es mayor a 10,000 cp.

El contenido de azufre define a los crudos ya sea como “dulces” (“sweet”) si estos tienen un contenido de azufre del 0.5% en peso o menos, y “ácido” (“sour) si el contenido es mayor al 1.0%.

Sin embargo, la naturaleza no reconoce estos límites ya que en algunos reservorios, el petróleo con gravedad API tan baja como 7° u 8° se considera pesado más que extrapesado debido a que se puede llevar a cabo su producción a través de métodos de producción especiales para crudos pesados.

**1.1.2 Métodos de recuperación mejorada.** Los criterios físicos que inciden primordialmente en el pobre recobro de hidrocarburos cuando son utilizados

métodos de recuperación convencionales son, la alta viscosidad del petróleo, las fuerzas interfaciales y la heterogeneidad del yacimiento, por esta razón, la meta fijada por los métodos de recuperación mejorada (EOR), es el recobro de las reservas dejadas por los mecanismos convencionales.

Ahora bien, se considera que los métodos de recuperación primaria son los que utilizan la energía natural del yacimiento, como el empuje por gas en solución, la expansión roca – fluido, empuje por capa de gas, empuje hidráulico por acción de un acuífero y cualquier combinación de ellos<sup>4</sup>. Mientras que los métodos secundarios son aquellos que utilizan la energía proveniente de la inyección de algún tipo de fluido como gas, agua o una combinación de estos, al yacimiento, sin embargo, debido a que el recobro obtenido por estos mecanismos no es muy alto, aún queda petróleo en el subsuelo que extraer a la superficie.

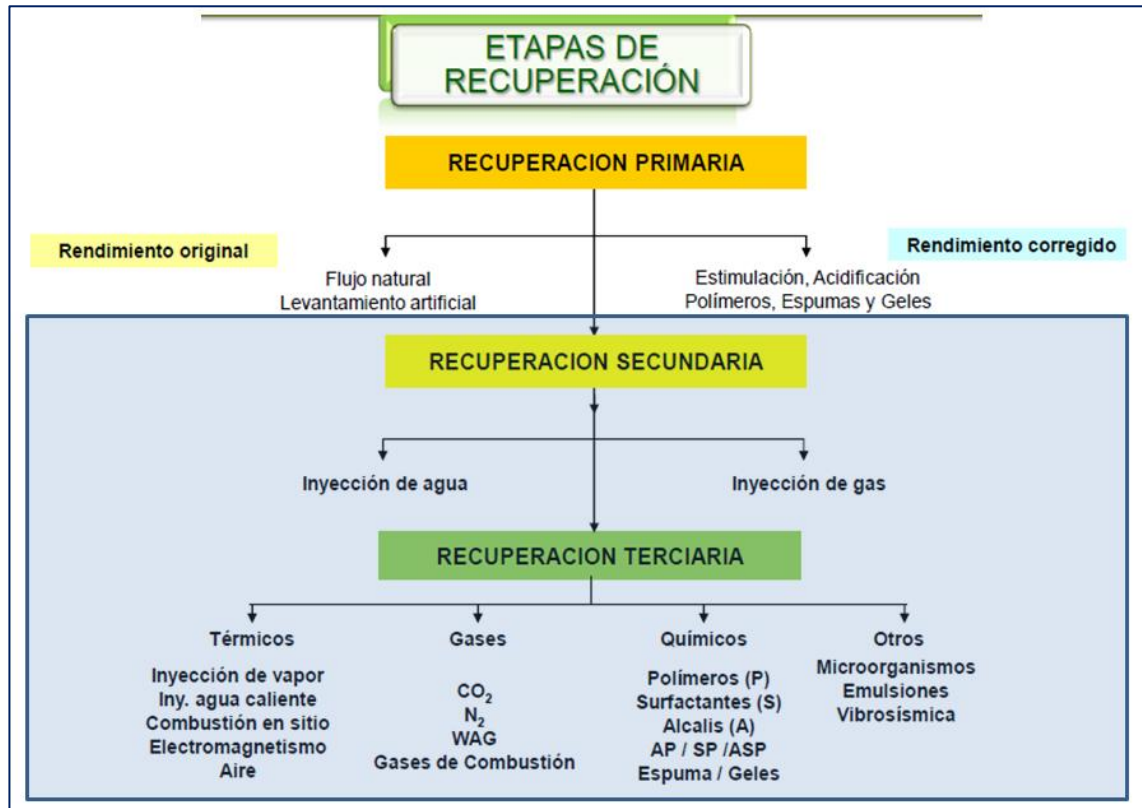
El problema del bajo factor de recobro se puede presentar en cualquier tipo de yacimientos pero el panorama es aún peor para yacimientos de crudo pesado, extrapesado y bitúmenes en los cuales, es poco factible el recobro de reservas por medio de los métodos primarios o secundarios, por esta razón es necesario implementar los métodos EOR. Esto conlleva a la redefinición del esquema de clasificación de los métodos de recuperación porque en muchos casos es inevitable iniciar la explotación primaria para luego pasar a un método de recuperación mejorada, o puede ocurrir que la explotación se inicie con cualquier método EOR. Así, los procesos de recuperación mejorada abarcan todos los métodos que utilizan fuentes de energía externa y/o involucran diversos materiales para la recuperación de petróleo que no puede ser recuperado por cualquiera de los métodos convencionales.

---

<sup>4</sup> HERNÁNDEZ, Belkis. Inyección de CO<sub>2</sub> después de procesos térmicos en yacimientos de crudo pesado y extrapesado de la faja petrolífera del Orinoco. Programa de Postgrado en Ingeniería de Gas. Maracaibo: Universidad de Zulia, 2009.

A continuación se muestra en la *figura 2*, la clasificación de las etapas de recuperación.

**Figura 2.** Etapas de recuperación de petróleo.



**Fuente:** ECOPETROL, RECUPERACIÓN MEJORADA. Presentación sobre recobro químico para MME, 2013, p. 2.  
 Disponible en: [www.anh.gov.co](http://www.anh.gov.co).

**1.1.3 Factor de recuperación de crudo pesado.** La producción de la mayor cantidad de crudo bajo recuperación primaria a la temperatura del yacimiento, es el panorama óptimo para la mayoría de los operadores de los campos petroleros. Los factores de recuperación típicos para un proceso de recuperación primaria de crudos pesados se encuentran en el rango de 1% hasta 10%<sup>5</sup>. Dependiendo de las características del crudo, la producción primaria con levantamiento artificial incluyendo la inyección de un crudo ligero o

<sup>5</sup> CURTIS, Carl, DECOSTER, Erick, GUZMÁN Angel, HUGGINS, Cynthia, MINNER, Mike, LINARES, Luz, ROUGH, Howard y WAITE, Mike. Heavy Oil Reservoirs. En: Oildfield Review. Autumn, 2003. vol. 14, p. 32-55.

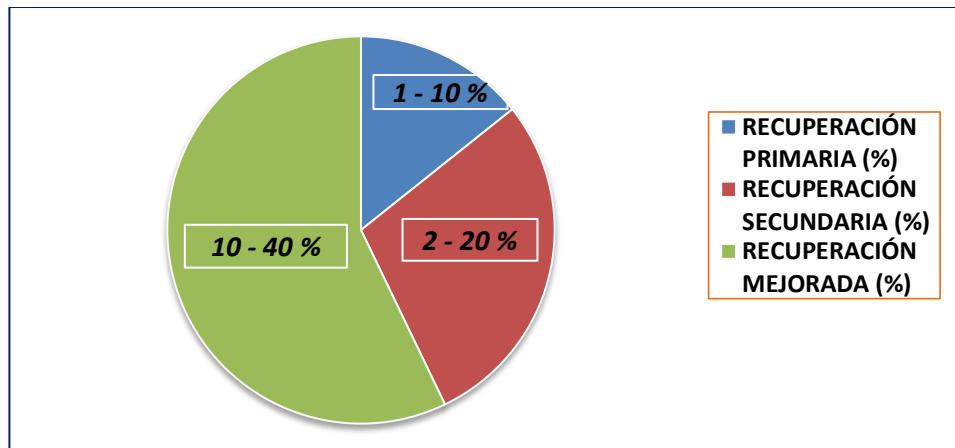
diluyente, para reducir la viscosidad, pueden dar buenos resultados. Otra manera eficiente de producción es haciendo uso de pozos horizontales. La selección de una estrategia óptima para la producción primaria requiere de un claro conocimiento de las características del fluido, las propiedades del yacimiento y la física de la producción. No sólo en la etapa de producción primaria, sino, en cualquier etapa (secundaria o terciaria), el yacimiento posee diferentes propiedades físicas y se halla en un ciclo diferente del proceso de maduración, por lo que en cada etapa se utilizan diferentes técnicas de desarrollo y de producción.

En campos donde los factores de recobro, mediante la producción primaria o por métodos convencionales, ya no son viables para la compañía, se hace necesario utilizar la recuperación mejorada. Una técnica utilizada es la Inyección Cíclica de Vapor (Cyclic Steam Injection), donde los pozos productores pueden ser estimulados mediante la inyección de vapor con el fin de ser puestos a producción económica. Otra técnica es el proceso de inyección de vapor (Steamflooding), donde el vapor es inyectado a través de pozos de inyección calentando al crudo viscoso el cual es producido a través de pozos de producción; tanto los pozos de inyección como los de producción pueden ser verticales u horizontales. También la estimulación química es una técnica usada para la extracción de crudos de alta viscosidad. Sin embargo a pesar de los avances en diferentes técnicas de inyección de vapor o tecnología in situ para la producción del crudo pesado, en la mayoría de los casos el factor de recobro no es mayor al 20%<sup>6</sup>. La *figura 3*, hace referencia al porcentaje de recobro obtenido mediante los diferentes métodos de recuperación de crudo.

---

<sup>6</sup> ENERGÍA, Colombia. Crudos pesados, la gran apuesta del sector. [online]. 2013. Disponible en: [www.colombiaenergia.com](http://www.colombiaenergia.com).

**Figura 3.** Porcentajes de recuperación de petróleo.



La magnitud de inversiones a mediano y largo plazo, en la explotación de crudos pesados, generalmente es elevada, como consecuencia de la alta viscosidad, que junto a las dificultades del transporte y requerimientos especiales, hace que estas se incrementen con respecto a la explotación de crudos convencionales y más aún, teniendo en cuenta que se requieren técnicas y procesos de refinación más costosas para producir productos comerciales.

Es importante comentar que los costos debido a la perforación no son el factor dominante, considerando que muchos campos de crudo pesado son poco profundos, pero la utilización reciente de pozos horizontales y multilaterales complejos está introduciendo un cierto costo en la etapa de desarrollo.

**1.1.4 Tecnologías para la recuperación de crudos pesados.** Desde los años 60, de todos los métodos de recuperación intentados, el único que ha probado ser técnica y económicamente viable es la inyección cíclica de vapor. Debido a la desventaja que presenta este tipo de proceso en el factor de recobro, del 10% al 15%, los investigadores están explorando nuevas tecnologías.

Actualmente hay varias tecnologías candidatas a reemplazar la tecnología convencional de inyección cíclica de vapor. Entre esas tecnologías se tienen, el proceso SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage), el proceso VAPEX (Vapor Assisted Petroleum Extraction), la combustión in situ, el proceso THAI (Toe to Heel Air Injection), el proceso CHOPS (Cold Heavy Oil Production with Sand) y los mecanismos de recuperación química.

Los primeros dos procesos se basan en conceptos introducidos en los 70 por investigadores canadienses. Los siguientes diez años, las investigaciones se centraron en el proceso SAGD, que implica la inyección de vapor y es actualmente el más operacional de los procesos de recuperación caliente.

Entre los procesos más usados actualmente se encuentran los primeros tres procesos antes mencionados. Los procesos sobrantes aún están en etapa de desarrollo debido a que pueden presentar un alto impacto ambiental y temperaturas extremadamente altas, que ocasionan pérdidas de equipos como revestimientos y cabezales, sin embargo, se presentan a la industria con prospectos óptimos. En el caso de los mecanismos de recuperación química, la falta de estudio en estos métodos, conlleva al poco conocimiento y a la poca aplicación, especialmente en países en desarrollo. Por esta razón, este proyecto está enfocado, a nivel investigativo, en la evaluación de este tipo de mecanismo por medio de la simulación numérica.

Los métodos de recuperación mejorada para crudos pesados más usadas mundialmente se describen a continuación.

- Proceso SAGD

El proceso SAGD involucra la perforación de pares de pozos horizontales, un pozo de producción en la base del reservorio y un pozo de inyección perforado

a unos metros sobre el pozo de producción. El vapor es inyectado en la parte superior, con la idea de formar una cámara de gas caliente para que el contacto a través de las paredes laterales, caliente el crudo, reduciendo la viscosidad. Posteriormente el crudo puede moverse por gravedad hacia el pozo productor inferior.

Teóricamente, el balance neto de energía en un proceso SAGD indica que la pérdida neta de energía hacia los estratos durante 15 años, es en promedio, alrededor del 25% de la energía utilizada para generar el vapor, sin embargo, en un yacimiento grueso de 100 pies de espesor es eficiente energéticamente, entregando más energía de la que se consume<sup>7</sup>.

- Proceso VAPEX

Es un método que requiere de menos energía que el proceso SAGD, aunque comparten el uso de un par de pozos horizontales, el proceso VAPEX utiliza un hidrocarburo ligero en la fase vapor en lugar del vapor de agua. El crudo es fluidificado no por difusión termal, sino por difusión molecular del hidrocarburo ligero que actúa como un solvente. En adición a su mayor eficiencia energética, tiene ventajas tal como, ausencia de costosas instalaciones para el tratamiento de agua y un menor impacto ambiental, también elimina la emisión de cantidades grandes de gases de invernadero inherentes en la generación de vapor de agua.

- Proceso de combustión IN SITU

Este proceso involucra la inyección de aire u oxígeno para generar la combustión en la parte donde se localiza el petróleo, calentando el yacimiento.

---

<sup>7</sup> BASHBUSH, José, VALBUENA, Ernesto y SCHLUMBERGER. Aplicación de balance de energía para optimizar proyectos de inyección de vapor con segregación gravitacional para petróleos pesados. En: Petroleum. 2009. vol. 26.

La aplicación de esta tecnología se hace generalmente, en yacimientos de crudo liviano puesto que, para ser efectivo sobre crudos pesados o extrapesados, se requiere que la temperatura de combustión exceda los 450°C. La elevación brusca de la temperatura causa la ruptura de las moléculas del crudo dentro del yacimiento.

Comparado a los procesos SAGD y VAPEX, elimina los costos de generar energía en la superficie, el crudo resultante puede ser parcialmente mejorado en el área y algunos de los gases de combustión quedan atrapados directamente en el yacimiento.

**1.1.5 Potencial Internacional.** Desde la antigüedad, las civilizaciones han hecho uso precario de la energía solar y la quema de madera como fuentes de energía calórica, evolucionando con el tiempo a soluciones más tecnificadas que permitan atender las crecientes exigencias de la población y satisfacer su bienestar.

Cálculos actuales indican que existen 7.000 millones de habitantes en la tierra y se estima que a 2050 la cifra llegará a 9.000 millones<sup>8</sup> demandando así, un aumento en el suministro de energía, calculada en el orden de 30% sobre los niveles actuales, con base en las estimaciones de la Energy Information Administration – EIA.

El consumo de energía en 2012 ascendió a 12.477 millones de toneladas equivalentes de petróleo (TEP), con un incremento de 2,1% respecto al 2011, representando 251 millones de TEP adicionales y un crecimiento medio anual de 2,4% en los últimos 12 años<sup>9</sup>.

---

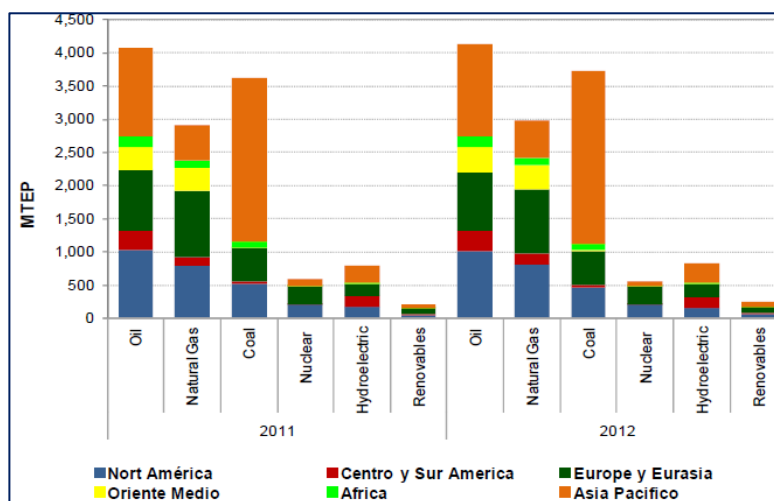
<sup>8</sup> BBC NEWS WORLD. [online]. Actualizado en octubre de 2011. Disponible en: [www.bbc.co.uk/news/world-15391515](http://www.bbc.co.uk/news/world-15391515).

<sup>9</sup> UPME CADENA DEL PETRÓLEO [online]. Bogotá D.C., Colombia, 2013. Disponible en: [www.upme.gov.co/hidrocarburos](http://www.upme.gov.co/hidrocarburos)

La *figura 4* representa la comparación del comportamiento del consumo de energía primaria entre 2011 y 2012 por zona geográfica. El consumo de petróleo de los países no pertenecientes a la Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo (OECD), alcanzó los 6.988 millones de toneladas equivalentes de petróleo, mientras que sus los miembros de la OECD llegaron a 5.490 millones de TEP.

Se puede observar en la *figura 4* que la mayoría de las regiones muestran crecimiento positivo, salvo Norte América y Europa que registraron tasas de 1,5% y 2,2% correspondientemente. Países como Perú y Ecuador en Sur América, Tailandia, Japón, India y China en Asia Pacífico y Sur África en África muestran las mayores tasas de consumo durante el 2012.

**Figura 4.** Comparativo del consumo mundial de energía.



Fuente: BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY. [online]. 2013. Disponible en: [www.bp.com](http://www.bp.com)

En los últimos años el mundo ha pasado a tener más petróleo y menos gas, cambios que han traído movimientos en las posiciones de las grandes potencias energéticas. Como se observa en la *figura 5* y *figura 6*, el pasado año, Venezuela se confirmaba como el poseedor de las mayores reservas de petróleo en el mundo, desbancando a Arabia Saudí; ahora Irán se convierte en la principal potencia en gas, dejando atrás a Rusia. Las nuevas tecnologías que

han hecho viable la explotación de crudos pesados, han elevado las reservas mundiales de petróleo, además de la revolución que se avecina en ambos campos a cuenta de los hidrocarburos no convencionales (crudo y gas de esquisto) que algunos países empiezan a explotar.

Las reservas probadas de petróleo del país sudamericano, que cuenta con 297.000 miles de millones de barriles de crudo, presentan una situación crítica puesto que, del total de las reservas probadas remanentes 77,1 miles de millones de barriles (MMMB), el 76% (52,8 MMMB) está formado por crudos pesados y extrapesados (hasta 21 ° API), con el 33% (17,4 MMMB) correspondiente a crudos pesados, y apenas el 24% restante (24,3 MMMB) la componen crudos medianos, livianos y condensados, mayores a 21° API<sup>10</sup>. Sin embargo, se han elevado gracias a los avances tecnológicos que han hecho viable la extracción de crudo pesado.

**Figura 5.** Reservas probadas de petróleo.



Fuente: BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY. [online]. 2013. Disponible en: [www.bp.com](http://www.bp.com)

<sup>10</sup> CRUZ, Diego. El futuro del petróleo en Venezuela. En: Petróleo YV, energizando ideas.

**Figura 6.** Reservas de gas natural.



**Fuente:** BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY. [online]. 2013. Disponible en: [www.bp.com](http://www.bp.com)

América Latina en general, haciendo a un lado a Venezuela, cuenta con gran potencial en reservas de crudo pesado. Por ejemplo, Brasil que posee reservas de petróleo considerables, cuenta con cerca del 45% de crudo pesado y México ostenta una importante cantidad de hidrocarburos no convencionales que se concentran en tres regiones principales y representan cerca del 50% de sus reservas petroleras totales. El país que cuenta con unas modestas reservas de crudo pesado para América Latina es Colombia. La mayor concentración del crudo viscoso se encuentra en la cuenca de los Llanos Orientales<sup>11</sup>.

El potencial de los recursos de crudo pesado y extrapesado más promisorios, tanto en el hemisferio occidental como a nivel mundial, se pueden observar en las *tablas 1 y 2*.

<sup>11</sup> PITTS, Donatello. La atracción del petróleo no convencional de América Latina. En: Oil & Gas, Intelligence Series. 2012.

**Tabla 1.** Potencial de recursos de crudo pesado en el hemisferio occidental.

País	Millones de barriles
Canadá	2.550.000
Venezuela	2.200.000
México	137.000
Estados Unidos	125.000
Brasil	16.000
Colombia	12.000

**Tabla 2.** Potencial de recursos de crudo pesado a nivel mundial.

País	Millones de barriles
Nigeria	454.000
Irak	447.000
China	402.000
Rusia	264.000
Kazajistán	253.000
Arabia Saudita	190.000
Kuwait	190.000
Irán	76.000

Fuente: Schlumberger

**1.1.6 Potencial en Colombia.** La necesidad de contar con recursos energéticos en los países, sumada a la importante riqueza que representa el hallazgo de una formación productora de hidrocarburos, han hecho que tareas como la exploración, se hayan convertido en importantes generadoras de nuevas tecnologías aplicadas, con la cual se busca incorporar nuevas reservas y asegurar, en lo posible, el abastecimiento de los recursos energéticos provenientes de fuentes domésticas y el crecimiento económico en el mediano y largo plazo.

La exploración y producción de hidrocarburos enfrenta retos importantes como el de mantener reservas suficientes que permitan no solo el autoabastecimiento sino el respaldo a la economía nacional. Se estima que en el corto plazo, una porción significativa de la producción de petróleo proceda de campos maduros y en declinación, mientras se evalúan nuevas cuencas petroleras a explorar cuya geología cada vez es más compleja o se localizan en agua profundas.

Por ello, se están desarrollando escenarios de incorporación de nuevas reservas de petróleo que permitirán disminuir el nivel de incertidumbre sobre la exploración y producción en zonas inexploradas, afectando el futuro del sector. Entre los escenarios se pueden contemplar<sup>12</sup>:

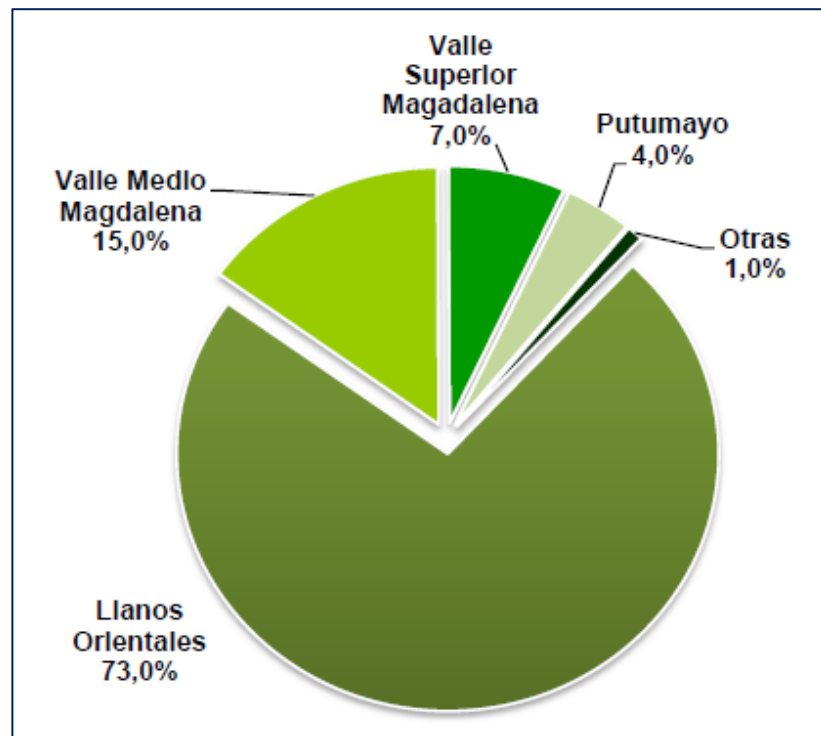
- Hallazgos de hidrocarburos convencionales (crudo y gas).
- Potencial de crudos pesados (especialmente en la cuenca de los Llanos).
- Potencial de no convencionales (gas asociado al carbón, shale gas, shale oil, arenas bituminosas).
- Aumento en el factor de recobro de hidrocarburos.
- Precio internacional de energéticos (precio de referencia del barril de crudo).
- Política estatal petrolera.
- Factores medio ambientales (restricción de la actividad de E&P por razones ambientales).
- Factores socio culturales, nivel de conflicto (restricción de la actividad de E&P por razones sociales).

Colombia presenta un gran potencial en crudos pesado que han incrementado las reservas probadas dentro de las que representan el 45% (Minminas). Este potencial se encuentra en las cuencas del Caguán en el Putumayo, en la Cordillera Oriental, el Valle Alto y Medio del Magdalena y Chocó, pero principalmente en las estructuras de la cuenca de los Llanos Orientales y dentro de ella se cuentan, principalmente en el Piedemonte, importantes prospectivas de depósitos de arenas bituminosas (tar sands). La *figura 7* muestra la participación por cuenca en la producción de crudo.

---

<sup>12</sup> UPME CADENA DEL PETRÓLEO [online]. Bogotá D.C., Colombia, 2013. Disponible en: [www.upme.gov.co/hidrocarburos](http://www.upme.gov.co/hidrocarburos)

**Figura 7.** Participación por cuenca.



**Fuente:** PARTICIPACIÓN POR CUENCA. [online]. Asociación Colombiana del Petróleo (ACP). Disponible en: [www.acp.com.co](http://www.acp.com.co).

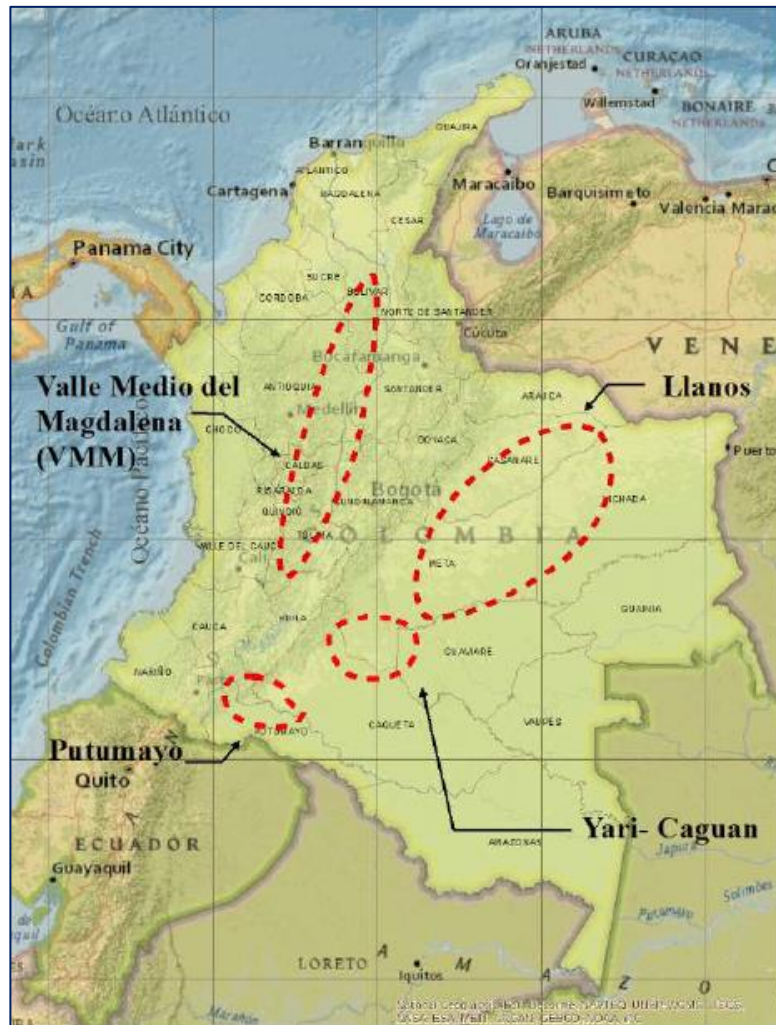
Ante la escasez de hidrocarburos convencionales y los altos precios del petróleo, el crudo pesado en Colombia se ha transformado en un gran atractivo, de forma que el 40% de la producción proviene de este tipo de crudos, según Margarita Villate, directora Ejecutiva de Campetrol, “actualmente en el país se producen unos 400 mil barriles de crudo pesado y se espera que la explotación siga creciendo porque muchos de los yacimientos descubiertos tienen estas características”<sup>13</sup>.

Así mismo, las nuevas tecnologías para extracción permiten explotar este tipo de yacimientos y mejorar el factor de recobro. En general, en Suramérica, por su conformación geológica, hay grandes yacimientos de crudos pesados. En la región se calcula que hay 1,3 trillones de barriles de crudos pesados, de los

<sup>13</sup> Heavy Oil. Latin America Congress. Bogotá D. C.

cuales 58 billones se consideran que son recuperables<sup>14</sup>. La *figura 8* muestra las áreas de exploración de crudos pesados definidas por la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos).

**Figura 8.** Áreas de exploración de crudos pesados.



**Fuente:** Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

Ecopetrol, siendo la empresa nacional, gana cada vez más terreno en la producción de este tipo de crudo. Durante el primer semestre de 2011 los crudos pesados representaron 47,2% de su producción que provienen principalmente de los campos Castilla y Chichimene, los cuales alcanzaron una

<sup>14</sup> NEWSLETTER. ProChubut, Nuestro mercado es el mundo. [online]. Disponible en: [www.prochobut.com.ar](http://www.prochobut.com.ar).

producción semestral promedio de 110.700 barriles por día (BPD) y 24.500 BPD respectivamente.

## **1.2 YACIMIENTOS DE ESPESORES DELGADOS O CAPAS DELGADAS**

Hacer uso de pozos horizontales puede mejorar la recuperación de un yacimiento de crudo pesado en capas delgadas puesto que facilita el drenaje de la capa de interés por medio de diferentes técnicas de recobro mejorado (EOR), en el caso de este proyecto se usará la técnica de inyección de surfactantes.

En yacimientos colombianos como los del Valle Medio del Magdalena de origen fluvial, son formados por capas delgadas de arenas y arcillas, que contienen crudos pesados desde 11 a 15 grados API, presentan baja productividad y en los cuales se ha recurrido a la estimulación con vapor para acelerar y aumentar la producción y los recobros. El desarrollo de este proyecto no se enfocará en ningún yacimiento en específico, sin embargo, se tendrán en cuenta sus principales propiedades, facilitando a futuros investigadores, implementar la técnica de inyección de surfactantes a yacimientos de este tipo siendo una nueva forma de aumentar el recobro.

**1.2.1 Descripción Física.** Un yacimiento es considerado de capas delgadas a partir de que los materiales en la superficie del espesor productor predominen por sobre el volumen de las propiedades de la zona de interés. Típicos espesores de capas delgadas tienen en promedio 10 a 20 pies<sup>15</sup>, siendo este promedio, indiferente al medio de deposición.

El esquema de explotación de un campo debe apuntar hacia el mayor factor de recobro posible, teniendo en cuenta factores como los mecanismos de

---

<sup>15</sup> MENDOZA, Humberto, AVILA, Rafael, CASTRO, Julian y PATARROLLO, Mauricio. Prueba piloto de pozos horizontales en campo Girasol, Colombia. En: Acipet, Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos. 2009.

producción del yacimiento, el tipo de fluidos presentes y el drenaje que permitan los pozos. Cuando el yacimiento presenta un espesor muy reducido, surgen diversos problemas, a continuación se discutirán más a fondo, como conificación, estratificaciones variables y dificultad para producir por medio de un pozo vertical.

- Pozos Verticales:

Al explotar este tipo de yacimientos por medio de pozos verticales, se requiere de una mayor caída de presión en la cara del pozo para conseguir que los fluidos se desplacen hasta el pozo, por lo tanto para el desarrollo del proyecto se hará uso de pozos horizontales para lograr un drenaje más eficaz.

El uso de un pozo horizontal facilita contactar la zona productora a lo largo de la formación<sup>16</sup> como se ilustra en la *figura 9*, obteniendo una recuperación de petróleo similar a la conseguida con el uso de muchos pozos verticales, pero con un solo pozo horizontal.

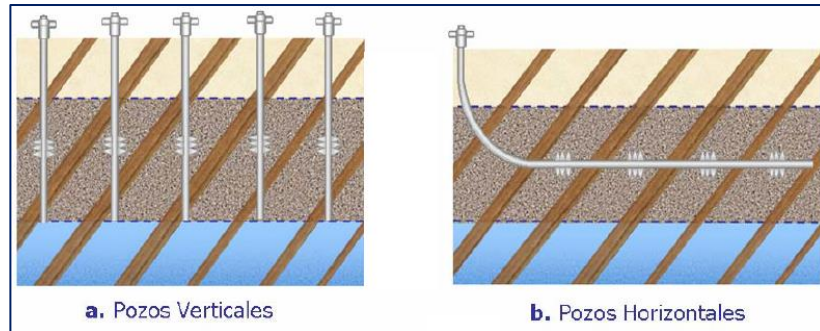
- Estratificación variable:

La forma y el tamaño que tiene un yacimiento dependen del ambiente en el que se depositaron los sedimentos. En ambientes fluviales es normal que ocurra la deposición alterna de capas de arena y de arcilla, que usualmente presentan un ángulo de inclinación respecto a la horizontal.

---

<sup>16</sup> MONTES y PACHECO. Aplicación de nuevas tecnologías para la recuperación de crudo pesado en yacimientos profundos. Bucaramanga: Universidad Industrial de santander, 2006.

**Figura 9.** Zonas productoras delgadas.

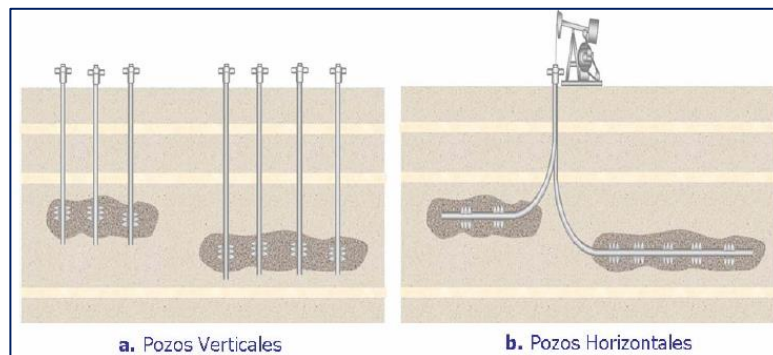


**Fuente:** MONTES y PACHECO. Aplicación de nuevas tecnologías para la recuperación de crudo pesado en yacimientos profundos. Bucaramanga: Universidad Industrial de santander, 2006.

Estos yacimientos presentan problemas al momento de su explotación, pues la zona de aceite, no presenta continuidad en la horizontal.

De esta manera, es más eficiente desarrollar este proyecto empleando pozos horizontales debido a la posibilidad que presentan para explotar simultáneamente las diferentes capas de arena que contienen los hidrocarburos. En la *figura 10* puede notarse como un pozo horizontal puede obtener fluidos de las diferentes capas que conforman la formación productora a diferencia de los pozos verticales que no presentan continuidad lateral.

**Figura 10.** Yacimientos estratificados.



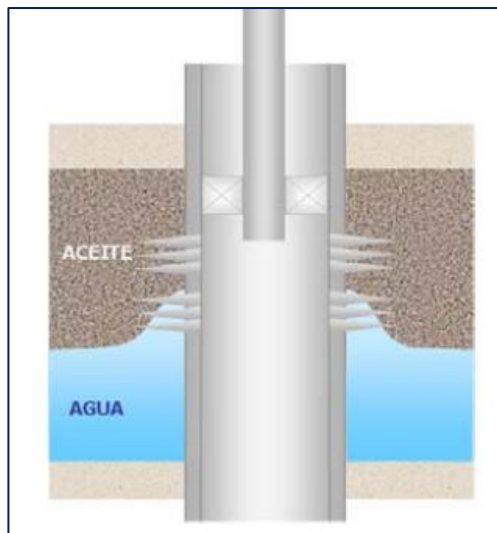
**Fuente:** SCHLUMBERGER. Nueva herramienta de dispersión dieléctrica identifica un yacimiento de petróleo pesado en capas delgadas. [online]. 2011. Disponible en: [www.schlumberger.com/ds](http://www.schlumberger.com/ds).

- Conificación:

La conificación está relacionada con yacimientos que presentan zonas de agua y/o gas adyacentes a la zona de petróleo, y se origina por los gradientes de presión establecidos alrededor de la cara de la formación, los cuales son requeridos para la producción de fluido.

En oposición a estos gradientes de flujo se presenta la tendencia del gas a permanecer por encima del petróleo y la tendencia del agua a encontrarse por debajo del petróleo debido a la diferencia de densidades. Por lo tanto, si la caída de presión vence el balance creado por las fuerzas viscosas y las fuerzas gravitacionales se producirá la deformación de los contactos agua-aceite y/o gas-aceite, que tomarán forma de cono, esquematizado en la *figura 11*, que crecerá en dirección de la perforaciones hasta que irrumpa en el pozo, originando la producción de gas y/o agua junto con el petróleo.

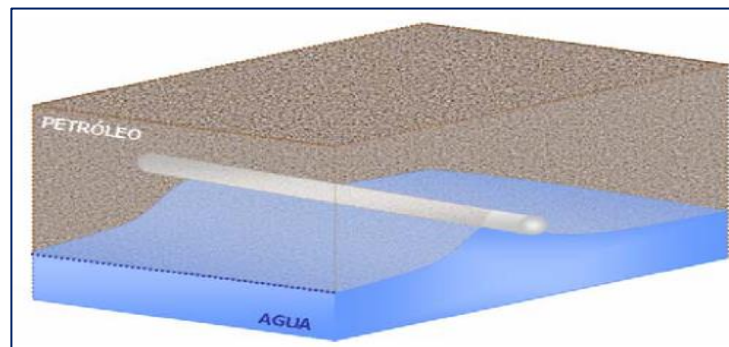
**Figura 11.** Conificación de agua en un pozo vertical.



**Fuente:** SCHLUMBERGER. Nueva herramienta de dispersión dieléctrica identifica un yacimiento de petróleo pesado en capas delgadas. [online]. 2011. Disponible en: [www.schlumberger.com/ds](http://www.schlumberger.com/ds).

En el caso de los pozos horizontales también puede presentarse una deformación de los contactos, conocida como “crestring”, ilustrada en la *figura 12*. Sin embargo, la posibilidad de que ocurra crestring es mucho menor que la del fenómeno de conificación, debido a que normalmente en los pozos horizontales se emplean mínimas caídas de presión en la cara de la formación.

**Figura 12.** Fenómeno de crestring en un pozo horizontal.



**Fuente:** SCHLUMBERGER. Nueva herramienta de dispersión dieléctrica identifica un yacimiento de petróleo pesado en capas delgadas. [online]. 2011. Disponible en: [www.schlumberger.com/ds](http://www.schlumberger.com/ds).

**1.2.2 Estrategias de Recuperación.** Variedad de nuevas y/o renovadas estrategias de recuperación de crudo pesado en capas delgadas son empleadas tanto a nivel mundial como nacional. Yacimientos en Argentina, como Cerro Dragón ubicado en el departamento Escalante, en India, Canadá, China, Venezuela, Colombia, especialmente en la cuenca del Valle del Magdalena, entre otros, presentan una gran cantidad de reservas de crudo pesado acumulado en capas de bajo espesor que por sus características exigen aplicar nuevas técnicas que mejoren su producción, además de estudios preliminares que permitan obtener información viable sobre las condiciones reales en la que se encuentra el yacimiento.

Gracias a la necesidad de saber cómo se comporta este tipo de yacimiento y de perseguir el objetivo de una mayor producción de petróleo, se han desarrollado diferentes y variables técnicas en los diferentes campos relacionados a la exploración y producción de los hidrocarburos.

- Exploración:

La evaluación inicial de un yacimiento es tan importante como la producción de crudo, su tratamiento y disposición. Herramientas mejoradas permiten evaluar el volumen de hidrocarburo, su calidad potencial y validar propiedades petrofísicas de las capas delgadas que otros análisis convencionales no lo permiten o sobrestiman los valores. Este es el caso de la dispersión dieléctrica, aplicada en Venezuela, que puede identificar yacimientos de petróleo pesado en capas delgadas.

Este caso estudio, una de las ventajas de la herramienta, permitió determinar con precisión las saturaciones de los fluidos independientemente del espesor de las capas además de corregir los datos de porosidad-resistividad, que significativamente se subestimaron en la evaluación convencional, minimizando el volumen de hidrocarburos contenido en las capas delgadas. La aprobación de que es una técnica útil, fue verificada porque los datos de saturación obtenidos, de la sección inferior del yacimiento que presenta un gran espesor, por medio de la técnica convencional, concordaron con la determinación efectuada con la herramienta *Dielectric Scanner*<sup>17</sup>.

- Producción:

La importancia actual de producir una mayor cantidad de crudo permitió evolucionar en técnicas aplicadas a la perforación y estimulación de pozos, generando una óptima perspectiva hacia los crudos no convencionales.

Es sabido, que la perforación de pozos verticales en yacimientos de capas finas puede resultar antieconómico y que una mejor opción serían los pozos

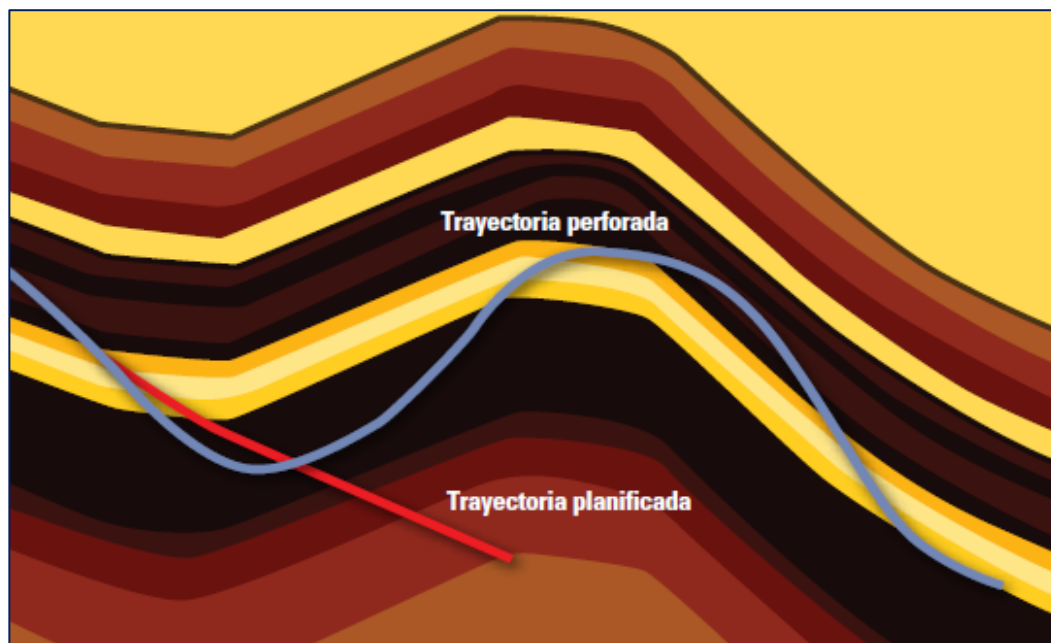
---

<sup>17</sup> SCHLUMBERGER. Nueva herramienta de dispersión dieléctrica identifica un yacimiento de petróleo pesado en capas delgadas. [online]. 2011. Disponible en: [www.schlumberger.com/ds](http://www.schlumberger.com/ds).

horizontales, sin embargo, a menudo los pozos horizontales se salen de la capa objetivo, siendo éste el caso que se presentó en el campo Liaohe al nordeste de China, causando la baja rentabilidad de la producción de crudo pesado en yacimientos finamente estratificados.

El servicio de generación de imágenes durante la perforación *geoVISIÓN*<sup>18</sup>, es una nueva técnica aplicada en perforación que incrementa la producción de petróleo pesado, mejorando las técnicas de posicionamiento (ver figura 13), de pozos en complejas estructuras optimizando el procedimiento y reduciendo los costos.

**Figura 13.** Mejoramiento en las técnicas de posicionamiento de pozos.



**Fuente:** MENDOZA, Humberto, AVILA, Rafael, CASTRO, Julian y PATARROLLO, Mauricio. Prueba piloto de pozos horizontales en campo Girasol, Colombia. En: Acipet, Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos. 2009.

---

<sup>18</sup> SCHLUMBERGER. El servicio de generación de imágenes durante la perforación *geoVISIÓN* incrementa la producción de petróleo pesado del campo Liaohe. [online]. 2013. Disponible en: [www.slb.com/geoVISIÓN](http://www.slb.com/geoVISIÓN).

Esta técnica permitió al perforador evitar la salida de la zona productiva y la necesidad de desviar la trayectoria del pozo, gracias a las imágenes adquiridas y disponibles en tiempo real.

Como ya se mencionó, la técnica que tiene como objetivo mejorar el recobro en yacimientos de estratificación fina con crudos pesados son los pozos horizontales. Haciendo referencia a la aplicación de esta tecnología en Colombia, se realizó una prueba piloto en el campo Girasol, en la cuenca del Valle del Magdalena Medio, que presenta un acumulación de crudo de alrededor de 11.5 grados API, contenido en arenas muy delgadas de origen fluvial<sup>19</sup>.

El estudio, que realizó la predicción del comportamiento futuro del piloto, se ejecutó utilizando la simulación numérica y simulación analítica y por medio de estas herramientas, se demostró la factibilidad técnica y rendimiento de producción esperada en este tipo de pozos, lo cual abre las expectativas a otros campos del área de bajo espesor.

La perforación horizontal a su vez, puede ir acompañada de otras diferentes técnicas que aporten optimismo en el recobro final de estos tipos de yacimientos. Una de esas técnicas puede ser la adición de químicos específicos como, polímeros, alcalinos, surfactantes, o una combinación entre ellos, que modifican las propiedades de los fluidos como la viscosidad. Sin embargo, estas técnicas han sido poco estudiadas a nivel investigativo y aún más a nivel práctico. Por esta razón este proyecto, pretende proporcionar información sobre la aplicación de surfactantes en crudos pesados contenidos en capas delgadas, a la industria de los hidrocarburos, esperando que los análisis en el estudio sean satisfactorios, sin embargo es necesario contemplar,

---

<sup>19</sup> MENDOZA, Humberto, AVILA, Rafael, CASTRO, Julian y PATARROLLO, Mauricio. Prueba piloto de pozos horizontales en campo Girasol, Colombia. En: Acipet, Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos. 2009.

que debido a las características del yacimiento, al uso de sólo un aditivo y a la alta viscosidad del crudo, podría no ser suficiente la obtención del recobro esperado en este tipo de procesos, puesto que según algunos estudios, es más probable su factibilidad en yacimientos con crudos livianos.

### **1.3 POZOS HORIZONTALES**

La tecnología de los pozos horizontales actualmente es una de las alternativas más viables para las compañías petroleras porque permiten recuperar cantidades mayores de hidrocarburos, optimizando los sistemas de explotación. El uso de esta tecnología ha sido exitoso, debido a que ha logrado grandes contribuciones en la producción de hidrocarburos.

Son perforados de manera direccional, paralelos a los planos de estratificación de un yacimiento, a una profundidad y dirección establecida, donde está ubicado el yacimiento, resultando útil al mejorar el área de contacto con el yacimiento y por tanto la productividad e inyectividad del pozo. De esta manera, este proyecto implementa la configuración de un pozo vertical, que actúa como inyector, y un pozo horizontal, como productor, con el objetivo de generar una mayor efectividad en la inyección de surfactantes.

**1.3.1 Aplicación de los pozos horizontales.** Si bien los pozos horizontales han demostrado su efectividad al ser implementados en algunos campos del mundo, resulta evidente que no todos los yacimientos son apropiados para ser drenados por medio de este tipo de configuración. Sin embargo, la experiencia ha demostrado que en algunos casos, como en yacimientos naturalmente fracturados (YNF), en yacimientos estratificados, en problemas de conificación y para el caso de este proyecto, especialmente se citarán a continuación otros casos que son importantes para su desarrollo, la utilización de pozos horizontales es muy apropiada debido a que los resultados obtenidos, en comparación con el uso de pozos verticales, son altamente satisfactorios.

### **a) Zonas productoras delgadas**

En el caso de yacimientos cuyo espesor es muy reducido, surgen muchos problemas si se explotan por medio de pozos verticales, puesto que para producirlos por medio de pozos verticales se requeriría de la aplicación de una gran caída de presión en la cara del pozo para conseguir que los fluidos se desplacen hasta el pozo. De esta forma, se requeriría del uso de una gran cantidad de pozos verticales para conseguir el drenaje de la totalidad del yacimiento.

Así mismo, el comportamiento de una zona de espesor delgado actúa como una fractura de conductividad infinita con una longitud igual a la del pozo horizontal, favoreciendo, para esta investigación, el aumento del contacto del surfactante inyectado con el crudo de propiedades viscosas en el yacimiento.

### **b) Yacimientos de crudo pesado**

La perforación mediante pozos horizontales puede mejorar la recuperación de un yacimiento de crudo pesado puesto que se facilita el drenaje ya sea, por medio de la fuerza gravitacional que se ejerce a lo largo del pozo o por el mayor contacto que se crea a lo largo de la zona productora.

Técnicas como la segregación gravitacional asistida por vapor (SAGD) aprovecha el efecto de la gravedad como mecanismo de producción de los hidrocarburos sin embargo, este proyecto hace uso de un pozo horizontal productor para aprovechar tanto el efecto de la gravedad como la permisión de generar mayor contacto entre el pozo y la zona productora afectando positivamente la interacción entre el crudo pesado y el surfactante a inyectar.

**1.3.2 Clasificación de los pozos horizontales.** Los pozos horizontales se clasifican de acuerdo a su radio de curvatura, longitud horizontal y tasa de incremento del ángulo<sup>20</sup>:

- Radio Ultra Corto:
  - Radio de curvatura entre 1 y 3 pies.
  - Ángulo de desviación entre 45 y 60 grados.
  - Longitud de 100 a 200 pies.
- Radio corto:
  - Radio de curvatura de 20 a 40 pies.
  - Ángulo de desviación de 2 a 5 grados por pie.
  - Longitud de 300 a 800 pies.
- Radio medio:
  - Radio de curvatura entre 300 y 800 pies.
  - Ángulo de desviación entre 8 y 35 grados por cada 100 pies.
  - Longitud hasta 4000 pies.
- Radio largo:
  - Radio de curvatura entre 1000 y 3000 pies.
  - Ángulo de desviación de 2 a 6 grados por cada 100 pies.
  - Longitud entre 4000 y 6000 pies.

### **1.3.3 Ventaja de los pozos horizontales.**

- La explotación de un yacimiento requiere de un número significativamente menor de pozos, ya que cada pozo horizontal puede drenar un volumen mayor que un pozo vertical<sup>21</sup>.

---

<sup>20</sup> GUERRA, Ramos y ALEJANDRO, Daniel. Análisis de sensibilidad de los parámetros que afectan el proceso de inyección alternada de vapor en pozos horizontales considerando un ciclo de inyección. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela, 2003.

<sup>21</sup> PARÍS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. 2 ed. Maracaibo: Astro Data S.A, 2001.

- Se obtiene una mejora significativa en la recuperación de petróleo y gas.
- Aumentan la inyectividad, en casos de inyección de fluidos.
- Reducen la conificación de agua y/o gas en formaciones con problemas de interfase de fluidos y producción de arena.
- Incrementan el área de drenaje por pozo en el yacimiento.
- Aumentan el índice de productividad de 3 a 5 veces para una misma caída de presión.

#### **1.3.4 Desventaja de los pozos horizontales.**

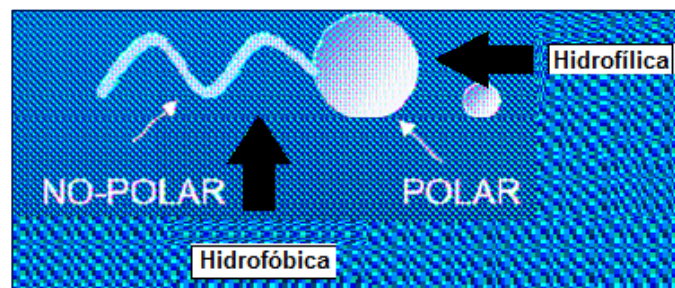
- Las opciones de recompletación son limitadas en los casos en que se deseen controlar los problemas ocasionados por altos cortes de agua y/o altas relaciones gas-petróleo<sup>20</sup>.
- Se requiere mayor tiempo de perforación que en un pozo vertical y debido a la mayor complejidad de las operaciones, hay un incremento del riesgo a presentarse problemas operacionales.
- Las barreras de permeabilidad vertical limitan la eficiencia de barrido vertical.

#### **1.4 SURFACTANTES**

Surfactantes, también conocidos como agentes tensioactivos, son agentes de humectación que bajan la tensión superficial de un líquido, permiten una más fácil dispersión y bajan la tensión interfacial entre dos líquidos<sup>22</sup>.

Químicamente, los surfactantes son usualmente compuestos orgánicos anfifílicos, o que contienen un grupo no polar y uno polar en la misma molécula. El grupo no polar posee poca atracción o antipatía por el solvente y se conoce como grupo liofóbico, mientras que el grupo polar, tiene fuerte atracción o apetencia por el solvente y es llamado grupo liofílico<sup>23</sup>. Si el solvente es el agua, respectivamente, estos grupos se conocen como hidrófobas, solubles en hidrocarburo (cola), a los cuáles se les atribuye la actividad sobre la tensión interfacial entre dos fluidos, e hidrofílicas, que son solubles en agua (cabeza).

**Figura 14.** Molécula anfifílica.



**Fuente:** CANACHE VELÁSQUEZ, María Carolina. Estudio sobre la aplicabilidad de la inyección ASP (Alcalino-Surfactante-Polímero) para el mejoramiento de la producción de crudos pesados. Maturín, Venezuela: Universidad de Oriente Núcleo de Monagas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2006.

Como consecuencia, las preferencias de atracción o repulsión hacia las moléculas de agua por parte de las fases, hidrofílica o hidrofóbica, las moléculas de surfactante se alinean en la superficie, de modo que la parte

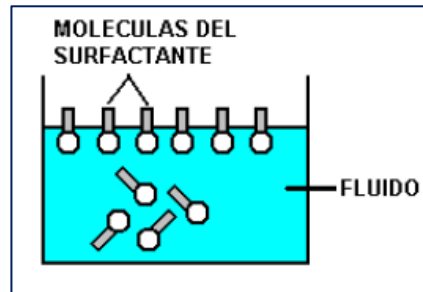
---

<sup>22</sup> NORMAN, Chuck y TROMBETTA, Juan. El uso de surfactantes en proyectos de recuperación terciaria. En: Tiorco, Notas técnicas. Agosto, 2007.

<sup>23</sup> CANACHE VELÁSQUEZ, María Carolina. Estudio sobre la aplicabilidad de la inyección ASP (Alcalino-Surfactante-Polímero) para el mejoramiento de la producción de crudos pesados. Maturín, Venezuela: Universidad de Oriente Núcleo de Monagas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2006.

hidrofílica se orienta hacia el fluido predominante y la parte hidrofóbica tiende a alejarse de éste tal como se muestra en la *figura 15*.

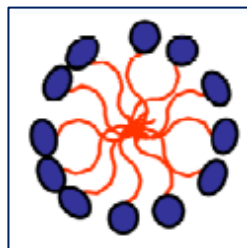
**Figura 15.** Orientación de las moléculas del surfactante



**Fuente:** CANACHE VELÁSQUEZ, María Carolina. Estudio sobre la aplicabilidad de la inyección ASP (Alcalino-Surfactante-Polímero) para el mejoramiento de la producción de crudos pesados. Maturín, Venezuela: Universidad de Oriente Núcleo de Monagas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2006.

Al conglomerado de moléculas del surfactante se le denomina *micela*<sup>24</sup> y se forma gracias a las preferencias de atracción donde las terminaciones lipofílicas de las moléculas del surfactante (que tienen atracción hacia el aceite), se disuelven en el crudo, mientras que las terminaciones hidrofílicas cargadas permanecen en el exterior, rodeando el resto de la micela hidrofóbica, como se muestra en la *figura 16*.

**Figura 16.** La micela.



**Fuente:** CANACHE VELÁSQUEZ, María Carolina. Estudio sobre la aplicabilidad de la inyección ASP (Alcalino-Surfactante-Polímero) para el mejoramiento de la producción de crudos pesados. Maturín, Venezuela: Universidad de Oriente Núcleo de Monagas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2006.

---

<sup>24</sup> QUINTANA MORALES, Luis Armando. Estudio del proceso de transferencia de calos convectivo en nanofluidos. Barranquilla: Fundación Universidad del Norte, División de Ingenierías, 2007.

Muchos surfactantes también, pueden ingresar a una solución como micelas. La concentración a la cual el surfactante comienza a formar micelas se conoce como concentración micela crítica CMC. Cuando la concentración del surfactante en la solución es relativamente elevada (miles de veces la CMC), las micelas pueden deformarse considerablemente para producir geles, cristales líquidos y microemulsiones.

Las soluciones micelares poseen una propiedad muy importante, la capacidad de solubilización. Pueden solubilizar sustancias apolares (aceites, hidrocarburos) o anfífilas (alcoholes). A partir de la concentración micelar crítica, la solubilización aumenta considerablemente, ya que el hidrocarburo penetra dentro del corazón de las micelas, mientras que a valores inferiores a la CMC, la solubilidad del aditivo es esencialmente la misma que el agua pura. Cuando la concentración del surfactante decrece por debajo de la CMC, la desaparición de las micelas libera los aditivos que estas últimas solubilizaban y se produce una separación de fases, que resulta en una turbidez o precipitación<sup>25</sup>.

Esta, puede detectarse mediante diferentes métodos, ya que diversas propiedades presentan en esta zona una discontinuidad en su variación. Los métodos más empleados se basan sobre la variación de la tensión superficial, que se presenta en todos los tipos de surfactantes y de la conductividad electrolítica de las soluciones, que se exhibe solo en surfactantes iónicos.

---

<sup>25</sup> PARRA DEL VALLE DELGADO, Nacarid. Estabilización de emulsiones de crudo pesado en agua con mezclas de surfactantes no-iónicos y aniónicos y aminos como co-surfactantes. División de estudiados para graduados posgrado en química. Maracaibo: Universidad del Zulia, 2007.

**1.4.1 Propiedades de los surfactantes.** Básicamente, todas las aplicaciones y usos de los surfactantes surgen de dos propiedades fundamentales de esta sustancia<sup>26</sup>:

1. La capacidad de *adsorberse* a las interfases.
2. Su tendencia a *asociarse* para formar estructuras organizadas.
3. Además, tienen otra propiedad no menos importante, como lo es su *carácter anfífilo*.

#### 1. La Adsorción

La propiedad más importante de un surfactante es su capacidad para adsorberse en interfases. La adsorción ocurre de la siguiente manera<sup>27</sup>: Cuando una molécula de surfactante se coloca en una interfase agua – aceite, ella puede orientarse de manera que el grupo polar (cabeza) esté en el agua, mientras que el grupo apolar (cola) se ubica fuera del agua, en el aceite. La adsorción del surfactante en la interfase ocurre porque se produce una considerable rebaja de su energía libre al satisfacer su doble afinidad polar-apolar. Al colocarse en la interfase, cada molécula adsorbida de surfactante elimina la discontinuidad entre agua y aceite que ocurría en su ausencia. Como consecuencia, no sólo reduce su propia energía libre, sino también la energía libre de la interfase, es decir la tensión interfacial o superficial.

---

<sup>26</sup> CANACHE VELÁSQUEZ, María Carolina. Estudio sobre la aplicabilidad de la inyección ASP (Alcalino-Surfactante-Polímero) para el mejoramiento de la producción de crudos pesados. Maturín, Venezuela: Universidad de Oriente Núcleo de Monagas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2006.

<sup>27</sup> SALAGER, Jean Louis. Adsorción-Mojabilidad. En: Modulo de enseñanza en fenómenos interfaciales. 1998. p. 6.

Esta propiedad es afectada por factores como, el tipo de surfactante (iónico, no iónico, etc.), el peso molecular del surfactante y la temperatura<sup>28</sup>.

La adsorción en una interfase líquido – líquido, produce en general una reducción de la tensión superficial o interfacial. En procesos de recuperación mejorada de petróleo se logra con las mínimas concentraciones posibles de surfactante. El descenso de la tensión favorece la deformación y la ruptura de una interfase, la deformación de sistemas dispersos como las emulsiones o las espumas, y para el caso de este proyecto, la movilización del petróleo residual.

## 2. Asociación

Definida como un fenómeno impulsado por efectos hidrófobos cuando se añade más surfactante a una solución acuosa. Siendo, ésta, la segunda propiedad fundamental de los surfactantes.

La primera manifestación de la tendencia a asociarse se observa cuando se forma una monocapa, como se muestra en la *figura 17*, más o menos densa de surfactante en la interfase, esto indica que el área interfacial se saturó a una concentración dada de surfactante donde la tensión interfacial permanece constante. A partir de esta concentración, las moléculas que no tienen cabida en la interfase comienzan a formar agregados entre ellas.

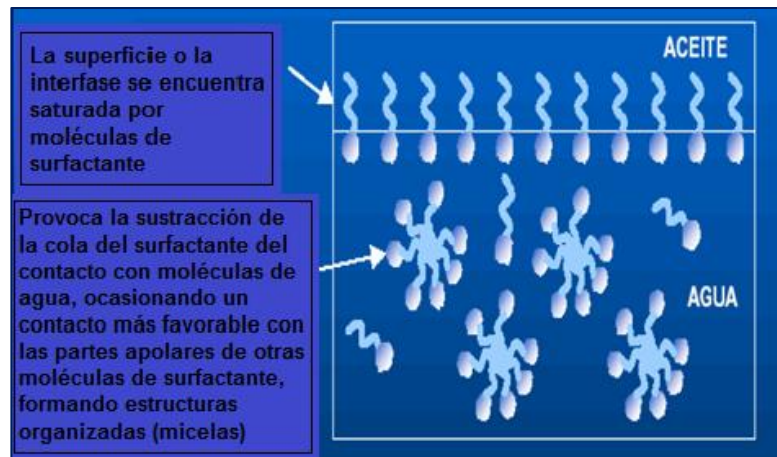
Estos agregados se conocen como micelas y la concentración a la cual comienzan a formarse se conoce como concentración micelar crítica (CMC)<sup>29</sup>.

---

<sup>28</sup> MOLANO JIMÉNEZ, Ana María. Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos (surfactantes, polímeros y micelares) mediante analogías. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2009.

<sup>29</sup> CANACHE VELÁSQUEZ, María Carolina. Estudio sobre la aplicabilidad de la inyección ASP (Alcalino-Surfactante-Polímero) para el mejoramiento de la producción de crudos pesados. Maturín, Venezuela: Universidad de Oriente Núcleo de Monagas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2006.

**Figura 17.** Asociación del surfactante.



**Fuente:** FUNDAMENTOS DE ASP. (Julio, 2002: Maracaibo, Venezuela). Simulación computacional del proceso ASP. Maracaibo: Universidad de Zulia, 2002.

### 3. Carácter Anfífilo

Como se explicó anteriormente, los surfactantes como molécula anfífila, posee la propiedad de doble afinidad que consiste en satisfacer las sustancias polares y no polares.

**1.4.2 Clasificación del surfactante.** El directo responsable de la clasificación del surfactante es su parte hidrofílica (ver *figura 18*), puesto que puede ser diferenciada por la presencia de grupos formalmente cargados en sus cabezas o grupos polares<sup>30</sup>:

- a) Iónicos
- b) No Iónicos
- c) Anfóteros





---

<sup>30</sup> QUINTANA MORALES, Luis Armando. Estudio del proceso de transferencia de calos convectivo en nanofluidos. Barranquilla: Fundación Universidad del Norte, División de Ingenierías, 2007.

Un surfactante no iónico no tiene grupos con carga en sus cabezas. La cabeza de un surfactante iónico lleva una carga neta. Si la carga es negativa, el surfactante es aniónico; si la carga es positiva entonces será catiónico.

Si el tensioactivo tiene una cabeza con dos grupos de cargas opuestas, se le conoce como anfótero<sup>31</sup>. A continuación se entra con más detalle en la clasificación de los surfactantes.

**Figura 18.** Clasificación del surfactante.

 <p><b>ANIÓNICOS</b></p> <p><b>Aniónicos han sido muy usados. Estables, baratos y no se adsorben.</b></p>	 <p><b>CATIONICOS</b></p> <p><b>Cationicos se adsorben por las arcillas. Poco</b></p>	 <p><b>ANFOTEROS</b></p> <p><b>Anfoterios son poco usados.</b></p>	 <p><b>NO IÓNICOS</b></p> <p><b>No iónicos son resistentes a las altas salinidades.</b></p>
--	--	--	--

Fuente: PLUSPETROL. Recuperación terciaria por ASP. Caso: Yacimiento Centenario. En: OIL-EOR. 2007. p. 25.

### a) Surfactante Iónico

Un tensioactivo es considerado como iónico si su grupo está cargado eléctricamente ya sea por la pérdida o ganancias de electrones:

- Aniónicos

Son moléculas cargadas negativamente, producto de la ganancia de electrones. Los tensioactivos aniónicos se pueden reunir básicamente en cinco familias y estas a su vez en diversas familias.

<sup>31</sup> NORMAN, Chuck y TROMBETTA, Juan. El uso de surfactantes en proyectos de recuperación terciaria. En: Tiorco, Notas técnicas. Agosto, 2007.

- a. Acil-aminoácidos (y sales)
  - b. Ácidos carboxílicos y sus sales
  - c. Esteres del ácido fosfórico
  - d. Ácidos sulfónicos (y sales)
  - e. Esteres del ácido sulfúrico
- 
- Catiónicos

Éste tensioactivo se caracteriza por poseer una carga eléctrica neta positiva.

Se subdivide en las siguientes familias y subfamilias:

1. Alquil aminas
2. Alquil imidazolininas
3. Aminas etoxiladas
4. Cuartanarios
  - a. Sales de alquil bencil dimetil amonio
  - b. Sales de amonio heterocíclicas
  - c. Sales de tetraalquil amonio

#### **b) Surfactante No iónico**

La principal disparidad que presenta los agentes no iónicos (no tiene grupos con carga en sus cabezas) con relación a sus contrapartes iónicas, es que en soluciones acuosas no se disocian en iones hidratados, puesto que ellos poseen grupos hidrófilos del tipo alcohol, fenol, éter o amida. Son compatibles con los demás tipos de surfactantes y pueden integrarse en formulaciones complejas. Son, por lo general, buenos detergentes, humectantes, emulsionantes y espumantes.

#### **c) Surfactante Anfótero**

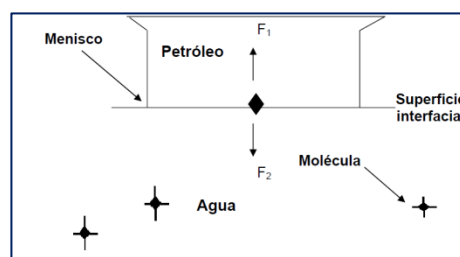
Resultan de la combinación dentro de una misma molécula de dos caracteres aniónicos y catiónicos, como por ejemplo, los aminoácidos o las betaínas. Ciertos anfóteros son insensibles al pH, otros son de tipo catiónico a pH ácido y de tipo aniónico a pH alto. Su fabricación resulta muy costosa por lo que su utilización se reduce a aplicaciones particulares.

**1.4.3 Tensión Interfacial.** Se define como una propiedad de la interfaz entre dos fases inmiscibles. Cuando ambas fases son líquidas se denomina tensión interfacial y es el exceso de energía existente en la interfase de los dos fluidos en contacto<sup>32</sup>. Por lo general, se expresa en dinas/cm.

La tensión interfacial se produce porque una molécula cerca de una interfaz tiene interacciones moleculares diferentes de una molécula equivalente dentro del fluido estándar. Las moléculas del surfactante se sitúan preferentemente en la interfaz disminuyendo la tensión interfacial.

Como se muestra en la *figura 19*, cuando dos fuerzas ( $F_1$  y  $F_2$ ) no están balanceadas dan origen a la TIF (Tensión Interfacial). Estas fuerzas entre líquidos inmiscibles originan una superficie parecida a una membrana o menisco.

**Figura 19.** Tensión interfacial entre dos fases inmiscibles.



**Fuente:** SALAGER, Jean Louis. Adsorción-Mojabilidad. En: Modulo de enseñanza en fenómenos interfaciales. 1998. p. 6.

<sup>32</sup> SCHLUMBERGER. Tensión interfacial. En: Schlumberger Oilfield. 2011.

Es por eso que la TIF se conoce también, como el desbalance de fuerzas moleculares en la interfase de dos fluidos inmiscibles, debido a la atracción física de las moléculas.

La TIF depende del tipo y concentración del surfactante, co-surfactante, electrolitos, petróleo, polímero y temperatura<sup>33</sup>. Sin embargo, gracias a uno de los avances más significativos, se logró demostrar que todas las TIF están directamente correlacionadas con el comportamiento de fases. Healy y Reed (1974) propusieron originalmente la correlación que, posteriormente, fue sustentada por Huh (1979).

Existe una salinidad específica en la que los valores de TIF son ultrabajos ( $1 \mu$  N/m) para una buena recuperación de petróleo y donde los parámetros de solubilización son iguales, esa salinidad se denomina salinidad óptima. Parámetros como la salinidad y la solubilización serán discutidos más adelante con el propósito de evaluar a fondo sus efectos en la inyección de surfactantes y en el desplazamiento de crudos pesados, respectivamente.

**1.4.4 Medida de la tensión interfacial.** Existen numerosos métodos de medición de la TIF, los cuales a continuación se clasifican (Salager, Antón, 2005), de acuerdo al principio que usan, basados en la medición de una fuerza, en la medición de una presión o en una propiedad geométrica<sup>34</sup>:

**a. Métodos basados en la medición de una fuerza**

---

<sup>33</sup> CANACHE VELÁSQUEZ, María Carolina. Estudio sobre la aplicabilidad de la inyección ASP (Alcalino-Surfactante-Polímero) para el mejoramiento de la producción de crudos pesados. Maturín, Venezuela: Universidad de Oriente Núcleo de Monagas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2006.

<sup>34</sup> RODRÍGUEZ GARCÍA, José Carlos. Ruptura de emulsiones petroleras O/W y W/O mediante la medición de la tensión interfacial, usando un tensiómetro de gota giratoria. Puerto La Cruz: Universidad de Oriente, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, 2011.

- Método de la placa Whilhelmy
  - Método del anillo DuNouy
- b. Métodos basados en la medición de una presión**
- Método del ascenso capilar
  - Método de presión de burbuja
- c. Métodos basados en la deformación de una gota**
- Método de la gota pendiente o colgante
  - Método de la gota colocada
  - Método de la gota giratoria

**1.4.5 Interacción del surfactante.** La interacción del surfactante en un sistema de crudos pesados tiene como fin lograr la disminución de la TIF entre las fases petróleo – agua a un nivel que promueva la movilización de las gotas de petróleo atrapada, es decir, disminuir la saturación de aceite residual en el yacimiento. Esto ocurre, cuando el surfactante al contactarse con las fases inmiscibles se adsorben en la interfase satisfaciendo su doble afinidad polar – no polar, promoviendo la disminución en la energía interfacial del sistema.

Para obtener un desempeño satisfactorio en el proceso de inyección de surfactantes se deben considerar propiedades específicas del surfactante que están ligadas a la reacción de las fases inmiscibles para con el tensioactivo. Una de estas propiedades puede ser la adsorción del surfactante, puesto que puede causar un efecto de retardación y originar que se consuma el surfactante sin que actúe correctamente, haciendo del proceso, un proceso ineficiente y posiblemente más costoso, ya que se debe reevaluar la adsorción del surfactante a nivel de laboratorio.

Una forma de observar el cambio en la energía interfacial en estos sistemas, es evidenciando el cambio en los ángulos de contacto o en la mojabilidad de un líquido, lo que permite, hacer la roca mojable por petróleo y si los surfactantes reaccionan con la superficie de la roca, adsorbiéndose en la misma, aumentará la permeabilidad relativa del crudo y por ende aumentaría la continuidad de la fase, lo que resulta beneficioso ya que el crudo se desplazaría con mayor facilidad.

Estudios realizados en el Campo Boscán, Estado de Zulia, sobre la estabilidad de emulsiones de crudo pesado en agua preparadas para diferentes clasificaciones de surfactantes<sup>35</sup>, demuestran la importancia, antes mencionada, de utilizar las adecuadas concentraciones para cada sistema de inyección de surfactantes, puesto que las propiedades de cada yacimiento son distintas y éstas afectan de manera diferente a las características del tensioactivo. La manera previa y más viable para realizar la evaluación de la concentración del surfactante o de cualquier otra propiedad que deba ser valorada, es a nivel de laboratorio. Con estos estudios se pretende tener mayor certeza de que el proceso va a funcionar adecuadamente y conocer además, el posible rango de estas propiedades que sea más adecuado a usar en los diferentes yacimientos.

## **1.5 INYECCIÓN DE SURFACTANTES COMO ESTRATEGIA DE RECOBRO EN CRUDOS PESADOS**

Variedad de características en los yacimientos exigen nuevos estudios que permitan caracterizarlos de manera óptima, además de innovadoras estrategias de recuperación mejorada de crudo. Estos nuevos estudios y estrategias se deben basar en lo contundente de que todos los yacimientos son diferentes,

---

<sup>35</sup> PARRA DEL VALLE DELGADO, Nacarid. Estabilización de emulsiones de crudo pesado en agua con mezclas de surfactantes no-iónicos y aniónicos y aminos como co-surfactantes. División de estudiados para graduados posgrado en química. Maracaibo: Universidad del Zulia, 2007.

por tanto, necesitan distintas y variadas aplicaciones que permitan tener el control sobre éste.

Uno de los mayores retos actuales de la industria de los hidrocarburos, es conquistar los recursos no convencionales debido a la rápida declinación en la producción y reservas de las materias primas convencionales. Con gran cantidad de reservas a nivel mundial, el crudo pesado se impone ante los ojos de la industria como uno de los recursos más apetecidos para producir. Sin embargo, sus características, que se han estudiado por un largo tiempo, demandan el uso de nuevos procesos que cumplan con el objetivo de extraerlo satisfactoriamente.

La inyección de surfactantes, que es un proceso que hace parte de los mecanismos químicos usados como procesos EOR, han permitido el desarrollo de yacimientos que anteriormente no tenían valor para la industria por tener características especiales, como espesores delgados y que además contaban con recursos como el crudo pesado, que disminuían aún más su valor.

Este intento de aportar a la industria información factible sobre el proceso de inyección de surfactantes en yacimientos de crudos pesado en capas delgadas, permitirá lograr avances en estos procesos que darán el visto bueno para aplicarlos con mayor confianza en campos que cumplan con las características aquí aplicadas.

**1.5.1 Generalidades de la inyección de surfactantes.** Este proceso consiste en la adición de concentraciones, generalmente bajas, de surfactante al agua de inyección con el fin de que al momento de llegar al yacimiento, el petróleo atrapado por fuerzas capilares en el medio poroso, se haga móvil y se desplace por el fluido inyectado, es decir, se trata de lograr un desplazamiento miscible, eliminando las desventajas características del yacimiento como la movilidad

desfavorable y la segregación por gravedad con el fin de lograr un barrido más eficiente y un incremento en la recuperación de petróleo.

La clave para entender cómo el petróleo pesado se puede recuperar a través de la inyección de químicos es considerar el estado de estos yacimientos en el momento de la inyección.

En yacimientos de crudo pesado, el aceite que se recuperó al final de la inyección de agua era pasado por alto debido a la relación de movilidad adversa entre el aceite y el agua. Como resultado, este aceite es todavía capaz de fluir, aunque las tasas de flujo dependerán de los gradientes de presión aplicados y de la permeabilidad de la roca. Una simple reducción en la tensión interfacial del agua y del aceite, similar al mecanismo propuesto para la recuperación mejorada de petróleo convencional, no será eficaz en desplazar este aceite. Más bien, el producto químico inyectado, de alguna manera debe mejorar la relación de movilidad entre el aceite y el agua, dando así un desplazamiento más estable de aceite hacia los pozos de producción<sup>36</sup>.

Muchas veces para asegurarse que la movilidad del surfactante este bien controlada, es necesario impulsarlo con un volumen de solución polimérica que actúa como amortiguador, sin embargo, el uso de un polímero generalmente se encuentra por fuera de la relación costo-beneficio de la producción de un pozo, por tanto este proyecto se enfoca en el uso sólo del surfactante, confiando en que sea suficiente para lograr un recobro de petróleo razonable.

En estudios de laboratorio anteriores se ha demostrado que con rangos muy pequeños de concentración de hidróxido de sodio (0.2-0.3 moles/litro), que es una sustancia altamente alcalina y soluble en agua, propiedades que no

---

<sup>36</sup> BRYAN, Jonathan, MAI, An y KANTZAS Apostolos. Investigation into the Processes Responsible for Heavy Oil Recovery by Alkaline-Surfactant Flooding. University of Calgary. En: SPE 113993. 2008.

favorecen la inyección de surfactantes y que se discutirán más adelante los efectos de contar con alta salinidad en el yacimiento, se pueden obtener bajas tensiones interfaciales entre el petróleo y el surfactante de un orden de 0.01 a 0.001 dinas/cm. Por lo tanto, es necesario inyectar un preflujó de agua con baja salinidad antes de inyectar el surfactante, con el fin de ajustar el pH y desplazar todas las sales de la formación, para evitar su contacto con la solución de surfactante.

**1.5.2 Surfactantes empleados para inyección.** El desarrollo de proyectos de inyección de surfactantes y otros procesos de recobro mejorado en la industria, han reportado únicamente el uso de surfactantes de tipo aniónico y no iónico. El no uso de las otras clasificaciones del surfactante en estos procesos, es debido a que son muy propensos al fenómeno de adsorción, no sólo entre líquido-líquido, sino entre sólido-líquido. Los surfactantes más empleados actualmente en la industria se detallan a continuación.

#### **a) Surfactantes aniónicos**

Como se mencionó, este tipo de surfactante se caracteriza por que las moléculas que lo conforman están cargadas negativamente. Por poseer características propias afines al proceso de inyección de surfactantes, como su relativa resistencia a la retención, ya sea por adsorción, precipitación o filtración, además de su bajo costo, son los de mayor aplicación en la industria.

Entre algunos tensioactivos obtenidos durante la refinación de los aceites minerales están los sulfonatos, que están categorizados en este grupo y son los de mayor utilización puesto que presentan una alta actividad interfacial<sup>37</sup>.

---

<sup>37</sup> MOLANO JIMÉNEZ, Ana María. Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos (surfactantes, polímeros y micelares) mediante analogías. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2009.

Los sulfonatos sintéticos, que también hacen parte de este grupo, son más costosos que los anteriores, pero su efecto hacia el desplazamiento de aceite es más efectivo, además poseen mayor resistencia a iones metálicos como el calcio, haciéndolos menos propensos a la adsorción.

Surfactantes aniónicos comúnmente encontrados son: dodecil sulfato de sodio (SDS), lauril sulfato de amonio, lauril éter sulfato de sodio (SLES), jabones y sales de ácidos grasos, y los basados en aniones sulfato, sulfonato o carboxilato<sup>38</sup>.

### **b) Surfactantes no iónicos**

La principal aplicación de grupo es actuar como co-surfactantes, debido a que sus propiedades tensioactivas en reducción de la TIF, generalmente no son tan buenas como las aniónicas, sin embargo, por su tolerancia a las altas salinidades, se usan junto con los surfactantes para fortalecerlos brindándoles resistencia a los diferentes esfuerzos a los que son sometidos en el medio poroso.

Co-surfactantes que se caracterizan por controlar la viscosidad de la solución, así como también el comportamiento de la fase, son los poli-alcoholes y el poli-glicol. Otros surfactantes no iónicos empleados son<sup>38</sup>: alquil polióxido de etileno, copolímeros de polióxido de etileno, óxidos de propileno llamados comercialmente polióxaminas, alquil poliglucósidos, entre otros.

**1.5.3 Mecanismos de desplazamiento del aceite por inyección de surfactantes.** Estudios realizados hace algunos años, han determinado que las fuerzas capilares son las responsables del atrapamiento del petróleo.

---

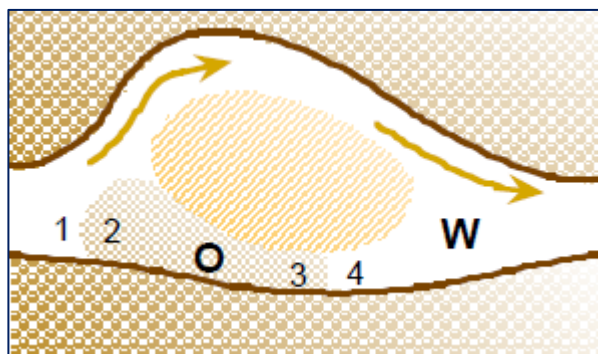
<sup>38</sup> GREEN, Don y WILLHITE, Paul. Enhanced Oil Recovery. En: SPE textbook. 1998. vol. 6, p. 241-212.

Resultados obtenidos mediante métodos de recuperación mejorada como la inyección de agua, demuestran que las fuerzas capilares resultan, al final del proceso, con varios órdenes de magnitud mayor que las fuerzas viscosas de drenaje.

Por tanto, el fin de los mecanismos de recuperación terciaria como la inyección de químicos, hace énfasis en la modificación de estas fuerzas por medio del cambio de mojabilidad, reducción de la tensión interfacial o incluso obtener un equivalente nulo de tensión interfacial, es decir, su completa eliminación.

**I. Mecanismo de reducción de la tensión interfacial O/W: Fuerzas capilares contra Fuerzas viscosas.** Para entender el mecanismo de desplazamiento del aceite en un medio poroso, se debe tener en cuenta que según la ley de Laplace, la diferencia de presión presente a lado y lado en una gota que se encuentra atrapada en un poro de diámetro variable, como se observa en la *figura 20*, no será la misma en cada una de sus interfases, con respecto a la otra fase. La *figura 20* muestra una gota de aceite (O) en un yacimiento mojado por agua, que está atrapada por fuerzas capilares.

**Figura 20.** Configuración de una gota de aceite(O) atrapada en un poro en presencia de un gradiente de presión producido por un flujo de agua en el medio poroso.



**Fuente:** SALAGER, Jean-Louis. Recuperación mejorada de petróleo. Módulo de enseñanza en fenómenos interfaciales En: FIRP (Lab. Formulación, Interfases, Reología y Procesos). Mérida-Venezuela: Universidad de los Andes, 2005. p. 16-22.

Según las leyes de Poiseuille y Darcy, que indican que la caída de presión es directamente proporcional a la viscosidad del fluido y a la velocidad, e inversamente proporcional al radio del poro y a la permeabilidad, se puede concluir que en la *figura 20* el radio de la interfase 1-2 es superior al radio de la interfase 3-4 por tanto,  $P_2 - P_1$  es inferior a  $P_3 - P_4$  y para que haya movimiento de la gota de izquierda a derecha, se debe llegar al equilibrio ( $P_1=P_4$ ). Este equilibrio se puede obtener por medio de condiciones de movilización que son favorecidas por un aumento de la velocidad de la inyección de agua, por un aumento de la viscosidad de la fase mojante, en este caso el agua, y por otra parte, también es favorecida por una disminución de la tensión interfacial.

Como conclusión, las dos mayores fuerzas actuando en las burbujas inmóviles de aceite residual, distribuidas a través de los poros de la roca del yacimiento, son las fuerzas capilares y las fuerzas viscosas. La relación entre fuerzas viscosas de drenaje y las fuerzas capilares, que a través del tiempo y teniendo en cuenta la velocidad del fluido desplazante, se han correlacionado con la eficiencia de recuperación de aceite, se ha expresado en forma adimensional, por medio de la siguiente expresión:

$$N_c = \left( \frac{\mu * v}{\sigma} \right)$$

Donde,

$N_c$ : Número capilar (adimensional).

$\mu$ : Viscosidad del fluido.

$v$ : Velocidad del fluido.

$\sigma$ : Tensión interfacial.

Según la literatura, el porcentaje de recuperación de crudo es esencialmente nulo cuando el número capilar es inferior a  $10^{-6}$  y esencialmente 100% cuando el número capilar es superior a  $10^{-3}$ . Valores registrados del comportamiento

del número capilar indican que al término de la inyección de agua  $N_c$  presenta un rango de  $10^{-6}$  a  $10^{-7}$ , que en un desplazamiento del 50% del aceite  $N_c$  está por el orden de tres en magnitud y para un 100% de desplazamiento, es necesario incrementar  $N_c$  por orden de cuatro en magnitud siendo reportado como su valor crítico máximo del orden de  $10^{-2}$  a  $10^{-1}$  <sup>39</sup>.

Gracias a las características del surfactante que contrastan con el objetivo principal de los métodos de recuperación mejorada que es aumentar el número capilar, cumple el propósito de aplicación en yacimientos de crudo pesado debido a que permiten bajar la TIF, reduciendo la saturación de aceite residual, que está estrechamente relacionada con el número capilar. Es conveniente entonces examinar lo que se puede hacer para aumentar el número capilar de tres o cuatro órdenes de magnitud.

Primeramente, el incremento de la velocidad de la fase acuosa, más allá del típico 1pie/día, implica un incremento del  $N_c$ , sin embargo, ligado a esto se presenta un aumento de la presión de inyección y un costo adicional. Adicionalmente, se ve limitado por dos factores desfavorables: por una parte no se puede aumentar la presión más allá de la presión de fractura de la roca del yacimiento y por otra parte, cuando la perturbación crece, tiende a favorecer el fenómeno de digitación viscosa, en el que la no-linealidad se hace más marcada <sup>40</sup>.

Otro factor a modificar es la alteración de la viscosidad de la fase acuosa, que se puede obtener por medio de métodos llamados inyección de polímeros. Esta variación es favorable para controlar las inestabilidades como la digitación,

---

<sup>39</sup> OLMOS MONTOYA, Anel Margarita y LOREDO CARBAJAL, Ángel. Modelo físico de la reducción de aceite remanente por desplazamiento con surfactantes. México: Universidad Nacional Autónoma de México, 2012.

<sup>40</sup> ONOFRIO, TEMPRANO, CHERTCOFF, y ROSEN. Inestabilidades viscosas entre fluidos miscibles en medios porosos bidimensionales. Paseo Colón 850, 1063 Buenos Aires: Facultad de Ingeniería, Universidad de Buenos Aires, 1991.

además de mejorar la eficiencia de barrido. También aumenta la fracción de aceite en los fluidos producidos, es decir, reduce el WOR. Sin embargo, la mayor viscosidad de la fase acuosa se reduce a un mayor gradiente de presión requerido para obtener la misma velocidad del fluido.

Debido a que las anteriores modificaciones se ven limitadas a un orden de magnitud en  $N_c$  no suficiente, es imprescindible usar surfactantes que cuentan con un considerable poder tensioactivo.

El poder de reducir la tensión interfacial agua/crudo del surfactante, generalmente desde 30- 40 dinas/cm hasta 1 ó 0,1 dinas/cm, puede generar todavía una insuficiente magnitud, sin embargo no menor a la obtenida con las anteriores modificaciones y en circunstancias particulares la tensión interfacial puede reducirse a menos de 0,001 dinas/cm o incluso obtener miscibilidad entre agua y aceite (TIF nula), con concentraciones de surfactante del orden de 5% <sup>41</sup> beneficiando el aumento de  $N_c$ .

**II. Movilización por solubilización y ensanchamiento.** Un sistema surfactante-agua-aceite equilibrado forma una microemulsión que contiene la mayoría del surfactante y tiene la propiedad de solubilizar considerables cantidades de la otra fase. Dependiendo de si la microemulsión está en equilibrio con una fase acuosa, una fase aceite o ambas, sus características de solubilización son distintas. Los casos que se toman en consideración en una inyección de surfactantes son los que pueden beneficiar el proceso de recuperación de crudo y que favorezcan parcial o completamente la situación ideal de alcanzar valores de TIF ultra bajos.

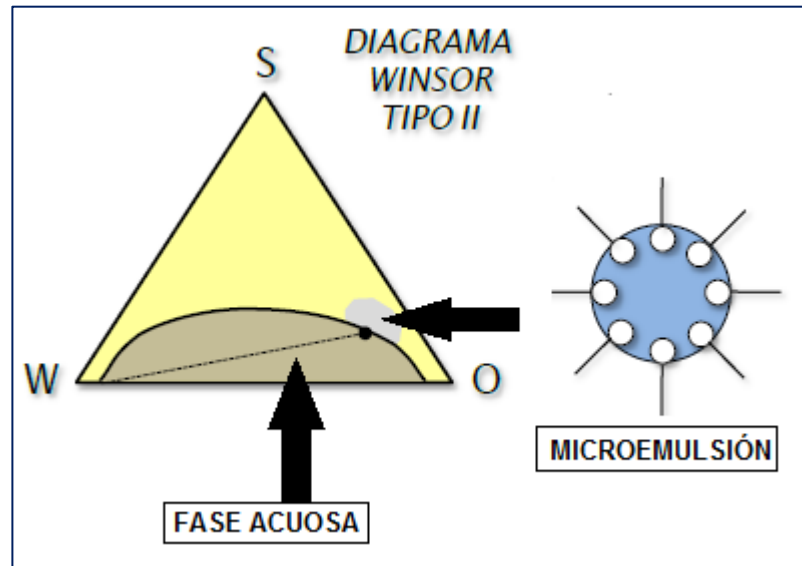
Por tanto, se toman en consideración el llamado diagrama de Winsor tipo II en el cual la fase aceite contiene la mayoría del surfactante y es una

---

<sup>41</sup> SALAGER, Jean Louis. Adsorción-Mojabilidad. En: Modulo de enseñanza en fenómenos interfaciales. 1998. p. 6.

microemulsión que solubiliza una gran cantidad de agua en su interior como se observa en la *figura 21*, y el diagrama Winsor tipo III que corresponde a una situación de afinidad del surfactante que es igual tanto para la fase acuosa como la fase oleica.

**Figura 21.** Diagrama Winsor tipo II.



**Fuente:** PARUTA, Emilio. Emulsiones Geles. Influencia de la formulación y fracción de fase dispersada sobre sus propiedades reológicas y estabilidad. Mérida - Venezuela: Universidad de los Andes, Escuela de Ingeniería Química, 2008.

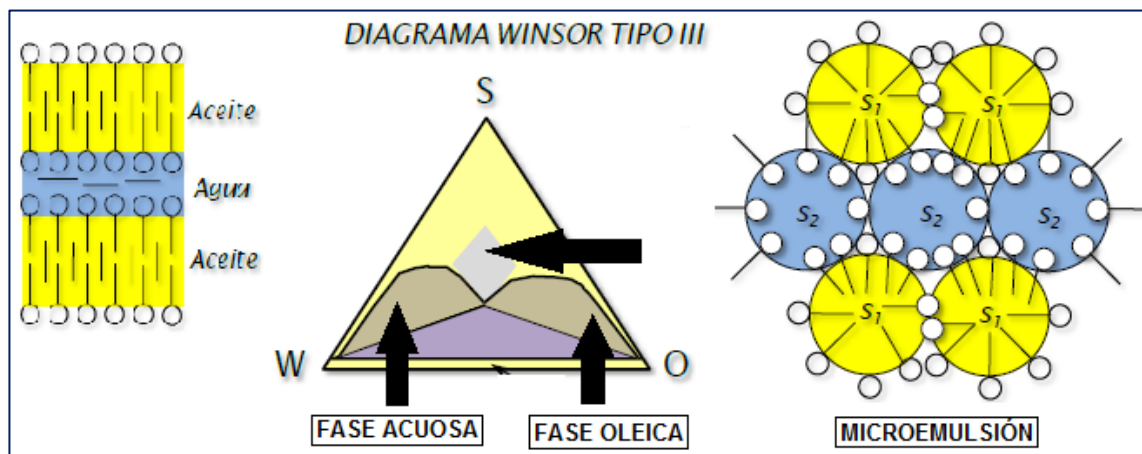
En el caso del sistema de la *figura 21*, se han obtenido sistemas casi óptimos a nivel laboratorio, en los cuales la fase aceite duplica su volumen por solubilización de agua. Sin embargo, estas condiciones son difíciles de obtener en campo porque las concentraciones de surfactante son bajas, pero es posible que, en ciertos casos, la fase aceite se ensanche un 20-30% <sup>42</sup> mediante la solubilización de agua, implicando un aumento en la saturación y por tanto en la permeabilidad y una reducción de la viscosidad de la fase aceite. Ambos efectos favorecen el aumento en la movilidad del crudo.

---

<sup>42</sup> SALAGER, Jean-Louis. Recuperación mejorada de petróleo. Módulo de enseñanza en fenómenos interfaciales En: FIRP (Lab. Formulación, Interfases, Reología y Procesos). Mérida-Venezuela: Universidad de los Andes, 2005. p. 16-22.

Como se observa en la *figura 22*, cuando el sistema se encuentra en equilibrio, se separa en tres fases: una microemulsión que contiene la mayor cantidad de surfactante, denotada como la fase media debido a que aparece entre las fases acuosas y oleicas y no puede ser diluida ni por agua ni aceite, y dos fases (acuosa y oleica) en exceso con baja concentración de surfactante.

**Figura 22.** Diagrama Winsor tipo III.



**Fuente:** PARUTA, Emilio. Emulsiones Geles. Influencia de la formulación y fracción de fase dispersada sobre sus propiedades reológicas y estabilidad. Mérida - Venezuela: Universidad de los Andes, Escuela de Ingeniería Química, 2008.

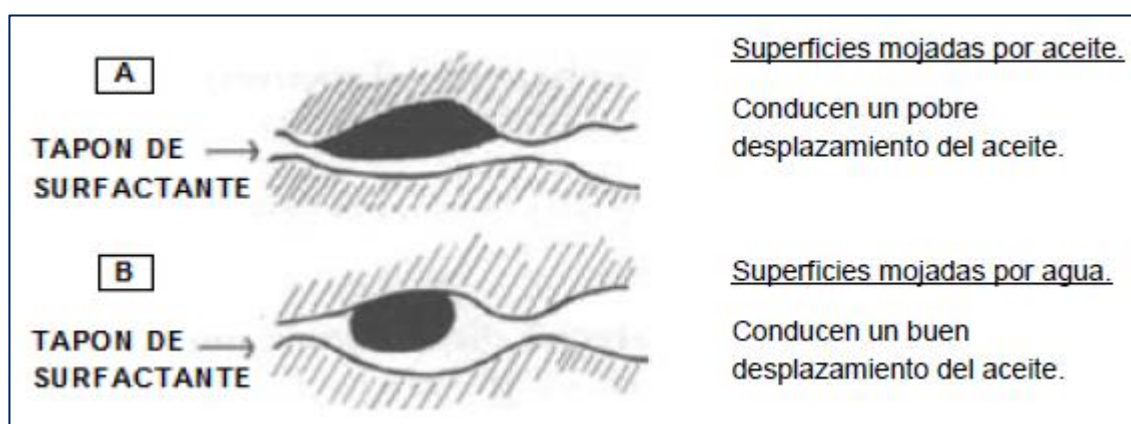
El sistema anterior presenta la situación ideal para alcanzar valores de tensión interfacial ultra bajos siendo favorable para los procesos de recuperación mejorada de petróleo EOR.

**III. Movilización por cambio de mojabilidad.** La mojabilidad se define como la preferencia de un fluido a adherirse y esparcirse sobre la superficie de un sólido (roca), en presencia de otros fluidos. Esta dictará la distribución de los fluidos dentro del espacio poroso, afectando el desplazamiento de un fluido sobre el otro.

Una serie de trabajos de investigación han indicado que la mojabilidad de la roca es crucial en la obtención de un buen desplazamiento del petróleo (ver

figura 23). Si la roca es mojada por aceite, éste tendrá que penetrar poros de pequeño diámetro causando su mayor atrapamiento, aunque puede presentar continuidad de saturaciones bajas y seguir fluyendo. Sin embargo, gracias al método de movilización por reducción de la tensión interfacial que presenta el surfactante y a su adecuada elección, se puede alterar esa mojabilidad para crea condiciones favorables para el desplazamiento eficiente del petróleo, donde la roca es aparentemente mojada por el agua, convirtiéndose el surfactante en el protagonista de evitar la adhesión del aceite a la roca.

**Figura 23.** Efecto de la mojabilidad de la roca en el desplazamiento del aceite.



**Fuente:** OLMOS MONTOYA, Anel Margarita y LOREDO CARBAJAL, Ángel. Modelo físico de la reducción de aceite remanente por desplazamiento con surfactantes. México: Universidad Nacional Autónoma de México, 2012.

**IV. Emulsión espontánea.** Este es un proceso de no-equilibrio que se puede observar, por ejemplo al verter un limpiador en agua, la formación de una nube blanca característica.

En el sistema surfactante-agua-aceite se observó que la transferencia de masa puede producir cerca de la interfase zonas sobre-saturadas que se separan en dos fases espontáneamente<sup>43</sup>.

<sup>43</sup> SALAGER, Jean-Louis. Recuperación mejorada de petróleo. Módulo de enseñanza en fenómenos interfaciales En: FIRP (Lab. Formulación, Interfases, Reología y Procesos). Mérida-Venezuela: Universidad de los Andes, 2005. p. 16-22.

Este efecto se puede evidenciar en la zona de contacto (surfactante-aceite) donde aparecen gotas de pequeño diámetro donde los esfuerzos de cizallamiento no son suficientes para producir una emulsión tan fina, generando esta emulsión espontánea cerca de la interfase aceite-agua. Esta suposición está corroborada por el hecho de que se puede obtener una buena recuperación en sistemas de tensión relativamente alta cuando se produce la emulsión espontánea.

Una explicación a este efecto de movilización por Ruschack y Miller es el siguiente<sup>43</sup>:

- Con el frente de la solución acuosa de surfactante, se entra en contacto con el aceite, produciendo la transferencia de masa de surfactante en el aceite, seguido de la transferencia de agua en aceite o de aceite en agua.
- La producción de la zona sobre-saturada en la fase aceite, cerca de la interfase, ocurre la emulsión espontánea y el aceite se encuentra dividido en muy finas gotas (0.1 – 0.5 micras).
- Estas pequeñas gotas al ser arrastradas por las fuerzas viscosas de drenaje coalescen entre sí permitiendo continuar a la formación de una emulsión más estable.

**1.5.4 Efectos de los surfactantes.** Los procesos de recuperación mejorada de petróleo, en especial los que son desarrollados por medio de mecanismos químicos, tienen especiales efectos tanto en la interacción líquido-líquido como líquido-sólido en el yacimiento, como consecuencia, estudios minuciosos deben realizarse para contemplar los diferentes cambios que se pueden presentar durante la aplicación, en este caso, de la inyección de surfactantes en crudos pesados, con el objetivo de, primero, dar solución a las adversidades que se

puedan presentar y segundo, tener factibilidad de que el proceso va a ser un proceso eficiente con resultados garantizados por la previa evaluación.

Propiedades que presentan efectos importantes en el rendimiento de la inyección de tensioactivos y que se deben tener en cuenta en la evaluación previa al proceso, son la concentración micelar crítica (CMC), la salinidad y el pH. A continuación se va a estudiar con más detalle estas propiedades y las interacciones que se pueden dar tanto entre ellas como con propiedades como el tipo de surfactante y la temperatura en el yacimiento.

**I. CMC.** La concentración micelar crítica (CMC) se define como la concentración a la cual las micelas comienzan a formarse espontáneamente, de esta manera, recibe la atribución de la medida de la eficiencia de un surfactante, por lo tanto, una CMC más baja indica que se necesita menos surfactante para saturar las interfases y formar micelas.

El comportamiento del surfactante bajo condiciones de valor superior e inferior al valor de CMC es<sup>44</sup>:

- Valor menor al de CMC: El surfactante tiende a acumularse en la interfase, reduciendo la tensión interfacial.
- Valor igual al de CMC: La tensión interfacial de la solución no cambia, permaneciendo constante, puesto que la interfase (líquido-líquido) está llena de moléculas de surfactante.

---

<sup>44</sup> LLEDÓ, Pedro, SÁENZ, Francisco, UGARTE, Ernesto y VALENZUELA, Joaquín. Determinación de concentración micelar crítica y puntos de fusión de surfactantes. Chile: Universidad de Concepción, Depto. de Ingeniería Química, 2012.

- Valor mayor al de CMC: Las moléculas de surfactante están dentro del fluido formando las micelas. Ocurrido esto, la adición de surfactante solo aumenta el número de micelas y la tensión interfacial se vuelve independiente de la concentración de surfactante.

#### **a) Factores que afectan la CMC**

- pH:

La naturaleza aniónica o no iónica de los surfactantes más usados en la industria es una de las características más importantes a tener en cuenta en los estudios previos del comportamiento de un surfactante al hacer contacto con una solución acuosa, como también, la naturaleza del medio. El contacto que se presenta entre una molécula de surfactante y una molécula de la fase acuosa con diferente carga iónica, puede intervenir en la estabilidad de las micelas formadas previamente debido a la saturación de moléculas de surfactante en la interfase, es decir, el punto de encuentro de la CMC.

Un surfactante aniónico al hacer contacto con un medio donde el pH es muy ácido, puede producir la desestabilización de las micelas. Este desbalanceo en la micela ocurre a causa de que el grupo polar del surfactante (parte hidrofílica), forma un enlace iónico con un protón presente en la solución. El enlace produce la estabilización de la parte hidrofílica del surfactante pasando a ser neutra, lo que conlleva a la inestabilidad de la micela produciendo la separación, en este caso, entre el agua y el surfactante.

Por el contrario, si se enfrenta el surfactante a un medio muy básico, la desestabilización de la micela, esta vez es por causa de la abundancia de cargas negativas en la solución que provocan la repulsión entre las partes hidrofílicas del monómero, lo que genera la apertura de las micelas.

El experimento de Rahman y Brown<sup>45</sup> realizado a un compuesto tensioactivo aniónico, Dodecilsulfato Sódico (SDS), donde se estudió la CMC a valores de pH entre 2 y 10, indicaron que a valores de pH menores de 4 (muy ácido) la CMC decrece, es decir, se necesita menos surfactante para saturar las interfases y formar las micelas, mientras que a valores entre 4 y 10, la CMC se mantuvo constante. Este estudio indica la importancia de la valoración previa del pH de un surfactante que este destinado a reducir la TIF en un contacto agua-aceite, para permitir el buen desarrollo del proceso.

- Temperatura:

Al someter a un surfactante a cambios de temperatura, que usualmente presenta una influencia débil en la micelización, se pueden apreciar dos efectos opuestos según su naturaleza. Los surfactantes iónicos se tornan más hidrofílicos al aumentar la temperatura; ocurre lo contrario con los surfactantes no iónicos debido esencialmente a dos efectos opuestos.

Por una parte, el aumento de la temperatura produce una reducción de hidratación del grupo hidrofílico ocasionando el punto de turbidez de los surfactantes (temperatura a la cual el surfactante no iónico inicia la separación de la fase acuosa). Este efecto tiende a favorecer la micelización, es decir, producir micelas a menor concentración (CMC disminuye).

Por otro lado, el aumento de temperatura produce una desorganización creciente de las moléculas de agua que se encuentran cerca del grupo no polar; como consecuencia, la compatibilidad de agua-grupo no polar aumenta, lo que desfavorece la formación de las micelas (CMC aumenta).

---

<sup>45</sup> RAHMAN, Aamer y BROWN, Wiley. Effect of pH on the critical micelle concentration of sodium dodecyl sulphate. En: Applied Polymer Science. 1983. vol. 28, p. 1331–1334.

**II. Adsorción sobre las superficies de la roca.** La naturaleza de un surfactante puede alterar los efectos de adsorción presentes en una superficie específica de roca<sup>46</sup> sin embargo, estos efectos pueden ser variados positivamente mediante cambios en el pH de la molécula del surfactante.

Anteriormente, por ejemplo, los surfactantes aniónicos no eran considerados para superficies de carbonatos debido a su alta adsorción pero con un aumento del pH se redujo enormemente este efecto extendiendo su aplicabilidad en este tipo de superficie. En superficies como areniscas, la adsorción resulta principalmente de la presencia de arcillas que presentan una carga negativa en las caras y una carga positiva en los bordes; la carga en los bordes es dependiente del pH, por lo que su carga puede invertirse, alterando la adsorción en la superficie.

Al igual que al surfactante, es usual hacer cambios en el pH de la fase acuosa que generan alteraciones importantes en el proceso de adsorción del tensioactivo iónico en las superficies sólidas.

Una superficie sólida se puede volver más positiva a medida que el pH de la solución acuosa se va reduciendo, debido a la adsorción de protones<sup>47</sup>; como consecuencia, se producirá un aumento en la adsorción de surfactantes aniónicos y una disminución en la adsorción de surfactantes catiónicos. El efecto contrario se presenta cuando aumenta el pH en la solución acuosa.

---

<sup>46</sup> OLMOS MONTOYA, Anel Margarita y LOREDO CARBAJAL, Ángel. Modelo físico de la reducción de aceite remanente por desplazamiento con surfactantes. México: Universidad Nacional Autónoma de México, 2012.

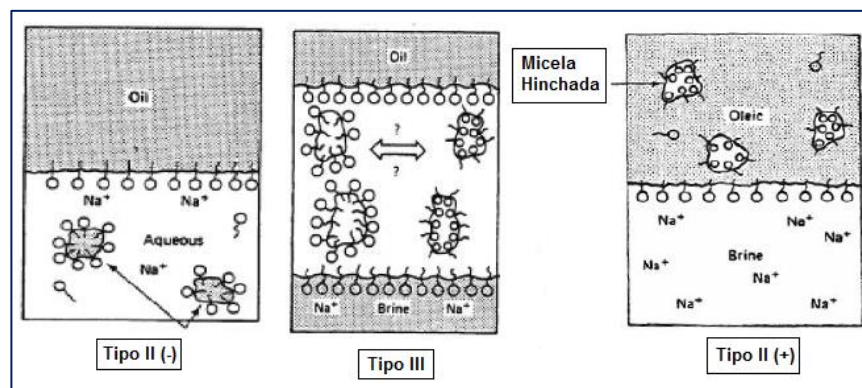
<sup>47</sup> PROF. AVENDAÑO, Jorge. Influencia del pH en la adsorción de surfactantes catiónicos sobre diversas superficies rocosas. Mérida: Universidad de los Andes, Escuela de Ingeniería Química, 2008.

Es importante destacar que los estudios de la influencia del pH sobre la adsorción son necesarios para asegurar que la CMC permanezca constante, o en el mejor de los casos, que disminuya.

**III. Salinidad.** La reducción de la tensión interfacial, característica del surfactante, permite que el crudo atrapado en el yacimiento sea movilizado, sin embargo, depende de un número de factores incluyendo, el tipo de crudo en yacimiento, la salinidad de la salmuera y la cantidad de pérdida de surfactante a la formación debido a la adsorción.

En términos de salinidad de la salmuera, como se muestra en la *figura 24*, a baja salinidad (bajo óptimo, tipo II-), el surfactante está primordialmente en la fase acuosa, mientras que a salinidad alta (sobre óptimo, tipo II+), éste está preferiblemente en la fase oleica. En salinidades intermedias, una fase adicional (microemulsión), puede formarse en el sistema. Este estado intermedio con tres fases líquidas (tipo III), resulta en la más baja reducción de la TIF, por lo tanto, representa una condición principal de “salinidad óptima” para una inyección de surfactantes<sup>48</sup>.

**Figura 24.** Tipo de solubilidad del surfactante.



**Fuente:** LAKE, Larry. Enhanced oil recovery. Society of Petroleum Engineers. 1 ed. New Jersey: Prentice-Hall, 1989. 550 p.

<sup>48</sup> ATTHAWUTTHISIN, Natthaporn. Numerical simulation of low salinity water flooding assisted with chemical flooding for enhanced oil recovery. Bangkok, Thailand: Norwegian University of Science and Technology, 2012.

Experimentos realizados por Gupta y Trushenski.<sup>49</sup>, mostraron que a salinidades relativamente bajas a la salinidad óptima, la retención del surfactante fue pequeña pero la recuperación de crudo fue pobre cuando la TIF era muy alta. A altas salinidades, el recobro fue bajo porque hubo una alta retención del surfactante. Por lo tanto se demostró que el mejor recobro ocurre a una salinidad donde la TIF es lo suficientemente baja pero la retención del surfactante no es muy alta.

Debido a la incertidumbre que presentaba la relación entre la salinidad óptima y la adecuada concentración de surfactante, Nelson<sup>50</sup>, propuso la existencia de dos grupos. En el primero, la salinidad óptima incrementa con la concentración del surfactante, mientras que en el otro grupo, la salinidad óptima decrece con la concentración del surfactante. Sin embargo, se propuso la existencia de un tercer grupo en el cual la salinidad óptima era independiente de la concentración del surfactante. Para respaldar estas propuestas Hirasaki<sup>51</sup>, señaló que el cambio de la salinidad óptima es una consecuencia de los iones divalentes que interactúan con el surfactante o sus pseudo-componentes que se dividen en diferentes porciones.

La deducción obtenida de los diferentes experimentos realizados señala que la relación entre los sistemas de salinidad óptima y concentración del surfactante son dependientes, es decir, la salinidad óptima puede incrementar o decrecer con la concentración, dependiendo del tipo de surfactante, el contenido divalente los co-solventes, entre otros. Un buen resultado en el recobro de crudo por medio de la inyección de surfactantes resulta de una baja salinidad de la salmuera por encima de una salinidad alta. Sin embargo, la salinidad

---

<sup>49</sup> GUPTA, Surendra y TRUSHENSKI, Scott. Micellar flooding-compositional effects on oil displacement. En: SPE 7063. 1979. vol. 19, p. 116-144.

<sup>50</sup> RICHARD, Nelson. The salinity requirement diagram-A useful tool in chemical flooding research and development. En: SPE 8824. 1982. vol. 22, p. 259-70.

<sup>51</sup> HIRASAKI, George, VAN DOMSELAAR, H. R., y RICHARD, Nelson. Evaluation of the salinity gradient concept in surfactant flooding. En: SPE 8825. 1983. vol. 23, p. 486-500.

intermedia, la cual se forma en el estado de tres fases (tipo III), es la condición óptima porque incrementa la disminución de la TIF resultando en el mayor recobro de crudo.

- Salinidad óptima

Se ha demostrado que la tensión interfacial es fuertemente dependiente de la salinidad de la fase acuosa y en una concentración de sal óptima la tensión interfacial se aproxima a su valor mínimo.

El coeficiente de partición del surfactante entre el aceite y el agua es alterado a medida que la concentración de sal es variada, este efecto es el responsable de la TIF ultra baja. Por tanto, la concentración de surfactante en la fase aceite aumenta al incrementar la concentración de sal en la fase acuosa, a bajas concentraciones de sal, la mayor parte del surfactante permanece en la fase acuosa y a condiciones intermedias, la concentraciones del surfactante es la misma tanto en aceite como en el agua. Esta concentración de sal intermedia se denomina salinidad óptima.

Para obtener una formulación óptima se ha desarrollado el método llamado gradiente de salinidad<sup>52</sup>, en el cual la salinidad del tapón del surfactante varía del frente a la cola de manera continua. Estando en el frente la salinidad netamente más alta que el valor calculado como óptimo, y en la cola el valor netamente más bajo. Las condiciones pueden ser alteradas por fenómenos de transferencia, adsorción e intercambio iónico, sin embargo, en alguna parte del tapón se producirá una formulación capaz de obtener una tensión ultra baja y por tanto capaz de movilizar el aceite.

---

<sup>52</sup> HIRASAKI, George, VAN DOMSELAAR, H. R., y RICHARD, Nelson. Evaluation of the salinity gradient concept in surfactant flooding. En: SPE 8825. 1980. vol. 23, p. 486-500.

- Mantenimiento de la fórmula óptima

Lograr un proceso con la formulación de la salinidad óptima, obteniendo TIF ultra baja, puede significar el éxito en la recuperación de crudo, no obstante, una desviación del 10% del valor de esta variable puede subir la tensión de 0,0001 dinas/cm hasta 0,1 dinas/cm, lo que en términos de recuperación significaría un fracaso.

**1.5.5 Factores que afectan la inyección.** Según los resultados obtenidos de proyectos previos sobre la inyección de surfactantes, este proceso presenta resultados muy variables en recuperación adicional de petróleo, debido a la vulnerabilidad que presenta el surfactante a la presencia de diferentes factores inherentes al medio o a la estructura de su molécula; como consecuencia, se crean desventajas en la aplicación, puesto que se puede provocar pérdida de sus propiedades originales, debilitar la estabilidad del tapón en el yacimiento, haciéndola ineficiente.

**I. Características del yacimiento.** El rango de aplicabilidad o screening que se ha elaborado gracias a los proyectos de inyección de surfactantes implementados en todo el mundo, permite especificar las características óptimas de la roca y del fluido donde el proyecto podría llegar al éxito. Sin embargo los éxitos en campo aún están limitados por causa de los problemas que aún quedan por resolver por la falta de exploración y desarrollo en estos proyectos. En la *tabla 3* se muestra los principales parámetros de aplicabilidad para un proyecto de inyección de surfactantes.

**Tabla 3.** Inyección de surfactantes, criterios de aplicabilidad.

INYECCIÓN CON SURFACTANTES. CRITERIOS DE APLICABILIDAD		
FLUIDO	Viscosidad	< 30 cp a condiciones de yacimiento
	Gravedad	> 25 °API
	Composición	Livianos e intermedios son deseables
YACIMIENTO	Temperatura	< 175 °F
	Saturación de petróleo	> 30%
	Permeabilidad	> 20 md
	Espesor neto	> 10 pies
	Profundidad	< 8000 pies
AGUA	Calcio y magnesio	< 5000 ppm
	Sólidos totales disueltos	< 100000 ppm
	Limpieza (pre-lavado)	Agua suave de baja salinidad
LITOLÓGIA	Arenisca	Bajo contenido de arcilla
FACTORES FAVORABLES	Formación	Homogénea
	Barrido de inyección de agua	> 50 %
FACTORES DESFAVORABLES	Fracturas extensas	
	Capa grande de gas	
	Alto contraste de permeabilidad	

**Fuente:** PARÍS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. 2 ed. Maracaibo: Astro Data S.A, 2001.

El criterio de la aplicabilidad deseable en crudos livianos e intermedios es por causa del mejor comportamiento de los químicos en estos medios. Sin embargo, este componente es violado en este proyecto debido al interés en poner a prueba la inyección de surfactantes en fluidos de composición pesada y por tanto de viscosidad mayor y gravedad API menor; las conclusiones obtenidas, por tanto aportaran ya sea, un complemento al anterior screening o, en el mejor de los casos, un aumento en la aplicabilidad de los surfactantes.

Características del surfactante se pueden ver afectadas por la litología y por la salinidad, es por esta razón que se prefiere bajo contenido de arcillas, sin yeso ni anhidrita, ya que éstas generan la adsorción de los químicos y el control en la salinidad puede garantizar la permanencia del surfactante en el yacimiento.

**II. Propiedades de la roca y del fluido.** El empleo adecuado de esta tecnología exige especial atención en algunas propiedades del yacimiento para

garantizar la eficiencia del proceso, ya que un inapropiado procedimiento podría ocasionar grandes pérdidas económicas. A continuación se describirán algunas de éstas.

- **Presencia de bacterias:** Las bacterias son microorganismos presentes en el agua empleada para la inyección y en aquellas generadas en el yacimiento. Un control en estos microorganismos es necesario, dado que su presencia puede ocasionar taponamiento en las formaciones productoras y en líneas de conducción, corrosión en equipos, y particularmente en este proceso puede producir una rápida degradación del químico.
- **Salinidad:** Como se estudió anteriormente, es necesaria la inyección de un preflujó de agua que reduzca la cantidad de sales de la formación para evitar el contacto con la solución del surfactante, debido a que la presencia de iones divalentes de  $\text{Ca}^{+2}$  y  $\text{Mg}^{+2}$  en el agua, afecta negativamente la solubilidad del surfactante en la fase acuosa, provocando una rápida precipitación y alteración del flujo del surfactante a través del yacimiento.
- **Estructura del surfactante:** La información conjunta sobre la importancia de la estructura del surfactante en estos procedimientos, conlleva a la conclusión de que existe una correlación entre la eficiencia de desplazamiento y el peso equivalente (es la razón del peso molecular con el número de grupos sulfonatos, que son los surfactantes más utilizados, en la molécula). Por ejemplo, los sulfonatos con alto peso equivalente causan una gran reducción en la TIF, desafortunadamente, no son solubles en agua y son rápidamente adsorbidos. Es por esta razón que la premonición del comportamiento del surfactante es de importancia, puesto que puede garantizar un enfrentamiento a los problemas encontrados; en este caso por lo tanto, el problema se resuelve mezclándolos con otros de bajo peso

equivalente para lograr el equilibrio entre la solubilidad y la reacción de la tensión interfacial<sup>53</sup>.

**III. Parámetros operacionales.** Igualmente que propiedades de la roca y del fluido existen para beneficiar o perjudicar el proceso, algunos parámetros operacionales se deben tener en cuenta para el éxito del procedimiento.

- **Profundidad:** Severos cambios de presión y temperatura pueden afectar la adsorción del tensioactivo por tanto, para este proyecto se realizarán análisis de sensibilidad compatibles a la característica de la profundidad registrada para yacimientos de capas delgadas.
- **Temperatura:** Es un factor primordial al momento de emplear este mecanismo, debido a que los surfactantes son moléculas químicas que tienden a degradarse y perder su capacidad de adsorción con el aumento de la temperatura. Se reporta en la literatura, que el rango extremo de aplicación es menor a 2000 °F.
- **Etapa de inyección de agua:** Escoger el momento adecuado para realizar el proceso de inyección de surfactante después de una inyección de agua, es uno de los pasos que permitirá obtener resultados favorables en la recuperación de petróleo, puesto que ese momento debe justificar la inversión que se va a realizar. Otro paso importante es verificar que existe la presencia de una cantidad permisible de petróleo móvil a recuperar que ha quedado después de la etapa de inyección de agua para satisfacer la implementación del proyecto.

---

<sup>53</sup> PARÍS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. 2 ed. Maracaibo: Astro Data S.A, 2001.

**1.5.6 Problemas comunes en la inyección de surfactantes.** La alta complejidad química de los tensioactivos provocan varios fenómenos como, la adsorción, el intercambio iónico, entre otros fenómenos de no equilibrio, al entrar en contacto con los fluidos y la roca del yacimiento que han estado en equilibrio físico-químico durante muchos años. Estas alteraciones complican considerablemente el problema de obtención y mantenimiento de una formulación óptima a lo largo del proceso, debido a la pérdida de las propiedades originales del surfactante. Los principales problemas que se presentan durante este tipo de procedimientos se describen a continuación.

**I. Adsorción del surfactante.** A pesar de que la adsorción es una de las principales propiedades que animan a escoger la inyección de surfactante como un método de recobro, también puede jugar en contra del procedimiento debido, a que ciertas moléculas del surfactante se pueden adherir a la superficie de la roca provocando la pérdida de propiedades originales del mismo.

El aumento de la concentración del surfactante y la disminución del incremento de temperatura pueden normalmente afectar este fenómeno, además del tipo de surfactante, peso equivalente, minerales de la roca, contenido de arcillas y la tasa de flujo. Una reducción en este problema se puede lograr inyectando baches de aditivos alcalinos que reduzcan la exposición del químico a la adsorción. Sin embargo, estos aditivos pueden ocasionar<sup>54</sup> fallas en bombas, incremento en la precipitación de agentes no desplazantes por presencia de gran cantidad de iones divalentes, cambios en la salinidad, entre otros.

**II. Precipitación del surfactante.** Este fenómeno consiste en la disociación y en algunos casos redisolución, por asentamiento gravitacional del tensioactivo

---

<sup>54</sup> JIANG, Ping, LI, Na, GE, Jijiang, ZHANG, Guicai, WANG, Yang, CHEN, Lifeng y ZHANG, Lei. Efficiency of a sulfobetaine-type surfactant on lowering IFT at crude oil-formation water interface. En: Colloids and surfaces a: Physicochemical and engineering aspects. 2013. p. 142.

inyectado debido a la presencia de iones divalentes y es provocado por el aumento en la concentración de estos iones por encima del valor máximo. Una alternativa para contrarrestar este problema, es hacer uso de un preflujado de agua que reduce el contenido de sales en el yacimiento.

**III. Emulsiones.** En estos procesos las emulsiones se crean cuando el tensioactivo hace contacto con el aceite en presencia de tensiones interfaciales ultra-bajas, ocasionando la mezcla de dos líquidos inmiscibles.

Por un lado, las emulsiones pueden, a menudo, ser estables, viscosas y taponar el yacimiento, lo que generaría problemas en el proyecto. Por otra parte, la presencia controlada de una emulsión viscosa puede beneficiar el proceso, debido a que puede taponar zonas de alta permeabilidad permitiendo que el surfactante inyectado penetre en las otras zonas. Sin embargo, es necesario saber cuándo se quiere producir una emulsión, es decir, al principio de la inyección o en el frente del tapón, o cuando evitarlas.

## **1.6 ESTUDIO DE CASOS**

El fracaso que tuvo la implementación de proyectos de inyección de surfactante en los años 20 causó un retraso en su avance tecnológico, sin embargo el interés por entender este tipo de procesos ayudó a que resurgieran en los años 70 y de ahí en adelante, se han logrado avances notables en el uso de tensioactivos para la mejora de recobro de crudo.

No obstante, los éxitos en campo han estado limitados por la variedad de problemas que aún están por resolverse. Algunos proyectos piloto, descritos a continuación, muestran datos relevantes y problemas comunes al momento de implementar este procedimiento.

### **1. Campo Bothamsall (Inglaterra)**

Este campo está ubicado al este de Midland, al noroeste de Londres, es operado por la compañía British Petroleum (BP) y se caracteriza por poseer, en la zona productora, arenas erosionadas.

**Figura 25.** Ubicación del campo Bothamsall (Inglaterra).



**Fuente:** MOLANO JIMÉNEZ, Ana María. Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos (surfactantes, polímeros y micelares) mediante analogías. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2009.

Debido a una sobrepresión producida por una inyección de agua, se crearon fracturas alrededor de los pozos inyectoros, lo que diez años después, generó altos cortes de agua de casi del 97%, siendo esta la razón para decidir realizar la inyección de surfactantes<sup>55</sup>.

En el proceso se emplearon 0.25 VP de solución de surfactante, compuesta por 1500 ppm de ethoxy sulphate, 12,4 ppm de alkane sulphonate, 37,6 ppm de petroleum sulphonate y alcohol, éste, con el fin de mejorar la solvencia del surfactante y el comportamiento de fase. La solución de surfactante se inyectó

---

<sup>55</sup> COOPER, SOUTHWORTH, Richard, WALSH, Dominic y MORGAN. Field experience in the Bothamsall surfactant flood Project. En: SPE 13990. 1985.

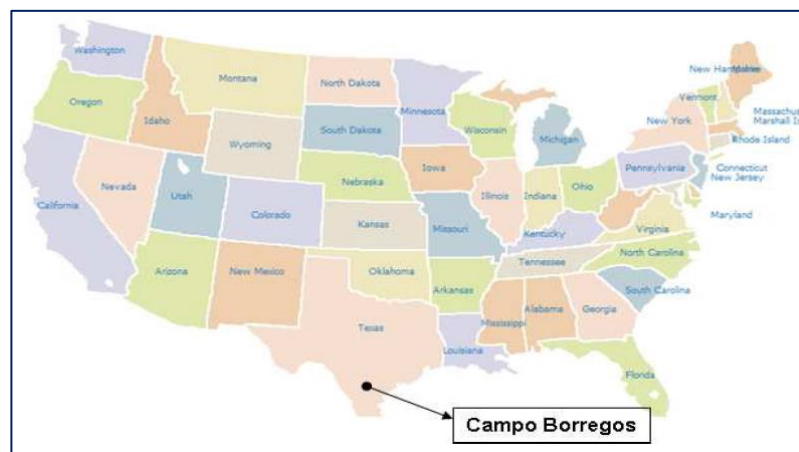
a bajas concentraciones pero en tamaños de baches grandes; se inyectó una solución polimérica y finalmente agua.

Algunos problemas registrados en la revisión literaria, con su respectiva solución son<sup>55</sup>: (1) Baja productividad debido a la formación de ceras que produjo un taponamiento en el equipo de bombeo. La solución fue realizar un lavado con agua caliente, tratamientos y uso de raspadores. (2) Producción temprana del químico en el pozo productor. Para esto, se siguió un programa de monitoreo y optimización del tratamiento de aguas producidas. (3) Formación de fracturas, se solucionó realizando un control a la presión de inyección. (4) Retención del surfactante por la presencia del alcohol. Para este problema no hubo solución, sin embargo se realizó un monitoreo a esta variable.

## 2. Campo Borregos (Estados Unidos)

El campo está ubicado en el estado de Texas, es operado por la compañía Exxon y su zona productora posee areniscas de grano medio.

**Figura 26.** Ubicación del campo Borregos (Estados Unidos).



**Fuente:** MOLANO JIMÉNEZ, Ana María. Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos (surfactantes, polímeros y micelares) mediante analogías. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2009.

La decisión de realizar el piloto de inyección de surfactantes fue tomada un año después de haber puesto al campo en producción primaria<sup>56</sup>.

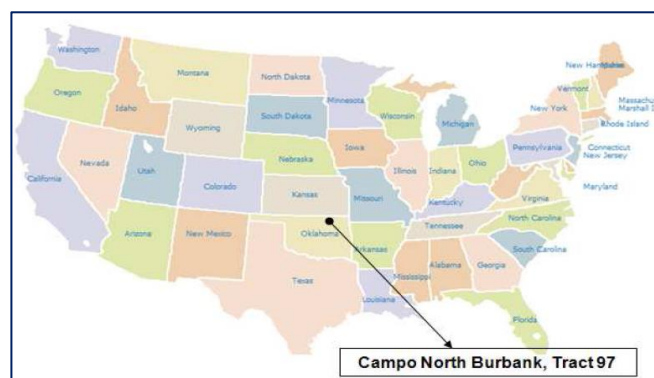
En el piloto se emplearon 0,3 VP de solución del surfactante, viscosidad 0,4 cp, formada por una mezcla de sulfonato aniónico y alcohol. Seguidamente, se expandió la inyección de agua.

Los problemas reportados son<sup>56</sup>: (1) Producción temprana del químico en el pozo productor; la reducción del problema se realizó monitoreando y controlando las tasas de producción. (2) Adsorción del surfactante; el control del problema se realizó monitoreando la variable.

### 3. Campo North Burbank, Tract 97 (Estados Unidos)

El campo se encuentra ubicado en la ciudad de Burbank, es operado por la compañía Phillips Petroleum Company y la Sinclair Oil & Gas y se caracteriza porque sus arenas productoras son homogéneas y de grano fino.

**Figura 27.** Ubicación del campo North Burbank, Tract 97 (Estados Unidos).



**Fuente:** MOLANO JIMÉNEZ, Ana María. Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos (surfactantes, polímeros y micelares) mediante analogías. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2009.

<sup>56</sup> WEAVER, Richard. Simulation of waterflood behavior in a reservoir previously invaded by water. *En: SPE 2984*, 1972.

El piloto comenzó con una inyección de surfactantes de 0,244 VP acompañado de un preflujo de agua. En el mismo año se inyectaron 0,168 VP, seguido de 0,051 VP de surfactante formado por 3 wt% de isobutil alcohol, 5 wt% de sulfanato de petróleo y 1500 ppm de cloruro de sodio. Finalmente se inyectaron 0,465 VP de poliacrilamida aniónica a una concentración de 2000 ppm.

El problema reportado durante la inyección del tapón de surfactante<sup>57</sup> hace referencia al control de temperatura del sulfonato, puesto que esas variaciones afectaron su viscosidad y la cantidad requerida. Su solución fue instalar dispositivos de control para mantener la temperatura del químico en un nivel apropiado.

El proyecto se encuentra terminado, la evaluación del desempeño de la inyección del surfactante fue exitosa, sin embargo no fue rentable su implementación a gran escala<sup>58</sup>.

---

<sup>57</sup> BRADFORD, COMPTON y HOLLIS. Operational problems in North Burbank unit surfactant/polymer project. En: SPE 7799. 1980. vol. 32.

<sup>58</sup> MORITIS, Guntis. *Worldwide EOR Survey*. En: *Oil & Gas*. 1998. vol. 96, p.16-59.

## 2. SIMULACIÓN DE PROCESOS DE RECOBRO MEJORADO

La ingeniería de yacimientos petrolíferos descrita por Sylvain J. Pirson, profesor de Ingeniería del Petróleo de la universidad de Texas<sup>59</sup>, es el arte y ciencia que trata de la predicción y control del funcionamiento o comportamiento de la producción de gas y petróleo de yacimientos naturales, con la aplicación de una fuente externa o artificial de energía o sin ella. Entre los objetivos fundamentales de la ingeniería de yacimientos está la estimación de las reservas recuperables de los yacimientos y la predicción de sus respectivas tasas de recuperación.

Para cumplir con el primer objetivo es necesario estimar los volúmenes de fluidos en sitio, ya sea por medio de análisis petrofísicos y de producción como, análisis de núcleos y datos de producción o haciendo uso de información geológica como, perfiles eléctricos, entre otros. Por otro lado, una manera previa para hacer el análisis de las reservas, es estudiando el comportamiento de los fluidos en el yacimientos usando varias técnicas de simulación. Estas permiten establecer mecanismos de producción, de acuerdo a una estrategia de explotación, estimando el factor recobro de un determinado yacimiento para obtener finalmente las reservas recuperables.

La estimación del objetivo restante permite convenir las tasas de producción de petróleo necesarias, a fin de obtener un recobro máximo; técnicas adecuadas de extrapolación predicen el comportamiento futuro del campo bajo diferentes condiciones de operación. De esta forma, la labor importante del ingeniero de yacimientos es hacer coincidir el comportamiento simulado con el comportamiento real del sistema en evaluación, para apoyar sus planes futuros. Por tanto, la simulación de yacimientos es el proceso de inferir el

---

<sup>59</sup> PIRSON, Sylvain J. Ingeniería de yacimientos petrolíferos. 2 ed. Barcelona: Ediciones Omega, S.A., 1965.

comportamiento real a partir del comportamiento de un modelo bajo variedad de escenarios.

Los modelos numéricos de simulación, son un conjunto de programas de computación que usan métodos numéricos para obtener una solución aproximada del modelo matemático que representa<sup>60</sup> características propias del yacimiento. Entre las características se encuentra la heterogeneidad no lineal, tanto en propiedades PVT en función de la presión, composición y temperatura, como en permeabilidades relativas y presión capilar, con relación a las saturaciones, porosidad variable y geometría irregular.

Por lo anterior, la simulación de yacimientos es un importante valor agregado a los procesos de gerencia de yacimientos, puesto que permiten desarrollar y valorar el plan de administración del mismo, monitoreando y finalmente evaluando su desempeño.

Para propósitos de este trabajo, se hará uso de esta herramienta completa y flexible del ingeniero de yacimientos desarrollando un modelo numérico a partir de un sistema físico para describir adecuadamente los procesos del sistema en estudio, sea en un pozo, yacimiento o campo.

## **2.1 TIPOS DE SIMULADORES DE YACIMIENTOS**

La clasificación de los simuladores de yacimientos permite seleccionar, de manera apropiada, el software de simulación para el desarrollo de un proyecto. Se requiere de un amplio conocimiento del yacimiento, del proceso de recuperación al que va a ser sometido y también, una cuidadosa revisión de los

---

<sup>60</sup> GUERRA, Ramos y ALEJANDRO, Daniel. Análisis de sensibilidad de los parámetros que afectan el proceso de inyección alternada de vapor en pozos horizontales considerando un ciclo de inyección. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela, 2003.

datos disponibles, para representar adecuadamente el yacimiento en el modelo de simulación<sup>61</sup>.

### **a) Simuladores de petróleo negro**

Su función fundamental es simular un modelo de flujo de fluidos en el cual se asume que sólo existen tres fases distintas en el yacimiento: petróleo, agua y gas; el agua y el petróleo se asumen inmiscibles, sin intercambio de masa o cambio de fase entre ellos, además se asume que el gas es soluble en el petróleo, pero no en el agua.

Este tipo de simuladores es útil en procesos de simulación de inyección de agua o gas inmisible donde no se esperan cambios en la composición de fluidos, tomando en consideración la variación de la solubilidad del gas en el petróleo en función de la presión<sup>62</sup>.

### **b) Simuladores composicionales**

Pueden ser considerados como una generalización del simulador de petróleo negro.

Consideran la variación de la composición de las fases con la presión, por tanto, las composiciones reales de las fases de petróleo y gas, debido a su comportamiento PVT más complicado, serán reconocidas explícitamente; utilizados para desarrollar estudios en procesos de inyección de gas con

---

<sup>61</sup> ORTEGA, Stephanie y CASTAÑEDA, Oscar. Modelos de simulación numérica orientados al diseño de estrategias de desarrollo de prospectos exploratorios mediante el uso de datos de campo maduros vecinos. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2008.

<sup>62</sup> OSORIO, Rafael. Simulación de petróleo negro (black oil). [citado 30 de Julio 2010]. Disponible en Petroblogger: [www.ingenieriadepetroleo.com](http://www.ingenieriadepetroleo.com).

petróleo movable, inyección de gas cerca de yacimientos rodeados de condiciones críticas y procesos de recirculación de gas en yacimientos de condensados<sup>63</sup>.

### **c) Simuladores químicos**

Consideran el flujo de fluidos, el transporte de masa debido a dispersión, adsorción, filtración, cinética de reacción y cambios de comportamiento de fases. Se utilizan en procesos de inyección de surfactantes, polímeros, emulsiones, sistemas gelificantes y flujo de compuestos alcalinos<sup>64</sup>.

Este es el simulador escogido para el desarrollo de este proyecto debido a sus características que permiten el modelado de la inyección de surfactantes en crudos pesados y la respectiva evaluación del proceso.

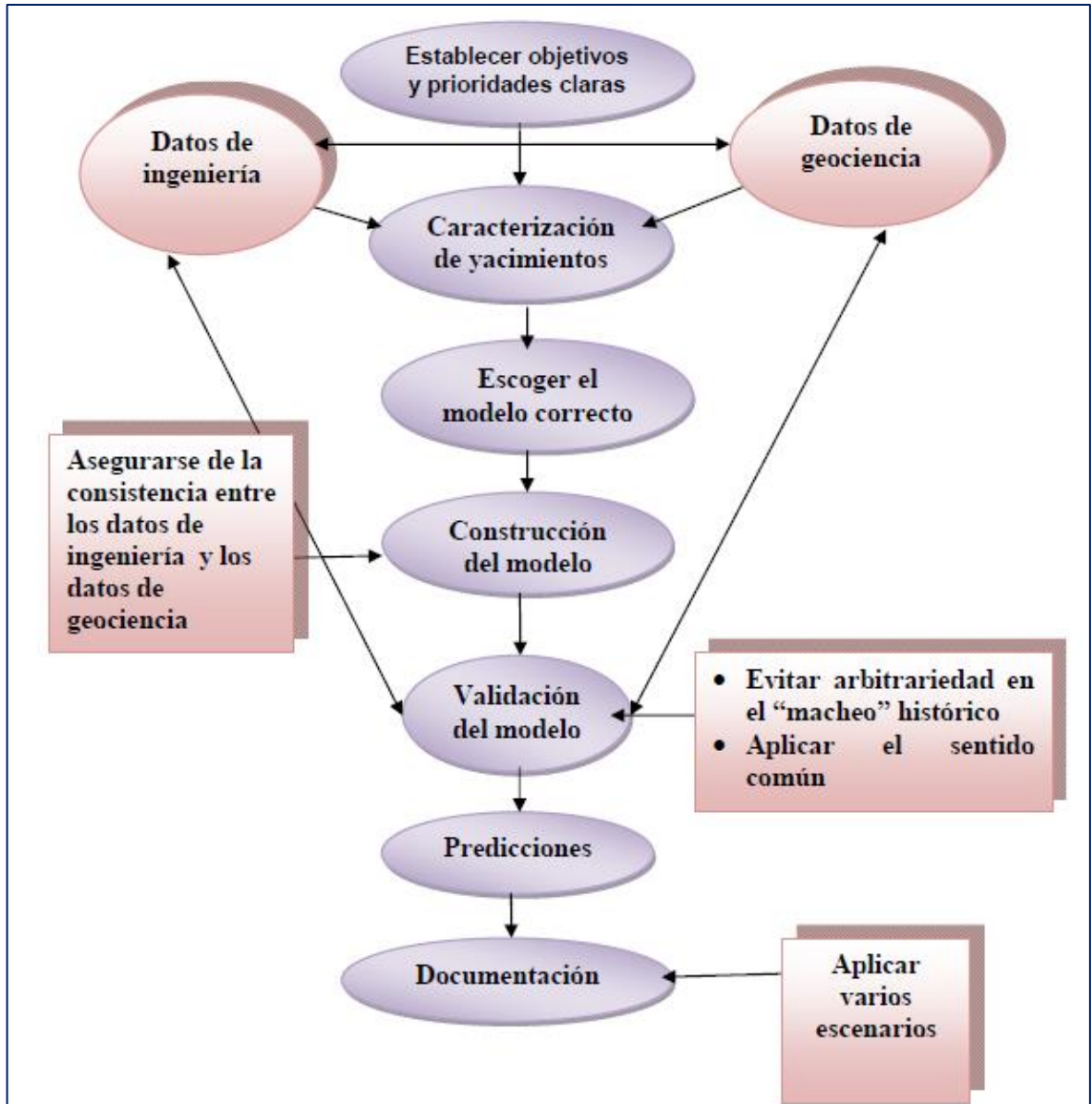
A continuación se muestra un proceso en una simulación de yacimientos (ver *figura 28*) donde generalmente, su aplicación gira entorno a la recopilación de datos de entrada, arreglos históricos y la predicción del comportamiento del yacimiento.

---

<sup>63</sup> UCV, Estudiantes de Ingeniería de Petróleos. Tipos de simulación de yacimientos. [citado 27 de Abril 2009]. Disponible en La comunidad petrolera: [www.simulación-de-yacimientos.lacomunidadpetrolera.com](http://www.simulación-de-yacimientos.lacomunidadpetrolera.com)

<sup>64</sup> GUERRA, Ramos y ALEJANDRO, Daniel. Análisis de sensibilidad de los parámetros que afectan el proceso de inyección alternada de vapor en pozos horizontales considerando un ciclo de inyección. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela, 2003.

**Figura 28.** Proceso en una simulación de yacimientos.



**Fuente:** ORTEGA, Stephanie y CASTAÑEDA, Oscar. Modelos de simulación numérica orientados al diseño de estrategias de desarrollo de prospectos exploratorios mediante el uso de datos de campo maduros vecinos. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2008.

## 2.2 SIMULADOR NUMÉRICO STARS (Steam, Thermal, and Advanced Processes Reservoir Simulator)

El simulador STARS se califica actualmente como uno de los mejores representantes del comportamiento de yacimientos de crudo pesado y extrapesado sometidos a procesos tanto térmicos como químicos además se

caracteriza por ser la nueva generación de simuladores de procesos avanzados para yacimientos de CMG (Computer Modelling Group).

Esta herramienta permite simular los cambios presentes en un proceso composicional de  $n$  componentes, modela yacimientos naturalmente fracturados o fracturados hidráulicamente, se usa en procesos térmicos, químicos EOR (sólidos dispersos, *gel*, ASP Alcalino – *Surfactante* – *Polímero*, Vapex, Microbial EOR, waterflooding), además permite la construcción de pozos tanto verticales como horizontales y laterales, poniéndolo en el lugar del simulador que permite modelar cualquier tipo de yacimiento.

Entre las principales ventajas que presenta esta herramienta se encuentra la posibilidad de trabajar con diferentes geometrías de enmallado con profundidad y espesor variables, además de permitir la generación de datos PVT y curvas de permeabilidad relativa usando diferentes correlaciones.

**I. Información de entrada.** La información de entrada<sup>65</sup> en un simulador generalmente comprende características del yacimiento obtenidas de análisis petrofísicos, perfiles y pruebas de productividad de pozos.

#### 1. Datos de roca y fluido

- Presión inicial del yacimiento
- Profundidad de los contactos iniciales petróleo-agua y si es el caso, gas-petróleo
- Permeabilidades relativas
- Presiones capilares
- Compresibilidad de la roca

---

<sup>65</sup> GUERRA, Ramos y ALEJANDRO, Daniel. Análisis de sensibilidad de los parámetros que afectan el proceso de inyección alternada de vapor en pozos horizontales considerando un ciclo de inyección. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela, 2003.

- Datos PVT, obtenidos de laboratorio, correlaciones y literatura

## 2. Datos de la malla

- Definición de la malla
- Número de capas
- Datos geológicos (espesores netos, permeabilidades, porosidades y saturaciones iniciales de los fluidos)

## 3. Datos de producción e inyección por pozos

- Producción de petróleo, agua y si es el caso, gas
- Fluidos a inyectar
- Historia de inyección
- Localizaciones de los pozos
- Índice de productividad
- Factor daño
- Intervalos completados por cada pozo, entre otros.

**II. Información obtenida.** Con los análisis de sensibilidad realizados durante la construcción del modelo básico, se pretende asemejar el comportamiento del modelo al de un campo real con características específicas, adicional a esto, se realizarán análisis de sensibilidad de los parámetros directamente involucrados durante la implementación del proceso de inyección de surfactantes en crudos pesados en capas delgadas, con el fin de evaluar los mejores escenarios para la implementación de esta técnica, buscando siempre aumentar la recuperación de aceite y mantener la presión estable, proporcionando información relevante, sobre este mecanismo, a la industria de los hidrocarburos para que llegue a ser usado con más confianza en yacimientos que cumplan con las condiciones aquí planteadas.

### **3. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN**

La simulación de yacimientos es una técnica de ingeniería, que permite representar diversos escenarios, características y propiedades de un yacimiento de hidrocarburos, por medio de la elaboración y operación de un modelo físico o matemático, que posibilita la predicción del flujo de fluidos multifásico (agua, petróleo y gas) que tienen lugar en el medio poroso.

Es por esta razón que se considera la simulación como una de las herramientas fundamentales de la industria petrolera, ya que permite establecer condiciones y evaluar la factibilidad técnica de procesos de optimización de la producción de un yacimiento. Sin embargo, la simulación genera resultados aproximados que dependen de los datos de entrada, por lo que es preciso realizar la validación correspondiente a la información antes de introducirlos al simulador, para disminuir el grado de incertidumbre que lleva implícito.

Con el fin de evaluar el comportamiento de diversos parámetros, ya sean operacionales, geométricos, de flujo y características del medio poroso de un modelo de yacimiento, se empleará en el presente trabajo simulación numérica, para el análisis del proceso de inyección de surfactantes, y de esta manera determinar las variables críticas del proceso y la configuración más adecuada en la cual los parámetros evaluados permitan la optimización del proceso de inyección y la obtención de recobro incremental de hidrocarburos.

Para llevar a cabo un apropiado estudio de simulación, se dividió en dos partes: Primero se realizó la construcción del modelo de simulación, en donde se definieron todas las variables y propiedades. La segunda parte se dirigió al análisis e interpretación de las principales variables que intervienen en el proceso.

### **3.1 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO BASE DE SIMULACIÓN**

Para la construcción del modelo de simulación, es necesario llevar a cabo la selección de propiedades petrofísicas, propiedades de los fluidos, geometría y dimensionamiento del modelo, condiciones operacionales, etc., basados en los criterios de screening disponibles en la industria para el proceso de inyección de surfactantes. Adicionalmente recopilar información de experiencias de campo, pruebas piloto y trabajos de simulación que permitan reforzar la selección de datos.

Una vez elaborado el modelo se realizan corridas previas para evaluar el desempeño del mismo y así corregir errores de concordancia y consistencia.

**3.1.1 Selección del software.** En la actualidad existen varios simuladores que permiten realizar predicciones del comportamiento de los yacimientos y su uso depende del tipo de proceso de recuperación de petróleo que se desea estudiar, tales como simuladores de petróleo negro, composicionales, térmicos, químicos y simuladores acoplados con modelo de flujo en tuberías. Los simuladores de petróleo negro son los más utilizados en la industria. Estos usan tres ecuaciones fundamentales para expresar la conservación de la masa de los tres componentes (Agua, petróleo y gas). Además, no consideran la solubilidad del gas y petróleo en el agua ni la existencia de petróleo en la fase gaseosa. Son de gran utilidad en el estudio de procesos de inyección de fluidos inmiscibles donde no se esperan cambios en la composición.

Los simuladores actuales permiten llevar a cabo gran número de tareas que el ingeniero de petróleos necesita para estudiar, analizar y comprender procesos complejos de predicción.

Por tal razón, es necesario elegir un software de simulación que permita cumplir con los objetivos planteados y que brinde resultados confiables y

representativos. Éstos se evaluarán por medio de análisis de sensibilidad de las diferentes variables involucradas en la inyección de surfactantes, empleando pozos verticales y pozos horizontales donde se considerarán parámetros como: Tasas de inyección y producción, configuración de pozos, espesor, permeabilidad, entre otros. Posteriormente se determinarán las variables, características y propiedades críticas en el proceso de inyección de surfactantes.

Teniendo en cuenta los requerimientos previamente mencionados, para el desarrollo del presente trabajo se seleccionó el simulador STARS® (Thermal & Advanced Processes Reservoir Simulator) de la compañía CMG (Computer Modelling Group LTD).

STARS® permite simular condiciones presentes en procesos de desplazamiento inmiscible y pseudo-miscibles tales como: Inyección de agua, inyección de polímeros, inyección de gas, inyección de solventes y procesos WAG, así como permite la construcción de pozos verticales, horizontales y laterales. Además brinda la posibilidad de trabajar con diferentes geometrías de enmallado con espesor variable, y la generación de datos PVT y curvas de permeabilidad relativa mediante correlaciones.

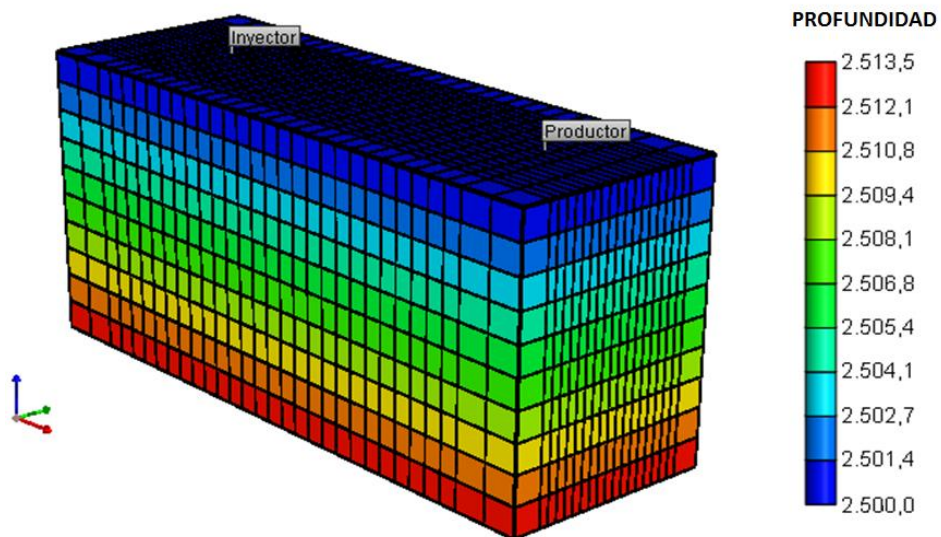
**3.1.2 Dimensiones del modelo.** Se empleó un enmallado de coordenadas cartesianas que presenta un refinamiento local en la zona central del yacimiento (*Ver figuras 29 y 31*), con el fin de generar una mayor resolución en las zonas cercanas a los pozos y en donde se lleva a cabo el desplazamiento del sistema agua-surfactante, exceptuando este refinamiento a las zonas correspondientes a los límites del modelo.

Inicialmente se establece la configuración con dos pozos (*Ver figura 30*), uno vertical (inyector) y un pozo productor (Horizontal), ya que los pozos

horizontales presentan grandes ventajas en yacimientos caracterizados por tener bajos espesores, ya que surgen muchos problemas si se explotan por medio de pozos verticales, puesto que para producirlos se requiere de la aplicación de una gran caída de presión en la cara del pozo para conseguir que los fluidos se desplacen hasta el pozo. De esta forma, se requeriría del uso de una gran cantidad de pozos verticales para conseguir el drenaje de la totalidad del yacimiento.

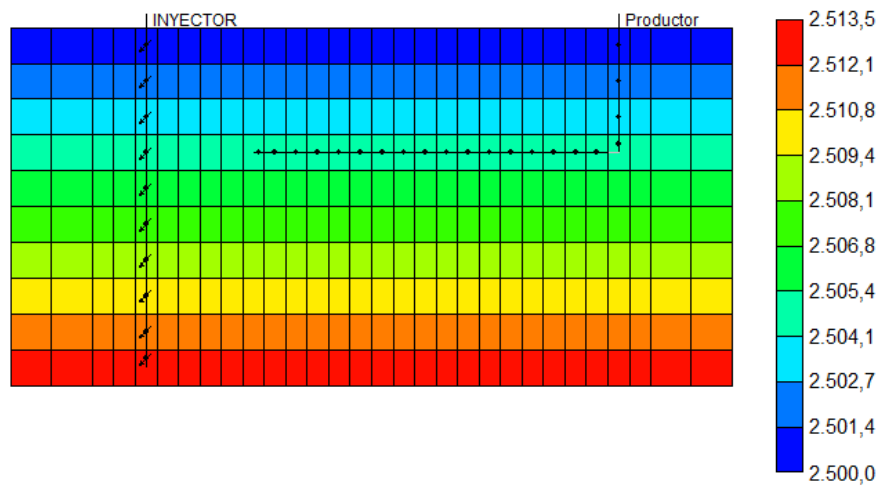
Así mismo, el comportamiento de una zona de espesor delgado actúa como una fractura de conductividad infinita con una longitud igual a la del pozo horizontal, favoreciendo, para esta investigación, el aumento del contacto del surfactante inyectado con el crudo de propiedades viscosas en el yacimiento.

**Figura 29.** Enmallado de simulación. Vista 3D.



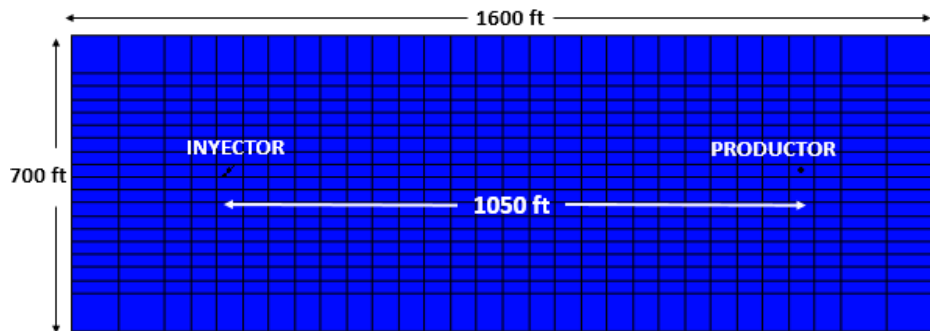
Fuente: Simulador STARS, Builder – CMG

**Figura 30.** Enmallado de simulación. Vista Lateral.



Fuente: Simulador STARS, Builder – CMG

**Figura 31.** Enmallado de simulación. Vista superior.



Fuente: Simulador STARS, Builder – CMG

También se puede observar las dimensiones del modelo, presentadas en la *tabla 4*.

**Tabla 4.** Dimensiones del modelo.

CARACTERÍSTICA	DESCRIPCIÓN
Área del modelo (acres)	25.71
Espesor (pies)	15
Ángulo de buzamiento	0
Celdas en I	30
Celdas en J	19
Celdas en K	10
Longitud celdas en I	2*90 pies, 26*47.71 pies, 2*90 pies
Longitud celdas en J	1*90 pies, 17*30.5883 pies, 1*90 pies
Longitud celdas en K	10*1.5 pies
Volumen neto	16800000 pies <sup>3</sup>

La selección del emallado de simulación se estableció luego de realizar análisis de sensibilidad, teniendo en cuenta criterios de selección básicos para evitar problemas de convergencia y exactitud, optimizar el tiempo de corrida y evitar posibles errores que se puedan presentar en el balance de materia del yacimiento.

**3.1.3 Selección de los datos de simulación.** La selección de los datos correspondientes a variables del medio poroso, del fluido y condiciones operacionales, fueron seleccionadas en base a criterios de screening disponibles en la industria para el proceso de inyección de surfactantes, así como de información de experiencias de campo, pruebas piloto y trabajos de simulación y datos coherentes y representativos de yacimientos de capas delgadas de crudo pesado.

**3.1.4 Propiedades del medio poroso.** Los valores de las propiedades del medio poroso tales como las permeabilidades y porosidad, fueron

seleccionados según la literatura y diferentes experiencias realizadas, teniendo en cuenta las características de yacimientos de capas delgadas, así como los requerimientos para el desarrollo óptimo de procesos de inyección de surfactantes.

En la *tabla 5* se presentan las propiedades del medio poroso tales como: porosidad, permeabilidades, y compresibilidad de la formación. Se realizó un análisis de sensibilidad de permeabilidades, teniendo en cuenta que es uno de los factores críticos en el proceso.

**Tabla 5.** Propiedades básicas del medio poroso.

CARACTERÍSTICA	VALOR	UNIDAD
Porosidad	21	%
Permeabilidad en i	300	md
Permeabilidad en j	300	md
Permeabilidad en k	120	md
Compresibilidad de la roca	5e -6	1/psi
Profundidad	2500	Ft

**3.1.5 Propiedades de los fluidos.** A continuación se muestran las propiedades propias de los fluidos involucrados en el proceso, así como los datos requeridos por el simulador IMEX® – CMG para generar la tabla PVT representativa de dicho fluido (*Ver tabla 6*).

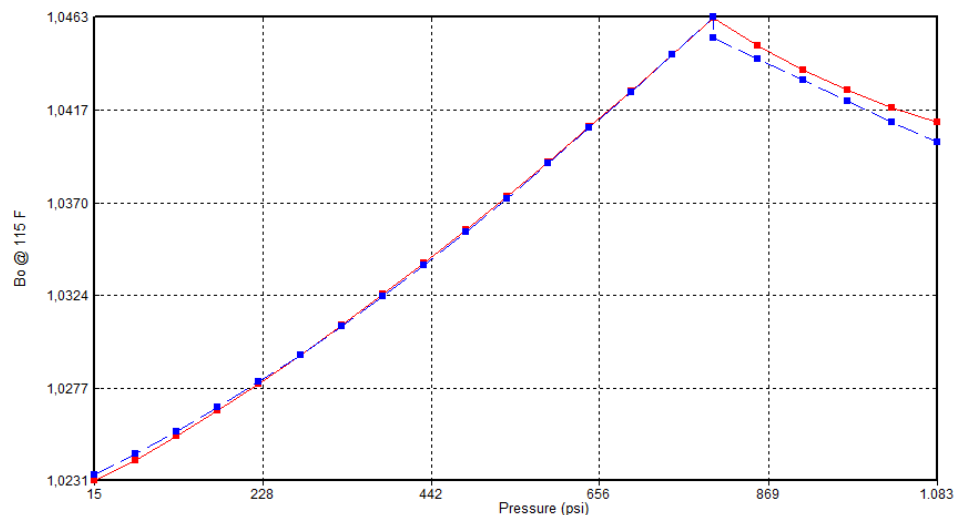
Cabe resaltar que se utilizó IMEX® para la generación del modelo de fluidos, ya que esta plataforma genera datos más representativos y consistentes. Una vez generados los datos de PVT, se realizó la migración IMEX-STARs, a través de la aplicación Builder de CMG, la cual permite la conversión del

modelo de fluidos empleada en la simulación Blackoil IMEX, a modelo composicional del simulador STARS.

**Tabla 6.** Propiedades de los fluidos.

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Presión inicial del modelo	1083	PSI
Temperatura inicial del modelo	115	°F
Presión de Saturación	800	PSI
Viscosidad del aceite	125.702	cP
API	15	°API
Viscosidad del agua	1	cP
Densidad del agua	61.63	lb/pies <sup>3</sup>

**Figura 32.** Factor Volumétrico de formación del aceite.

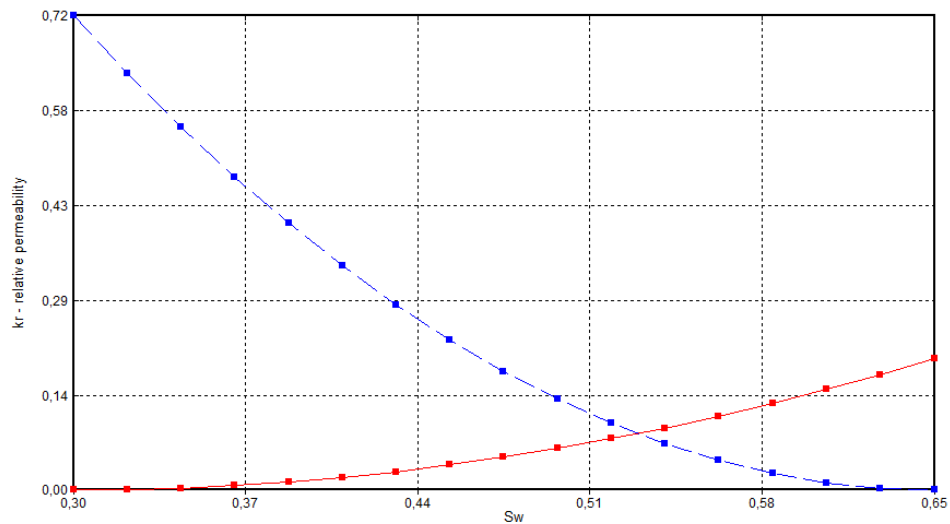


Fuente: Simulador IMEX – CMG

**3.1.6 Propiedades de flujo.** Se establecieron las curvas de permeabilidad relativas Agua – Aceite para el sistema (Ver figura 33). Es preciso tener en

cuenta que en este tipo de procesos no es conveniente que exista saturación de gas inicial, pues afectaría la respuesta de la inyección del sistema agua-surfactante, además de la ubicación del pozo horizontal.

**Figura 33.** Curva de permeabilidad relativa agua- aceite.



Fuente: Simulador IMEX – CMG

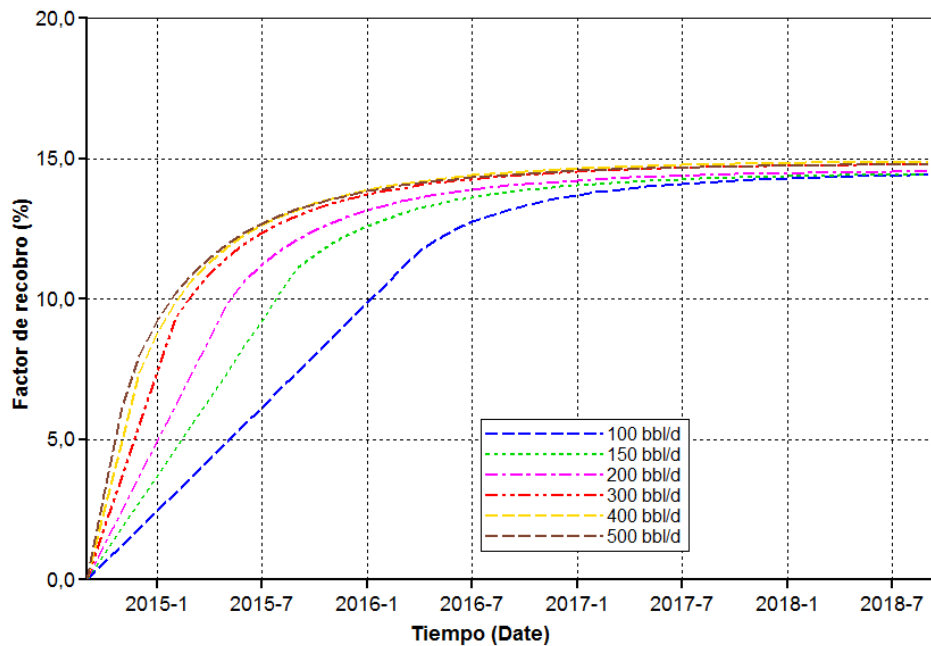
**3.1.7 Condiciones operacionales de los pozos.** Se procede a definir las restricciones operacionales de los pozos, tales como la tasa de producción de aceite, tasa de inyección de agua y presiones de fondo, las cuales representan un factor de suma importancia en la simulación del proceso.

Las mencionadas restricciones fueron seleccionadas teniendo en cuenta los resultados obtenidos por medio de análisis de sensibilidad, en donde se evaluó el factor de recobro y el comportamiento de la presión promedio.

- **Sensibilidad de la tasa de producción**

Se llevaron a cabo corridas de simulación para diferentes tasas de producción manteniendo constantes todos los demás parámetros operacionales. Se evaluó la respuesta del factor de recobro. (Ver figura 34).

**Figura 34.** Comparación del factor de recobro a diferentes tasas de producción.



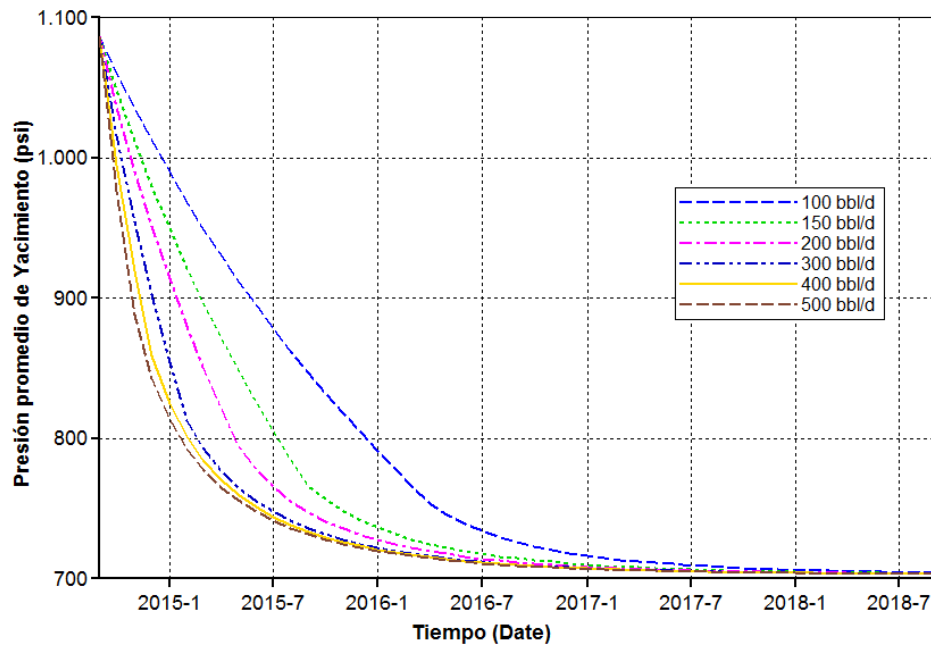
Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

Como se puede observar a menor tasa de producción, el factor de recobro es menor, ya que la cantidad de petróleo producido es más baja. Teniendo en cuenta que en realidad, los pozos no producen al máximo de su capacidad, ya que se deben tener precauciones y cuidados operacionales con las bombas, las tuberías de producción, las capacidades de las estaciones de tratamiento, etc.

También se debe tener en cuenta que la tasa de producción influye en la caída de presión del yacimiento. La presión promedio de yacimiento se mantiene más con las tasas de producción más bajas. Es por esta razón, que también es necesario analizar el comportamiento de la presión promedio del yacimiento con respecto a las diferentes tasas de producción (Ver Figura 35).

En la industria, la elección de una tasa u otra depende, además de las condiciones operacionales y técnicas, de decisiones económicas, pues también se busca extraer la mayor cantidad de hidrocarburos en menor tiempo.

**Figura 35.** Comparación del comportamiento de la presión promedio de yacimiento a diferentes tasas de producción.



Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

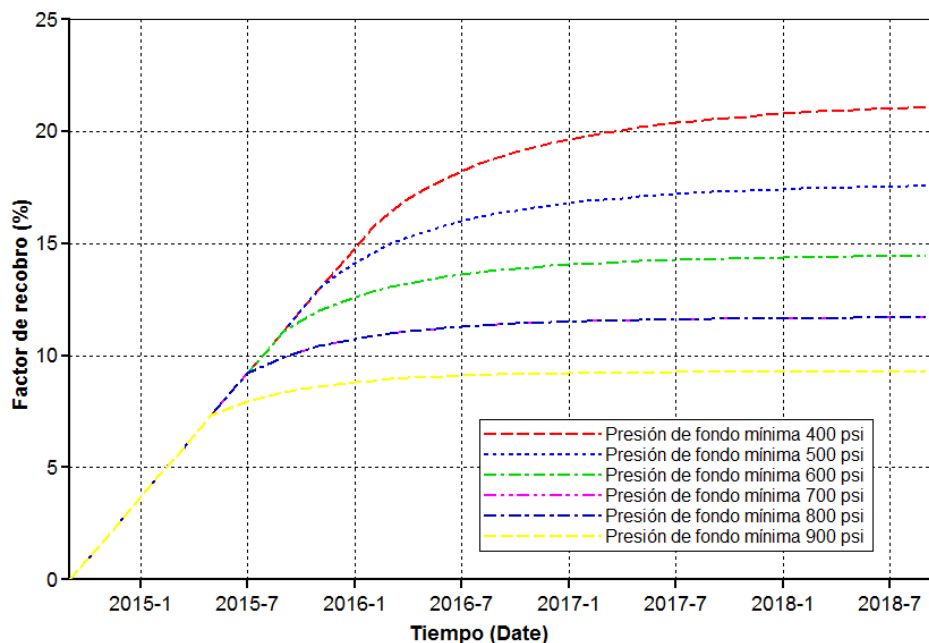
Para el presente modelo de simulación se seleccionó la tasa máxima de 200 bbl/d de producción. Esta tasa no es la máxima a la que el pozo puede levantar fluidos del yacimiento a superficie, y este valor puede ser variado dependiendo del estudio que se esté llevando a cabo.

- **Sensibilidad de la presión de fondo**

Se realizaron corridas preliminares a diferentes presiones de fondo, manteniendo constantes todos los demás parámetros operacionales para observar el comportamiento y la respuesta del yacimiento a la variación de

dicha condición operacional. Se evaluó el factor de recobro y la presión promedio (Ver figuras 36 y 37).

**Figura 36.** Comparación del comportamiento del factor de recobro a diferentes presiones de fondo.

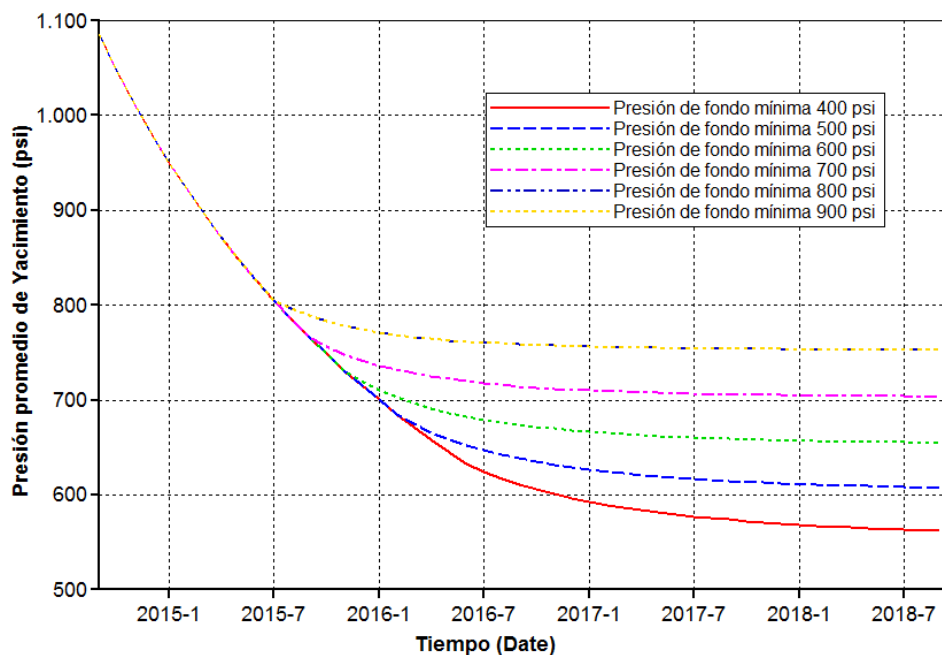


Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

De lo anterior, se puede inferir que a menor presión de fondo el factor de recobro es mayor, debido a que la caída de presión en el yacimiento es mayor y se producen mayores cantidades de aceite.

En la figura 37 se puede observar el comportamiento de la presión promedio del yacimiento ante la variación de la presión de fondo del pozo productor. A presiones de fondos menores, la caída de presión es más rápida y pierde toda su energía en los primeros años de producción, además las presiones de fondo mínimas pueden generar daños al pozo y a la formación debido a la rápida caída de presión en la cara de la arena. A su vez, las presiones de fondo altas son perjudiciales debido a que se opone más resistencia a la presión de fluidos, y el recobro de hidrocarburos cae considerablemente.

**Figura 37.** Comparación del comportamiento de la presión promedio del yacimiento a diferentes presiones de fondo.



Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

Si la caída de presión en el pozo es muy alta se producirán grandes cantidades de gas, lo que puede llegar a ser perjudicial para el equipo de levantamiento y en general para el sistema de producción.

Para la selección de la presión de fondo adecuada se deben analizar múltiples factores operacionales, para optimizar el proceso de producción e implementar sistemas de levantamiento artificial. Para el modelo actual se seleccionó una presión de fondo de 500 psi.

A la vez se llevaron a cabo sensibilidades de Tasa de inyección máxima y Presión de fondo máxima para el pozo inyector. La *Tabla 7* muestra las condiciones operacionales que se fijaron para el modelo base.

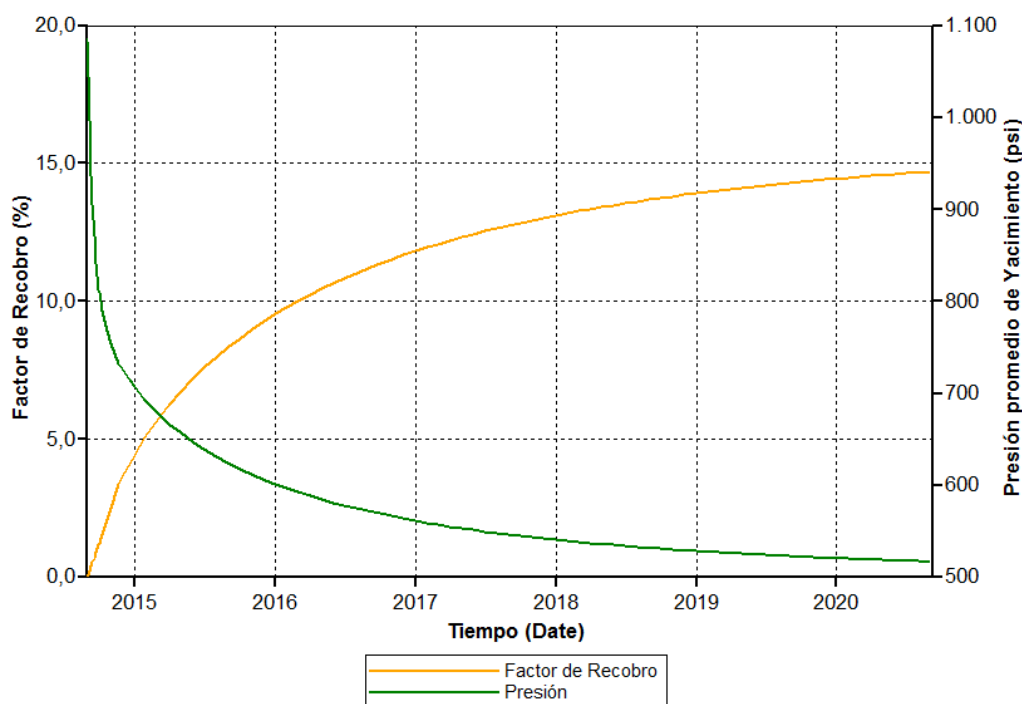
**Tabla 7.** Condiciones de operación de los pozos.

POZO	CARACTERÍSTICA	VALOR	UNIDAD
<b>PRODUCTOR HORIZONTAL</b>	Presión de fondo mínima (BHP)	500	psi
	Tasa de producción de aceite máxima (STO)	200	Bbl/d
<b>INYECTOR</b>	Presión de fondo máxima (BHP)	Dependiente de la tasa de inyección	
	Tasa de inyección máxima (STW)	100	Bbl/d

**3.1.8 Comportamiento y análisis de resultados del modelo base.** Ya definidas las variables el modelo está habilitado para llevar acabo las primeras corridas, en donde se comprobará si los datos y propiedades seleccionadas para el modelo arrojan valores representativos y coherentes, correspondientes a yacimientos de crudo pesado de capas delgadas.

Se empleó un pozo vertical (inyector) y un pozo horizontal (Productor) para el caso base, con una distancia entre ellos de 1050 ft. En la *figura 38* se puede observar el comportamiento del factor de recobro y la presión promedio del yacimiento para el modelo base durante la producción primaria, con las propiedades, variables y características del modelo previamente establecidas.

**Figura 38.** Factor de recobro y presión promedio del modelo base durante producción primaria.



Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

En la gráfica anterior se observa el comportamiento representativo de un yacimiento de aceite negro con mecanismo de producción primaria, en el que se observa una caída de presión acelerada durante los primeros meses de producción, hasta llegar a la presión de saturación. Posterior a este punto, se tiende a mantener la presión.

### 3.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE VARIABLES EN EL PROCESO DE INYECCIÓN DE SURFACTANTES

Una vez establecido el caso base de simulación, se llevará a cabo un estudio de sensibilidad de variables, propiedades, características y su influencia en el proceso de inyección de surfactantes. Para el estudio de las mencionadas variables se generaron y evaluaron gráficas tales como: Factor de recobro, presión promedio, relación agua – aceite (RAP) y corte de agua, según el caso a analizar.

Cabe resaltar que las propiedades y valores de entrada del surfactante para el proceso de simulación fueron tomados por defecto del simulador STARS®, ya que provienen de extensas referencias bibliográficas y representan valores típicos para este tipo de procesos.

Para el modelo de simulación se tomó una concentración del surfactante de 0.1%, ya que es un valor característico en procesos de inyección de surfactantes. A su vez este será uno de los parámetros a estudiar posteriormente.

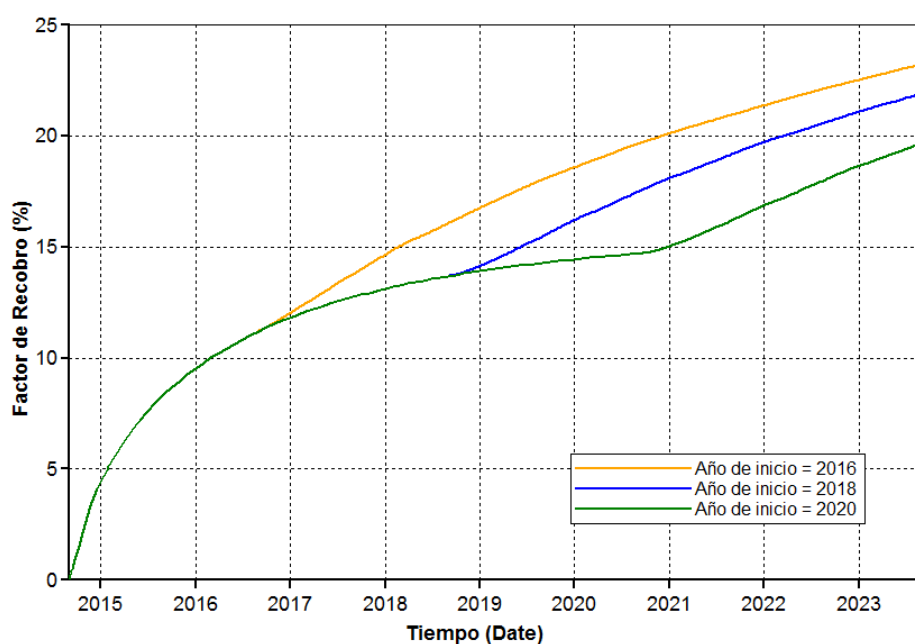
Se evaluarán parámetros operacionales, propiedades del yacimiento y propiedades del fluido (*ver figura 39*), con el fin de identificar la influencia de dichas variables en los procesos de inyección de surfactante en yacimientos de crudo pesado de capas delgadas.

**Figura 39.** Parámetros que fueron estudiados mediante análisis de sensibilidad.



**3.2.1 Análisis de sensibilidad para el inicio del proceso de inyección del surfactante.** Para llevar a cabo el estudio es necesario seleccionar el año adecuado en el cual se implementará el proceso de inyección del surfactante. Para este fin se evaluaron el factor de recobro, la presión promedio del yacimiento y los cortes de agua a diferentes años. En la *figura 40* se puede apreciar el comportamiento del factor de recobro para diferentes años de inicio del proceso.

**Figura 40.** Factor de recobro para diferentes años de inicio de la inyección de surfactante.



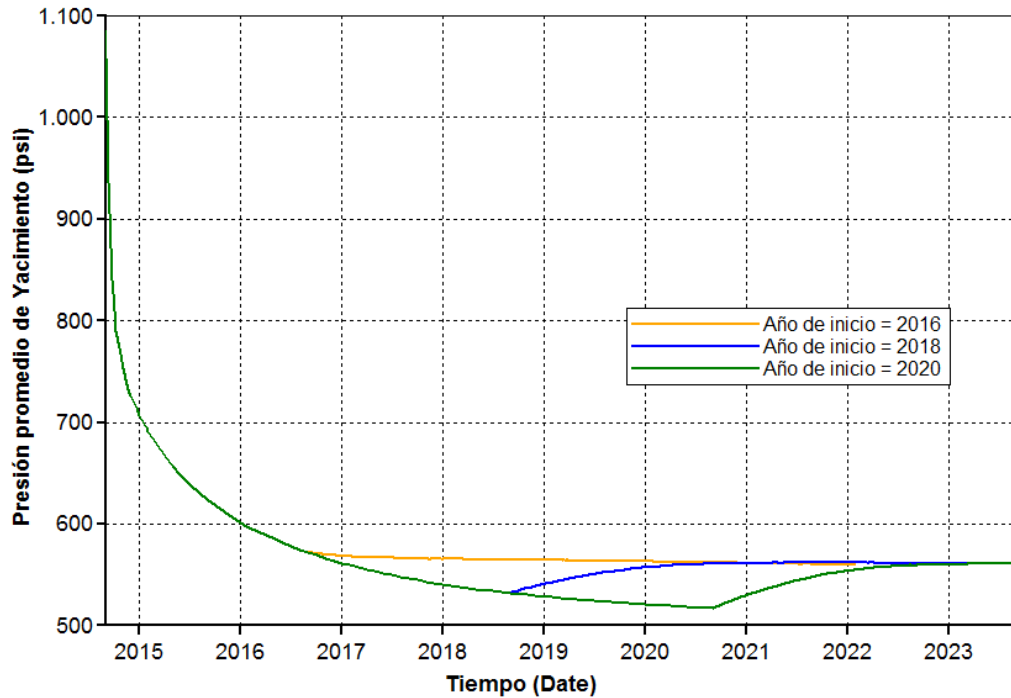
Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

Se puede inferir de la figura anterior que entre más temprano se implemente el proceso de inyección de surfactante, se va a recuperar más rápidamente una mayor cantidad de crudo. El inicio de dicho proceso también obedece a otros factores, tanto técnicos como financieros, ya que se busca obtener dividendos en el menor tiempo posible.

En la *figura 41* se puede observar el comportamiento de la presión promedio del yacimiento, donde se aprecia que la presión cae por debajo del punto de

burbuja durante la producción primaria. Luego de dar inicio al proceso de inyección del sistema agua – surfactante se observa un mantenimiento constante de la presión, con una tasa de inyección de 100 barriles por día.

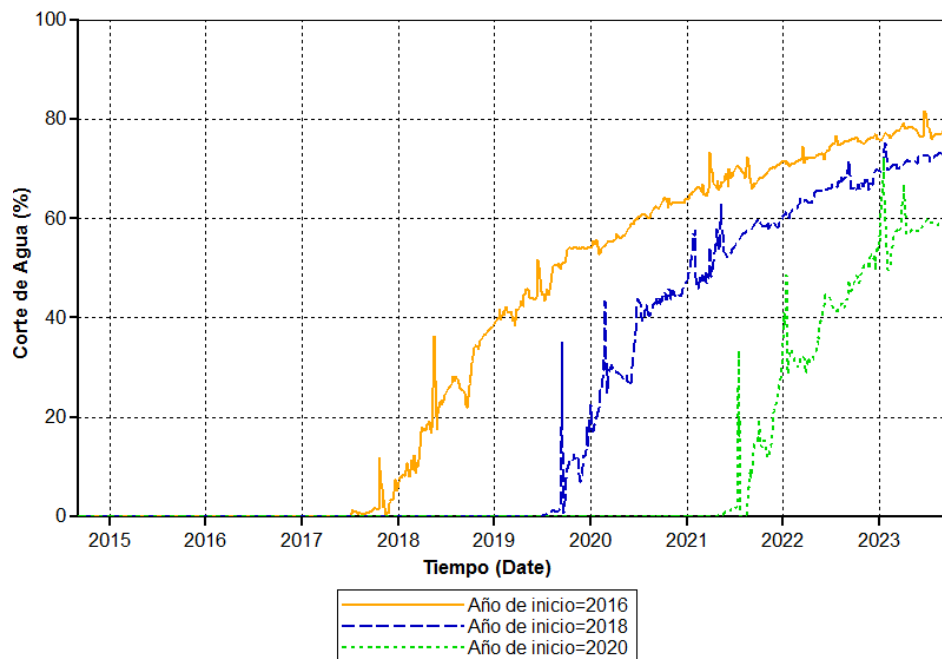
**Figura 41.** Presión de yacimiento para diferentes años de inicio de la inyección de surfactante.



Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

A pesar de la corta distancia entre los pozos el tiempo de ruptura se ve retardado debido a la alta viscosidad del crudo, que disminuye la movilidad del agua y posterga la llegada al pozo productor horizontal.

**Figura 42.** Corte de agua para diferentes años de inicio de la inyección de surfactante.

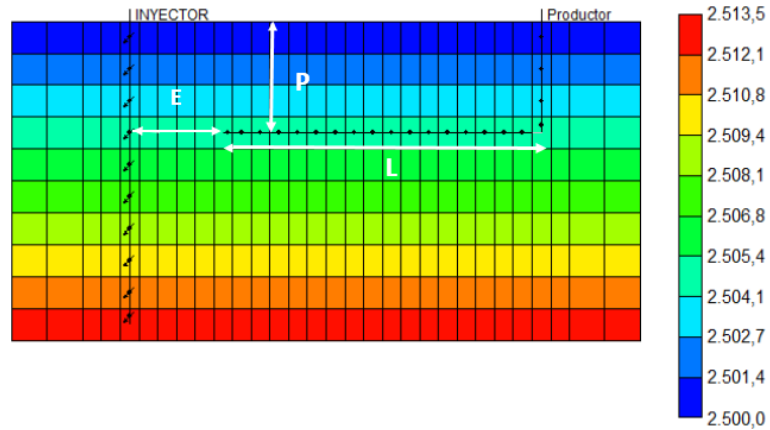


**Fuente:** Simulador STARS, Results Graph – CMG

Se seleccionó el inicio del proceso de inyección luego de 2 años de producción primaria (9-2016), pues representa una mayor recuperación de crudo y además es el momento apropiado para contrarrestar la acelerada caída de presión del yacimiento.

**3.2.2 Configuración inicial del modelo.** Una vez se determinó el tiempo óptimo para iniciar el proceso de inyección de surfactante, se debe también analizar la influencia de la configuración dimensional y posicional de los pozos. En la *Figura 43* se observan las distancias a las cuales se les realizó análisis de sensibilidad. El parámetro P corresponde a la distancia del tope de la formación al pozo horizontal. La distancia L pertenece a la longitud del pozo horizontal y E es el espaciamiento entre el pozo horizontal y el vertical.

**Figura 43.** Parámetros de la configuración dimensional de los pozos.

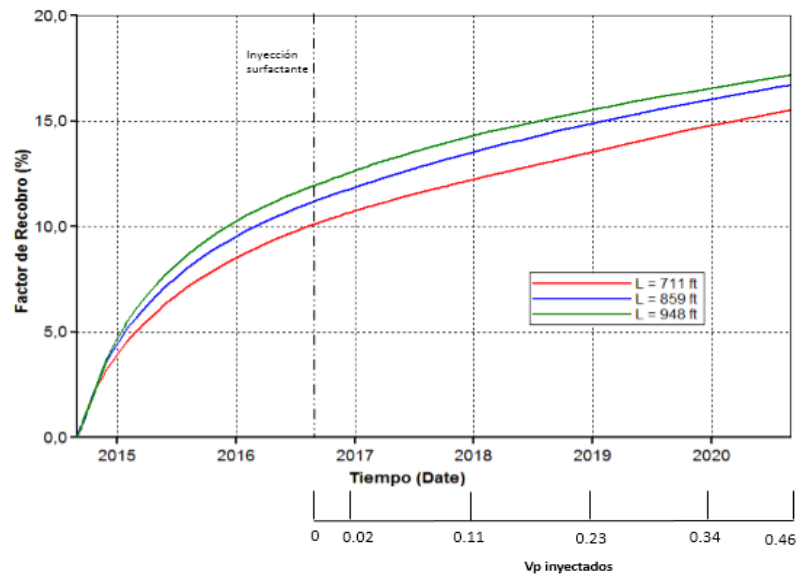


Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

- **Longitud del pozo horizontal productor**

Se modificaron los valores de la longitud del pozo (L), ver *Figura 43*, con el fin de observar el efecto de este sobre el proceso de inyección de surfactantes. Las longitudes tomadas fueron: 711, 859 y 948 pies. Los resultados obtenidos, en cuanto a factor de recobro se muestran en la *figura 44*.

**Figura 44.** Factor de recobro para diferentes longitudes del pozo horizontal.

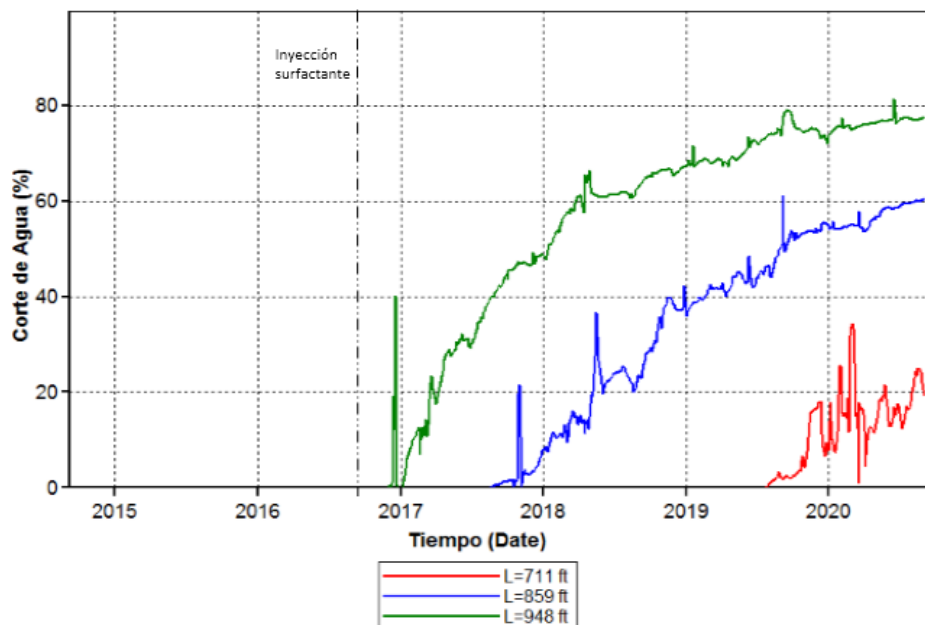


Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

Como se observa en la figura anterior, a mayor longitud del pozo horizontal, mayor es la producción de crudo y por consiguiente se obtiene un factor de recobro más alto, debido a que hay una mayor área de contacto entre el yacimiento y el pozo.

Las tendencias en cuanto a factor de recobro son muy similares para las longitudes de 859 y 948 pies, por tal razón se deben analizar otros factores para determinar la longitud más apropiada. En la *figura 45* se muestra el comportamiento del corte de agua frente a la variación de dicho parámetro. También en la *tabla 8* se incluyen los valores de Relación Agua – petróleo.

**Figura 45.** Corte de agua para diferentes longitudes del pozo horizontal.



Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

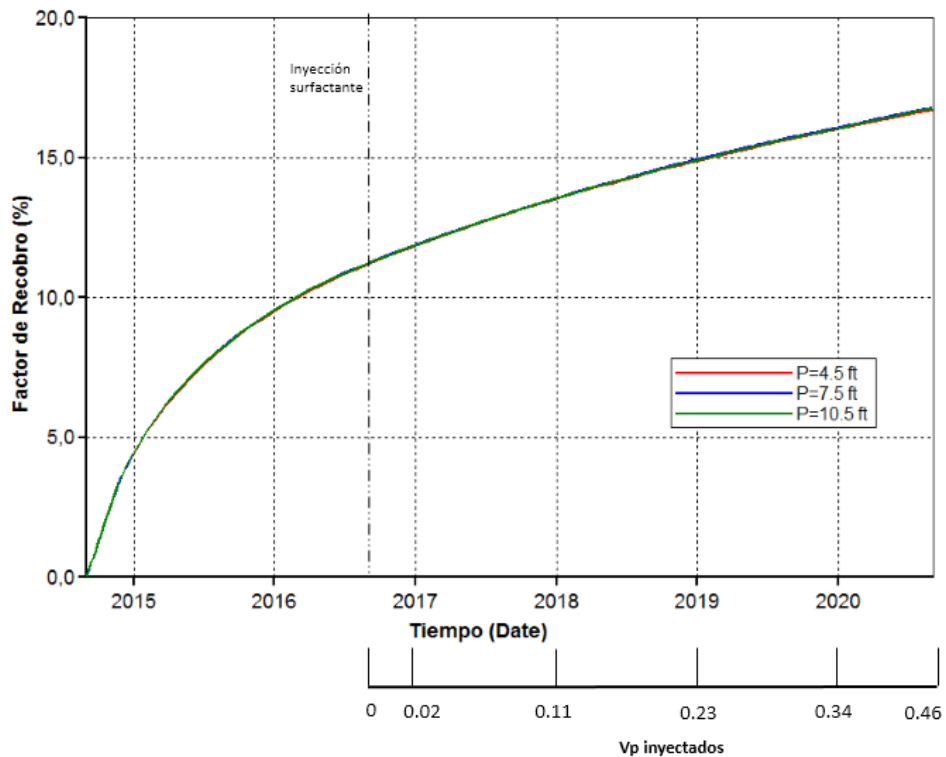
En la figura anterior se nota un tiempo de ruptura significativamente más rápido en las longitudes de pozo horizontal más altas, en especial en la de 948 ft. Igualmente, presenta una diferencia notable en cuanto al corte de agua con las demás longitudes de pozo. Por tal razón, se determina que el pozo de 859 ft es el más adecuado para el modelo, puesto que se logra una recuperación de

recobro similar al pozo de 948 ft, con la diferencia que se obtienen menores cortes de agua lo que resultaría operativamente menos costoso.

- **Distancia del pozo horizontal al tope de la formación**

Se realizó un análisis de sensibilidad de la distancia del pozo horizontal al tope de la formación P, con el fin de determinar la influencia que puede llegar a tener en el proceso. Los valores tomados fueron de 4.5, 7.5 y 10.5 ft. En la *figura 46* se muestra el factor de recobro para diferentes profundidades del pozo horizontal productor.

**Figura 46.** Factor de recobro para diferentes distancias del tope de la formación al pozo horizontal.

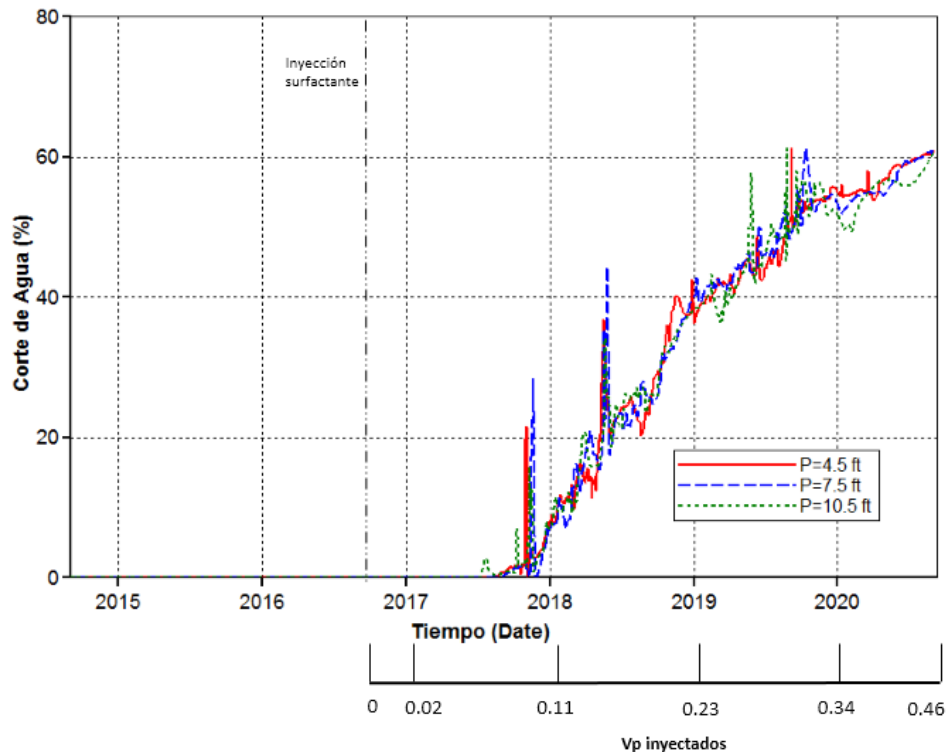


Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

Como se observa en la figura anterior, la variación entre las diferentes profundidades del pozo horizontal no genera diferencia alguna en cuanto al

factor de recobro. En la *figura 47* se presenta el comportamiento del corte de agua para dicha variable.

**Figura 47.** Corte de agua para diferentes distancias del tope de la formación al pozo horizontal.



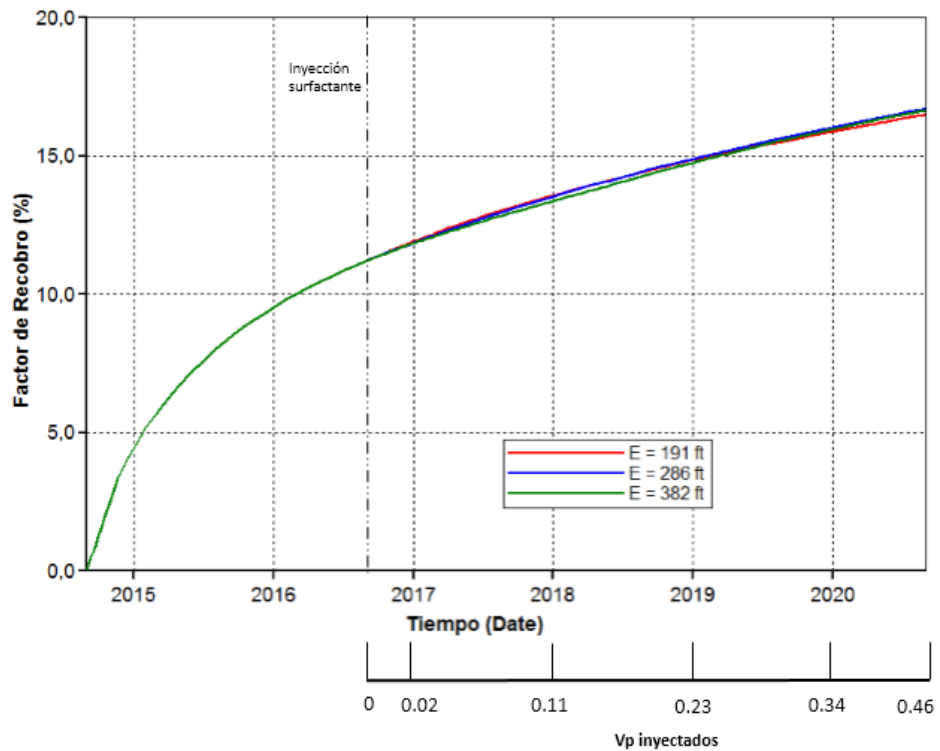
Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

Al igual que en las curvas de factor de recobro, no se observa una diferencia significativa entre las profundidades del pozo horizontal, por esta razón se concluye que la ubicación del pozo horizontal no influye en el proceso, teniendo en cuenta que la diferencia entre dichas profundidades es pequeña, ya que el presente modelo se caracteriza por tener un espesor delgado.

- **Espaciamiento entre pozos**

Se realizó un análisis de la distancia entre pozos E y se obtuvieron los siguientes resultados en cuanto a factor de recobro.

**Figura 48.** Factor de recobro para diferentes distancias entre los pozos.



Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

El análisis por medio del factor de recobro no es el apropiado debido a que no es una variable que muestre cambios significativos, por esta razón en la *Tabla 8* se muestran los resultados de las sensibilidades anteriores, teniendo en cuenta el factor de recobro, el corte de agua y la relación agua – petróleo, para los parámetros de Longitud, Profundidad y Espaciamiento.

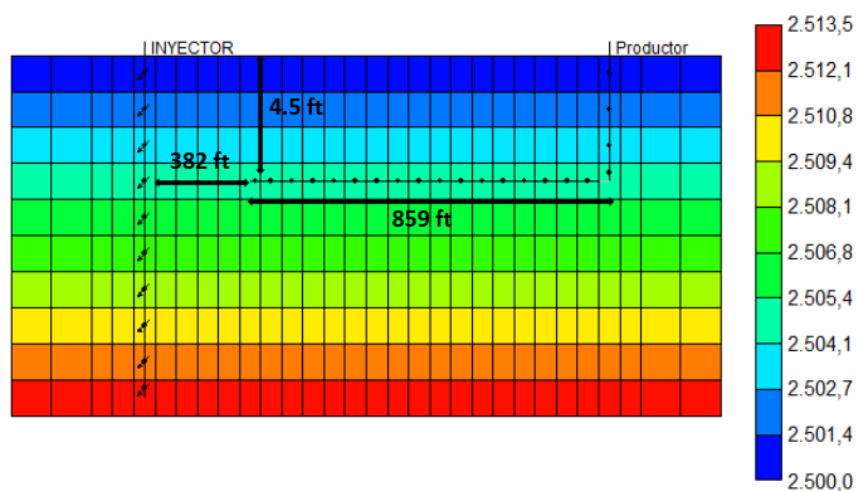
**Tabla 8.** Resultados obtenidos para las diferentes configuraciones dimensionales de los pozos.

CONFIGURACIÓN DE POZOS	VALOR (ft)	FACTOR DE RECOBRO (%) @2018	FACTOR DE RECOBRO (%) @2020	CORTE DE AGUA (%) @2018	CORTE DE AGUA (%) @2020	RAP @2018	RAP @2020
LONGITUD (L)	711	12.23	14.79	0.0166321	8.09	0.000166349	0.088073
	859	13.53	16.02	8.3	55.14	0.0905573	1.23

	948	14.31	16.55	48.83	74.01	0.954087	2.85
PROFUNDIDAD (P)	4.5	13.53	16.02	8.3	55.14	0.0905573	1.23
	7.5	13.55	16.07	7.19	53.24	0.0774395	1.14
	10.5	13.55	16.04	7.13	52.18	0.0767841	1.09
ESPACIAMIENTO (E)	191	13.56	15.87	48.34	74.12	0.935707	2.86
	286	13.53	16.02	8.30	55.14	0.0905573	1.23
	382	13.36	15.95	0.0166881	23.97	0.000166909	0.315324

Luego de haber analizado los resultados obtenidos, se puede observar la configuración establecida inicialmente para el modelo, en cuanto a dimensiones y espaciamento de pozos en la *figura 49*.

**Figura 49.** Vista lateral de la configuración inicial.



Fuente: Simulador STARS, Builder – CMG

**3.2.3 Análisis del efecto de la permeabilidad en la inyección de surfactantes.** Con el fin de analizar el efecto de la permeabilidad en procesos de inyección de surfactantes en yacimientos de crudo pesado y capas delgadas se dividió en tres partes:

- Permeabilidad horizontal ( $K_h$ ) constante y permeabilidad vertical ( $K_v$ ) variable.

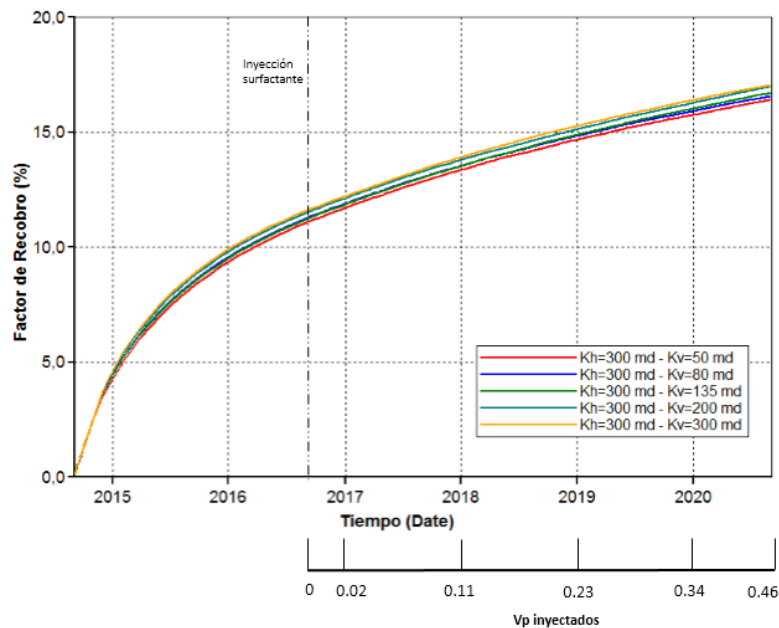
- Permeabilidad vertical constante ( $K_v$ ) y permeabilidad horizontal ( $K_h$ ) variable.
- Relación de permeabilidades ( $K_h/(K_v)$ ) constante.

▪ **Análisis de sensibilidad de la permeabilidad vertical ( $K_v$ )**

Para analizar el efecto de la permeabilidad vertical, se mantuvo constante la permeabilidad horizontal. Los valores de la permeabilidad vertical tomados fueron: 50, 80, 135, 200, 300 mD.

Como se puede observar en la *figura 50*, un aumento de permeabilidad vertical produce un leve aumento en el factor de recobro, gracias a que valores altos de permeabilidad vertical permiten un mayor avance del frente de agua y surfactante desde la base de la formación hasta el tope, lo que contribuye con un mejor barrido de crudo en el yacimiento.

**Figura 50.** Factor de recobro para diferentes valores de permeabilidad vertical.



Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

Teniendo en cuenta lo anterior, no se observan diferencias significativas en cuanto a este parámetro por lo que se deben considerar otras variables del proceso como corte de agua, ya que con altas permeabilidades verticales se presentan tiempos de ruptura prematuros que generan alta producción de agua.

**Tabla 9.** Factor de recobro y corte de agua para diferentes valores de permeabilidad vertical.

Kh constante	Kv variable	Kv/Kh	FACTOR DE RECOBRO (%)@2018	FACTOR DE RECOBRO (%)@2020	CORTE DE AGUA (%)@2018	CORTE DE AGUA (%)@2020
300	50	0.17	13.35	15.75	4.87	54.9
	80	0.27	13.53	15.91	9.38	56.02
	135	0.45	13.53	16.02	8.3	55.14
	200	0.67	13.79	16.27	10.92	56.63
	300	1.00	13.91	16.4	13.93	58.81
	<b>Vp iny</b>			0.11	0.34	0.11

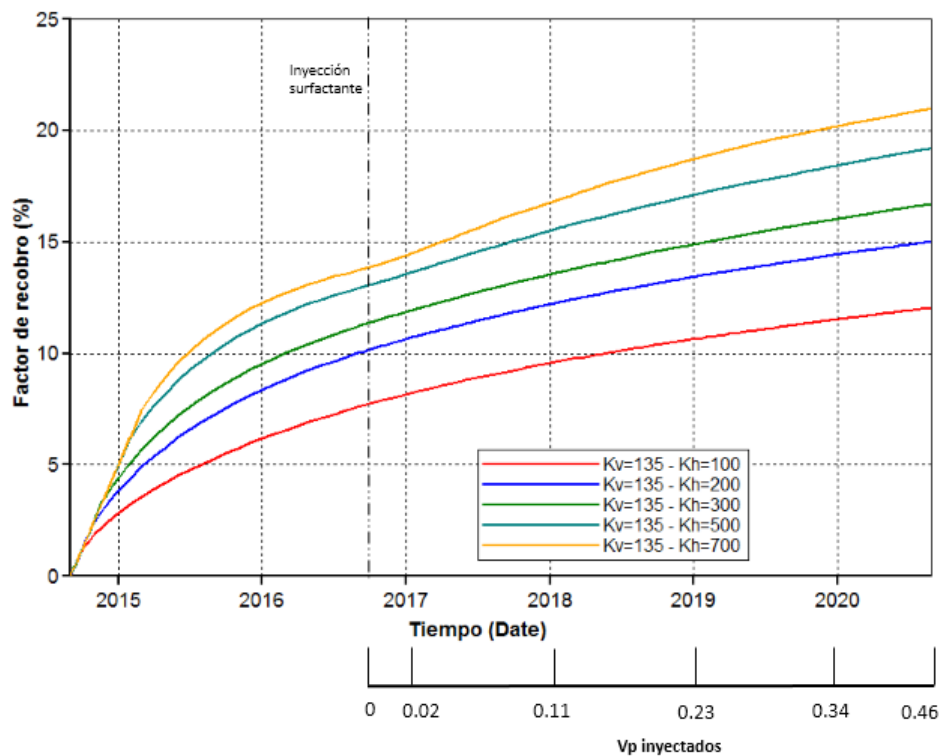
Se puede observar que la permeabilidad vertical no juega un papel importante en este tipo de proceso, pues su variación no altera significativamente los resultados obtenidos en el proceso, sin embargo, el éxito de un pozo horizontal depende directamente de cuán grande sea el valor de esta permeabilidad por el efecto que genera en la conificación de gas y de agua en un pozo en producción. Por esta razón el valor  $K_v = 135 \text{mD}$  fue escogido, puesto que representa resultados favorables en el factor de recobro y el corte de agua, sin poner en riesgo que se presente el efecto de conificación en el proceso.

- **Análisis de sensibilidad de la permeabilidad horizontal (Kh)**

Ahora bien, para estudiar el efecto de la permeabilidad horizontal en procesos de inyección de surfactantes, se realizaron corridas de simulación con valores de permeabilidad horizontal ( $K_h$ ) de 100, 200, 300, 500, 700 mD, manteniendo el valor de permeabilidad vertical ( $K_v$ ) constante en 135 mD.

Se puede apreciar en la *Figura 51* que el factor de recobro es proporcional al valor de permeabilidad horizontal, ya sea en la etapa de producción primaria, tanto como después de iniciar el proceso de inyección de surfactante, esto debido a que al tener permeabilidades horizontales altas, los hidrocarburos contenidos en el yacimiento pueden desplazarse con mayor facilidad y en mayor cantidad hacia el pozo productor. Permeabilidades horizontales altas, también permiten optimizar la eficiencia de barrido volumétrica, ya que permite al sistema agua- surfactante desplazar el banco de aceite con mayor facilidad y uniformidad.

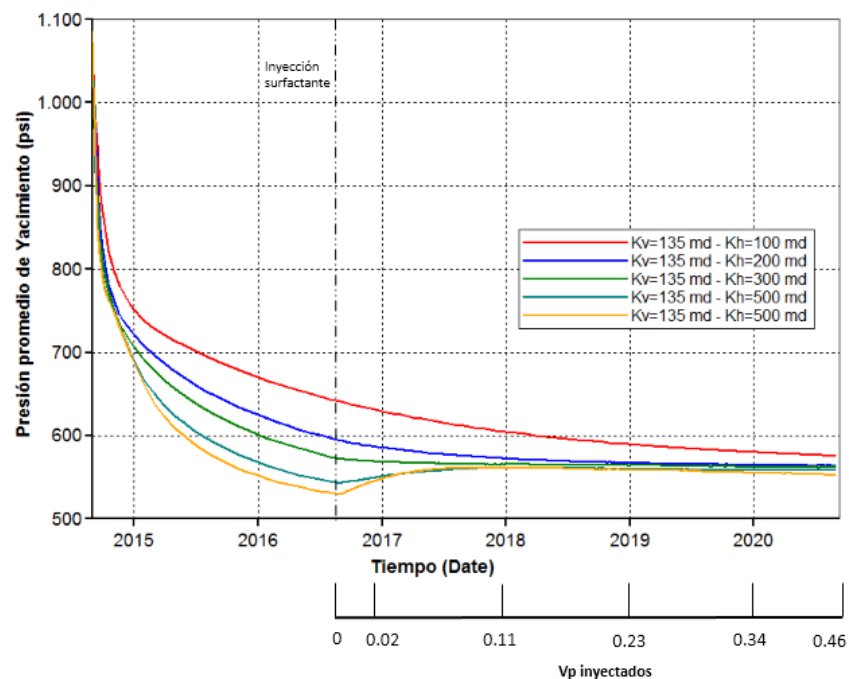
**Figura 51.** Factor de recobro para diferentes valores de permeabilidad horizontal.



Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

Por otro lado, permeabilidades horizontales altas contribuyen a la depleción acelerada del yacimiento en la etapa de producción primaria (*Ver figura 52*), debido a que permite con mayor facilidad el desplazamiento de los hidrocarburos a las zonas de drenaje del pozo horizontal, provocando un aumento de la producción y a la vez una disminución de la presión del yacimiento. Luego de la inyección de surfactante, la variación de esta condición es poca, ya que el agua y el surfactante aportan para el mantenimiento de presión.

**Figura 52.** Presión promedio de yacimiento para diferentes valores de permeabilidad horizontal.



Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

Además en la *tabla 10*, se sintetizan los resultados de la variación de la permeabilidad horizontal en cuanto a factor de recobro y corte de agua.

**Tabla 10.** Factor de recobro y corte de agua para diferentes valores de permeabilidad horizontal.

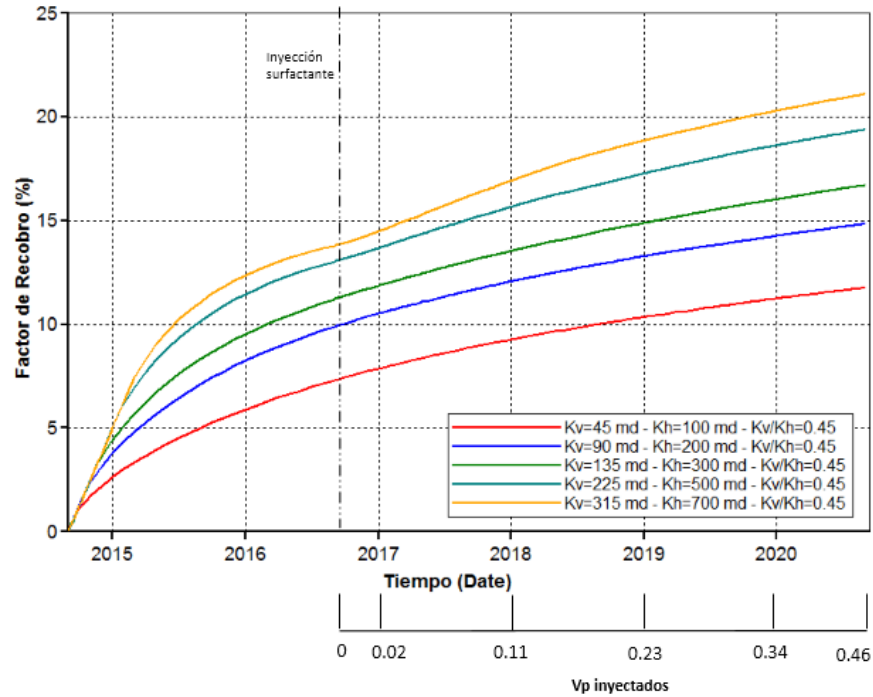
Kv constante	Kh variable	Kv/Kh	FACTOR DE RECOBRO (%)@2018	FACTOR DE RECOBRO (%)@2020	CORTE DE AGUA (%)@2018	CORTE DE AGUA (%)@2020
135	100	1,35	9.56	11.52	0.0165306	0.0185525
	200	0,68	12.2	14.44	0.0261758	36.33
	300	0,45	13.53	16.02	8.3	55.14
	500	0,27	15.49	18.42	41.97	75.15
	700	0,19	16.75	20.18	61.15	82.5
	<b>Vp iny</b>			0.11	0.34	0.11

Teniendo en cuenta el análisis anterior, se determina que la permeabilidad horizontal de 300mD es la condición más apropiada para el proceso, ya que se obtienen mejores resultados en cuanto a factor de recobro, además se obtiene una caída de presión sostenida y bajos valores de corte de agua.

- **Relación de permeabilidades (Kv/(Kh) constante**

En este caso se modificaron los valores de permeabilidad vertical (Kv) y los de permeabilidad horizontal (Kh), sin embargo la relación de permeabilidades permaneció constante ( $Kv/Kh = 0.45$ ). Los resultados en cuanto a factor de recobro se muestran en la *figura 53*.

**Figura 53.** Factor de recobro con relación de permeabilidad constante.



Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

Como se puede observar, a medida que se tienen valores de permeabilidad horizontal y vertical más altos, se obtiene un factor de recobro mayor. También se puede inferir que la permeabilidad horizontal es la variable, en cuanto a la permeabilidad, que más influye en este tipo de procesos, ya que la alteración de la misma produce cambios drásticos en los resultados obtenidos. En la *tabla 11* se sintetizan los resultados obtenidos para factor de recobro y corte de agua.

**Tabla 11.** Factor de recobro y corte de agua para diferentes valores de permeabilidad horizontal y vertical.

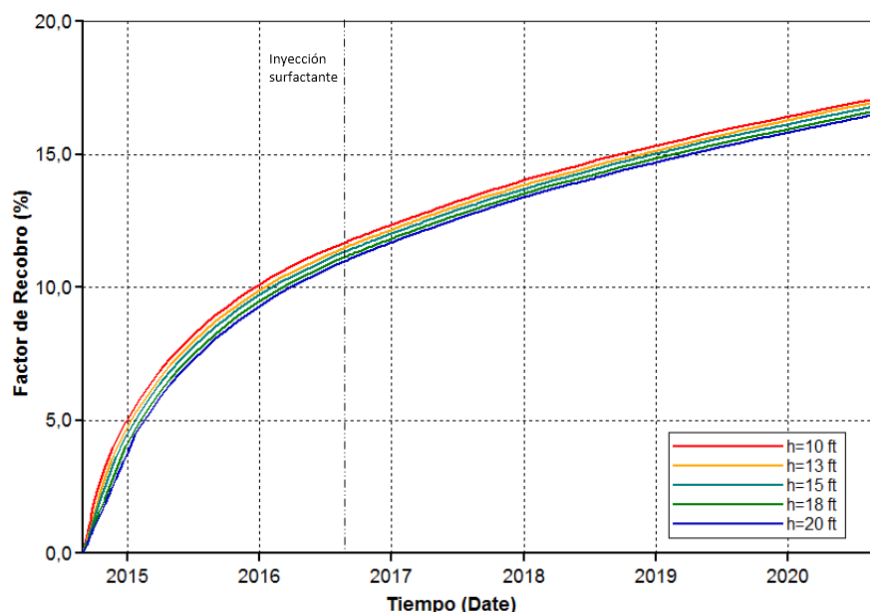
Relación de permeabilidad constante (KvKh)	Kh	Kv	Kv/Kh	FACTOR DE RECOBRO (%)@2018	FACTOR DE RECOBRO (%)@2020	CORTE DE AGUA (%)@2018	CORTE DE AGUA (%)@2020
0.45	100	45	0.45	9.28	11.24	0.0164136	0.0172959
	200	90	0.45	12.07	14.26	0.0265165	30.04
	300	135	0.45	13.53	16.02	8.3	55.14

	500	225	0.45	15.66	18.63	46.48	76.92
	700	315	0.45	16.91	20.3	62.28	82.98
	Vp			0.11	0.34	0.11	0.34

**3.2.4 Análisis del efecto del espesor de la arena productora en la inyección de surfactantes.** Con el fin de analizar el efecto del espesor de la arena productora al implementar la inyección de surfactante, se llevó a cabo un análisis de sensibilidad de dicha característica, teniendo en cuenta que se realizó el estudio para yacimientos de capas delgadas. Los valores seleccionados fueron: 10, 13, 15, 18 y 20 pies.

Los resultados obtenidos del análisis se muestran en las *figuras 54 y 55*.

**Figura 54.** Factor de recobro para diferentes valores de espesor de la arena productora.



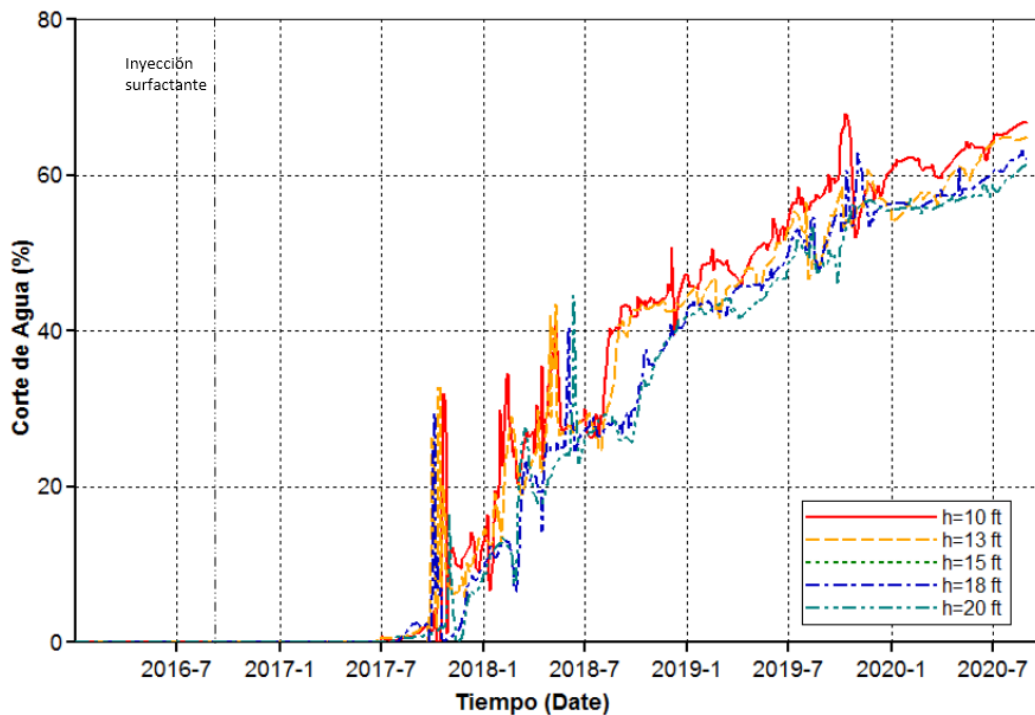
Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

A pesar de que entre los valores del espesor de la arena productora hay muy poca diferencia, se puede observar una tendencia en la gráfica anterior. Entre

mayor sea el espesor, el factor de recobro disminuye, ya que el sistema agua-surfactante tarda más tiempo en hacer contacto con el banco de aceite, lo que retarda su desplazamiento y movilidad. Además, los efectos gravitacionales no son tan notables en este tipo de formaciones, afectando negativamente la producción de aceite y así mismo el factor de recobro.

Así mismo, en la *figura 55* se puede observar que para espesores menores, el corte de agua aumenta, así como la relación agua –aceite (Ver *tabla 12*), a pesar de la limitada diferencia entre dichos valores. Siguiendo este orden de ideas, y teniendo en cuenta que la reducción de producción de agua es beneficiosa financieramente, se decidió seleccionar el espesor de 13 ft, ya que representa valores de corte de agua y RAP menores.

**Figura 55.** Corte de agua para diferentes valores de espesor de la arena productora.



Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

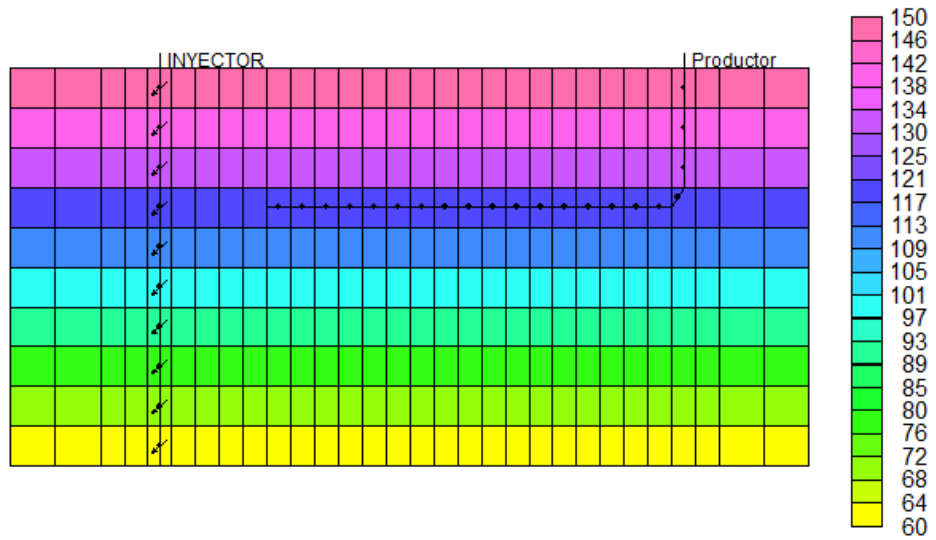
**Tabla 12.** Factor de recobro, corte de agua y RAP para diferentes valores de espesor de la arena productora.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	VALOR	FACTOR DE RECOBRO (%)@2018	FACTOR DE RECOBRO (%)@2020	CORTE DE AGUA (%)@2018	CORTE DE AGUA (%)@2020	RAP @2018	RAP @2020
ESPESOR DE LA ARENA PRODUCTORA	10	14.02	16.41	13.05	60.8	0.150065	1.55
	<b>13</b>	<b>13.84</b>	<b>16.27</b>	<b>14.27</b>	<b>53.89</b>	<b>0.166447</b>	<b>1.17</b>
	15	13.51	16.09	11.81	55.63	0.133927	1.24
	18	13.38	15.81	9.81	56.19	0.108741	1.28
	20	13.68	16.12	8.53	55.46	0.0932325	1.25

**3.2.5 Análisis del efecto de la heterogeneidad del yacimiento.** En el libro “Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos”, Paris de Ferrer M. (2001) plantea que es favorable, dentro de los criterios de diseño de inyección de surfactantes, que los yacimientos sean homogéneos. Es por tal razón, que se lleva a cabo un análisis de sensibilidad con el fin de estudiar la influencia de la heterogeneidad del yacimiento en procesos de inyección de surfactante. Se creó un modelo en el que se varió la permeabilidad vertical y se llevó a cabo una comparación con el modelo base homogéneo.

Los valores de permeabilidad vertical para cada capa correspondientes al modelo heterogéneo fueron calculados por medio de la fórmula correspondiente al método de Dykstra Parson.

**Figura 56.** Vista lateral del Modelo heterogéneo – Permeabilidad



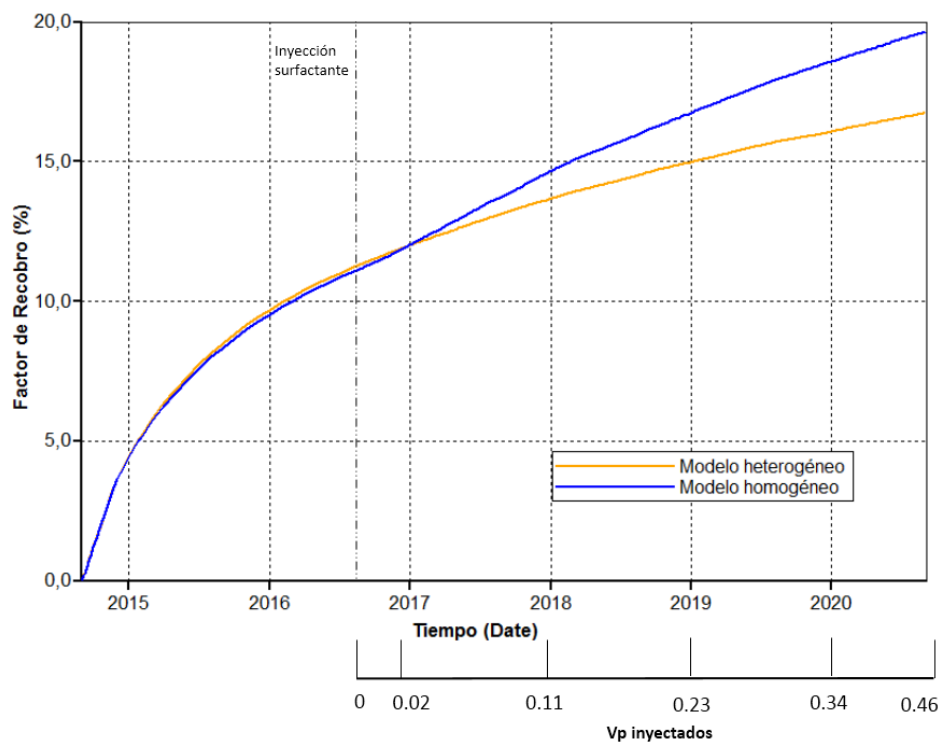
Fuente: Simulador STARS, Builder – CMG

**Tabla 13.** Modelo heterogéneo con coeficiente de heterogeneidad igual a 0.23.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	CAPA	Kv (mD)	h (ft)	Kv/Kh	
MODELO HETEROGÉNEO	1	150	1.5	0.5	
	2	140	1.5	0.46	
	3	130	1.5	0.43	
	4	120	1.5	0.4	
	5	110	1.5	0.36	
	6	100	1.5	0.33	
	7	90	1.5	0.3	
	8	80	1.5	0.26	
	9	70	1.5	0.23	
	10	60	1.5	0.2	

En la *figura 57* se observa el comportamiento del factor de recobro comparativo entre el modelo homogéneo y heterogéneo. Se puede observar resultados favorables en el modelo homogéneo, ya que el frente de agua es más estable que el del modelo heterogéneo, ya que al presentar la variación de la permeabilidad vertical, el agua avanza de forma rápida por las capas de mayor permeabilidad, generando canalizaciones y por consiguiente disminuyendo la eficiencia de barrido.

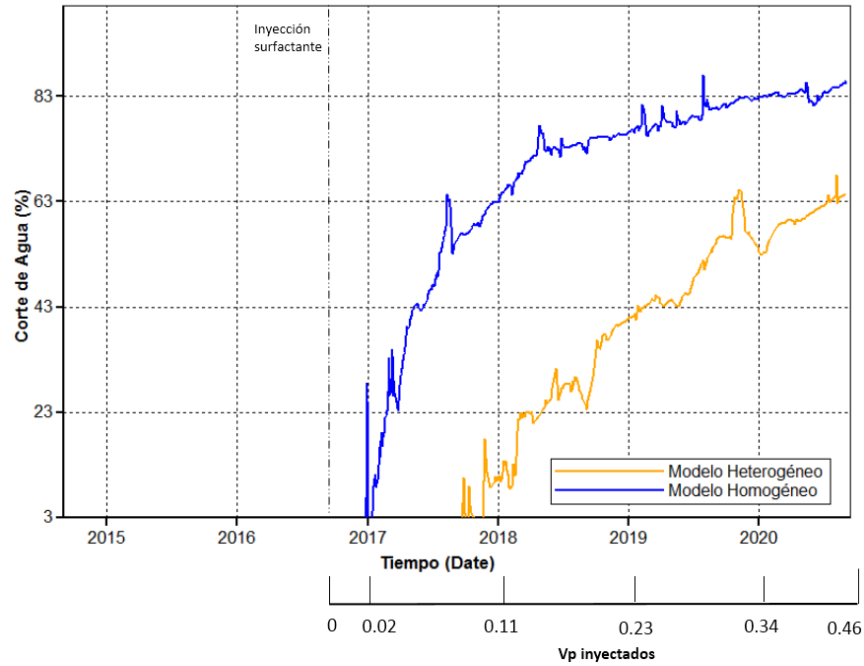
**Figura 57.** Factor de recobro para modelo homogéneo y heterogéneo.



**Fuente:** Simulador STARS, Results Graph – CMG

En la *figura 58*, se puede observar el comportamiento del modelo homogéneo y heterogéneo en cuanto al corte de agua.

**Figura 58.** Corte de agua para modelo homogéneo y heterogéneo.



Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

De la figura anterior se puede concluir que el yacimiento homogéneo presenta un corte de agua considerablemente más alto, debido a que el sistema agua – surfactante se desplaza con mayor facilidad por las zonas porosas del yacimiento, lo que se ve reflejado en la rápida irrupción de la misma en el pozo horizontal productor. En la *tabla 14* están sintetizados los resultados del análisis en cuanto a factor de recobro, corte de agua y relación agua-petróleo (RAP).

**Tabla 14.** Factor de recobro, corte de agua y relación agua-petróleo para el modelo homogéneo y heterogéneo.

TIPO DE MODELO	FACTOR DE RECOBRO @2018 (%)	FACTOR DE RECOBRO @2020 (%)	CORTE DE AGUA @2018 (%)	CORTE DE AGUA @2020 (%)	RAP @2018	RAP @2020
MODELO HETEROGÉNEO	13.67	16.07	10.4	53.26	0.116	1.14

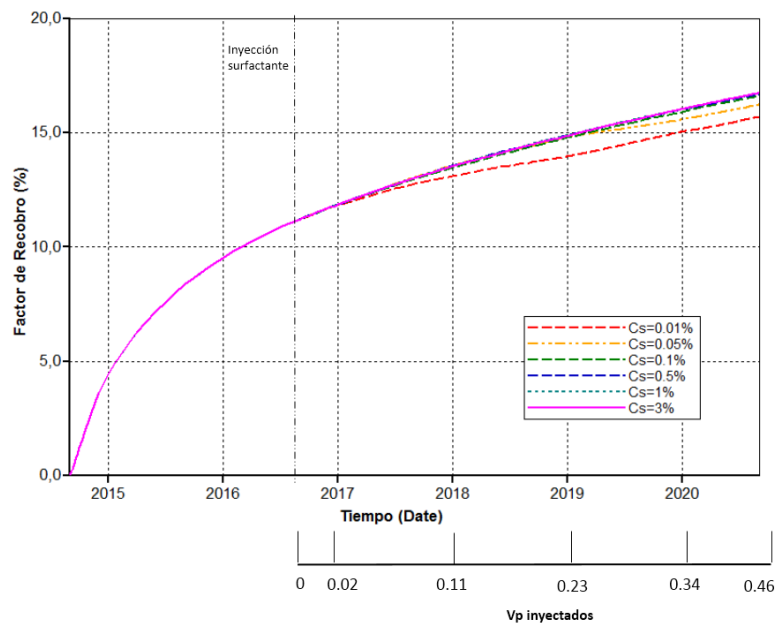
<b>MODELO HOMOGÉNEO</b>	14.66	18.58	62.6	82.48	1.67	4.71
-----------------------------	-------	-------	------	-------	------	------

Finalmente, se puede concluir que a pesar que el modelo homogéneo presenta altos cortes de agua y RAP, dicho modelo presenta beneficios en el proceso de inyección de surfactantes, pues se observa una diferencia sustancial en el factor de recobro, que para este caso de estudio es una de las variables fundamentales a tener en cuenta.

**3.2.6 Sensibilidad de la concentración del surfactante, Cs.** Con el fin de estudiar el efecto de la concentración en el proceso de inyección de surfactante, se llevó a cabo un análisis de sensibilidad de dicho parámetro. Los valores seleccionados fueron 0.01, 0.05, 0.1, 1, 3%, los cuales representan valores típicos de concentración en este tipo procesos, considerando que valores más altos son inviables económicamente debido a los altos costos del surfactante.

En las *figuras 59 y 61*, se pueden observar leves cambios en el comportamiento que genera la concentración del surfactante en propiedades como el factor de recobro y la presión promedio de yacimiento. Sin embargo, la concentración correspondiente a 0.1% representa un considerable aumento en el factor de recobro sin generar mucha variación en la caída de presión promedio del yacimiento en comparación con los demás valores, además, el corte de agua en el proceso se mantiene más estable (*ver figura 62*), disminuyendo así, la dificultad en las facilidades de superficie. Por esta razón Cs= 0.1% fue el valor escogido para el modelado final.

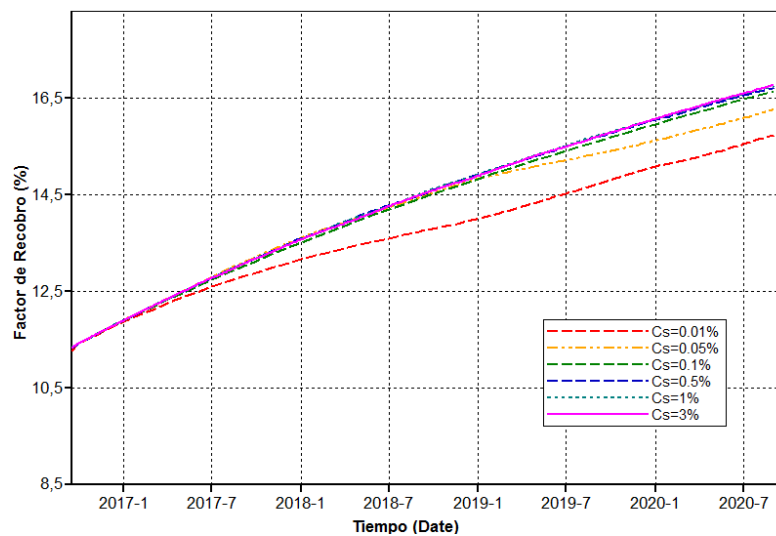
**Figura 59.** Factor de recobro para diferentes concentraciones de surfactante, Cs.



Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

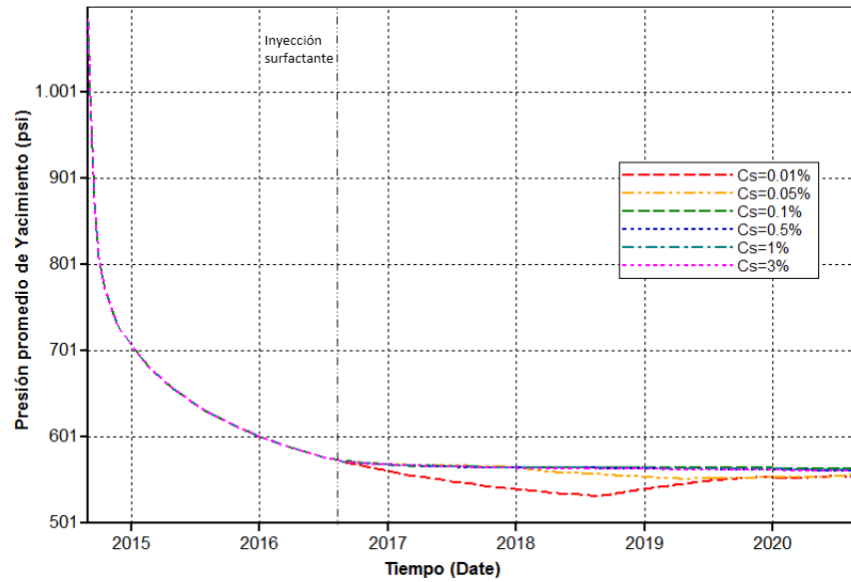
En la *figura 60*, se muestra un acercamiento de la figura anterior correspondiente al factor de recobro para diferentes concentraciones de surfactante, Cs.

**Figura 60.** Acercamiento del Factor de recobro para diferentes concentraciones de surfactante, Cs.



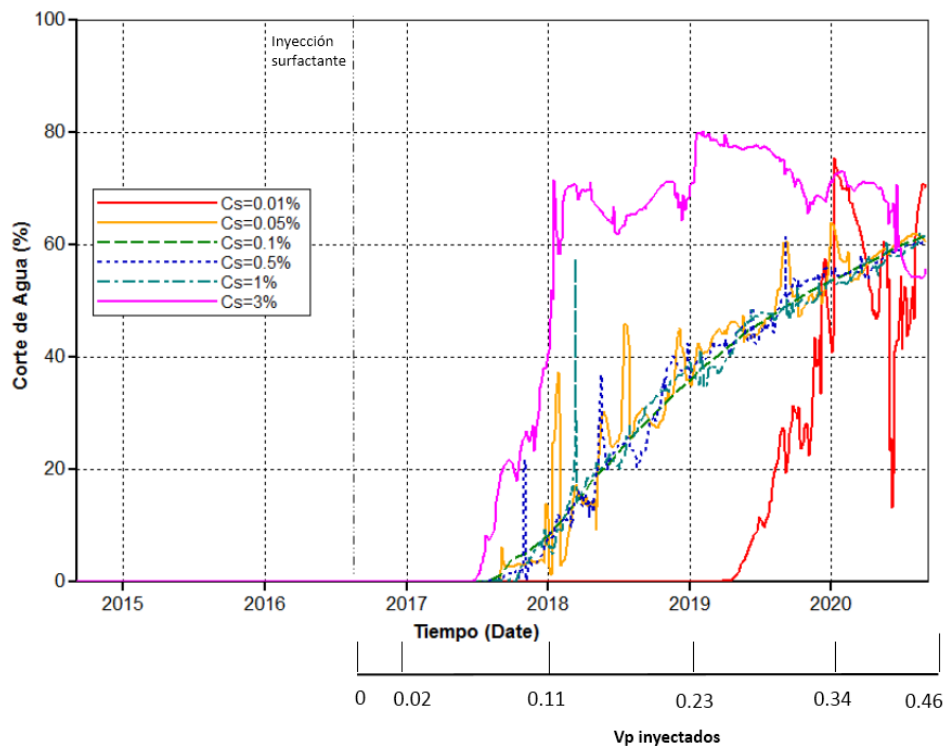
Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

**Figura 61.** Presión promedio de yacimiento para diferentes concentraciones de surfactante, Cs.



Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

**Figura 62.** Corte de agua para diferentes concentraciones de surfactante, Cs.



Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

Los resultados obtenidos en las figuras anteriores se resumen a continuación.

**Tabla 15.** Factor de recobro, Corte de agua y RAP para diferentes concentraciones de surfactante.

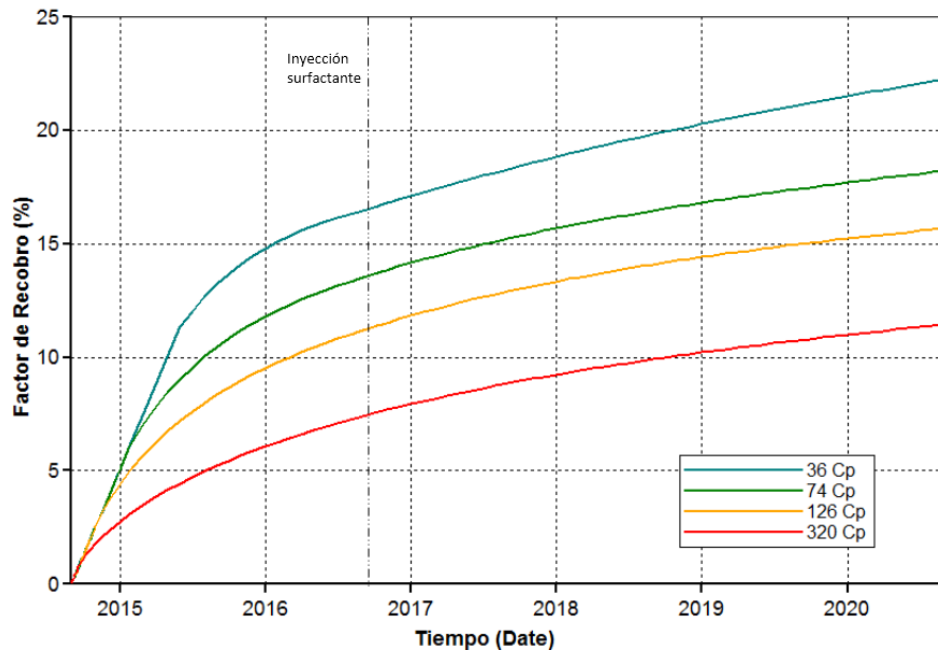
ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CONCENTRACIÓN DEL SURFACTANTE (%)	FACTOR DE RECOBRO (%) @2018	FACTOR DE RECOBRO (%) @2020	CORTE DE AGUA (%) @2018	CORTE DE AGUA (%) @2020	RAP @2018	RAP @2020
0.01	13.12	15.04	0.0169722	42.4	0.00016975 1	0.736179
0.05	13.56	15.58	6.71	53.64	0.0718937	1.16
<b>0.1</b>	<b>13.47</b>	<b>15.92</b>	<b>8.22</b>	<b>53.61</b>	<b>0.0895777</b>	<b>1.16</b>
1	13.53	16.02	8.3	55.14	0.0905573	1.23
3	13.53	16.03	40.67	71.2	0.685416	2.47

Es de aclarar, que el comportamiento asintótico que presenta la *figura 59* a mayores cantidades de concentración de surfactante, se debe a la propiedad anteriormente vista, la CMC (Concentración Micelar Crítica). La razón es que al presentar una concentración de surfactante muy alta o mayor a la CMC en un proceso de este tipo, las micelas formadas por el surfactante se deforman, produciendo geles, cristales líquidos y microemulsiones, efectos que afectan negativamente el proceso de recuperación de crudos.

**3.2.7 Sensibilidad de la viscosidad del crudo.** Con el fin de analizar el efecto de la viscosidad de petróleo en un proceso de inyección de surfactante, se llevaron a cabo diferentes corridas de simulación, en las cuales se modificó el valor de viscosidad del aceite. Los valores seleccionados fueron 36, 74, 126 y 320 cp, correspondientes a valores típicos de crudo pesado.

En las *figuras 63 y 64* se muestran las tendencias en cuanto a factor de recobro y presión promedio del yacimiento respectivamente.

**Figura 63.** Factor de recobro para diferentes valores de viscosidad del petróleo.



Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

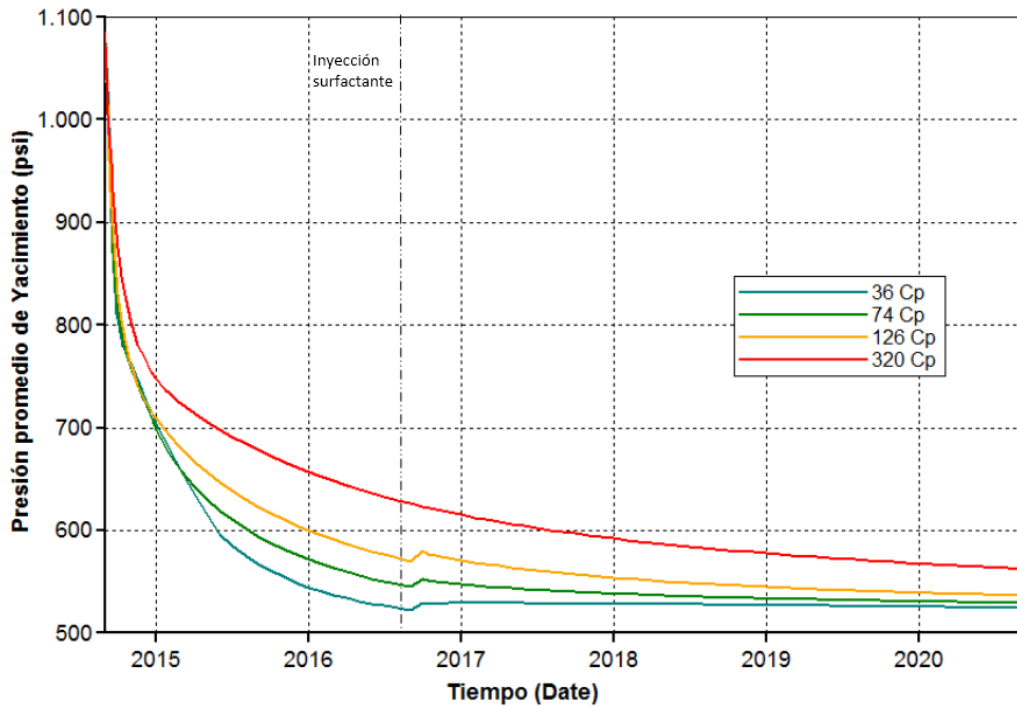
De la figura anterior, se puede inferir que al aumentar la viscosidad del aceite el factor de recobro disminuye considerablemente, ya que con crudos de alta viscosidad se tiene un relación de movilidades mayor entre el fluido desplazante (agua – surfactante) y el fluido desplazado (Crudo), lo que origina la canalización del surfactante y posteriormente el fenómeno de digitación viscosa, lo cual afecta negativamente la eficiencia de barrido volumétrica.

Es claro también, que el surfactante tiene un mejor desempeño en crudos de baja viscosidad, ya que el comportamiento de los químicos es mejor en crudos livianos e intermedios.

Por otro lado, viscosidades bajas contribuyen a la caída de presión yacimiento (Ver figura 64), debido a que el crudo se desplaza con mayor facilidad a las

zonas de drenaje del pozo horizontal, provocando un aumento de la producción y a la vez una disminución de la presión del yacimiento.

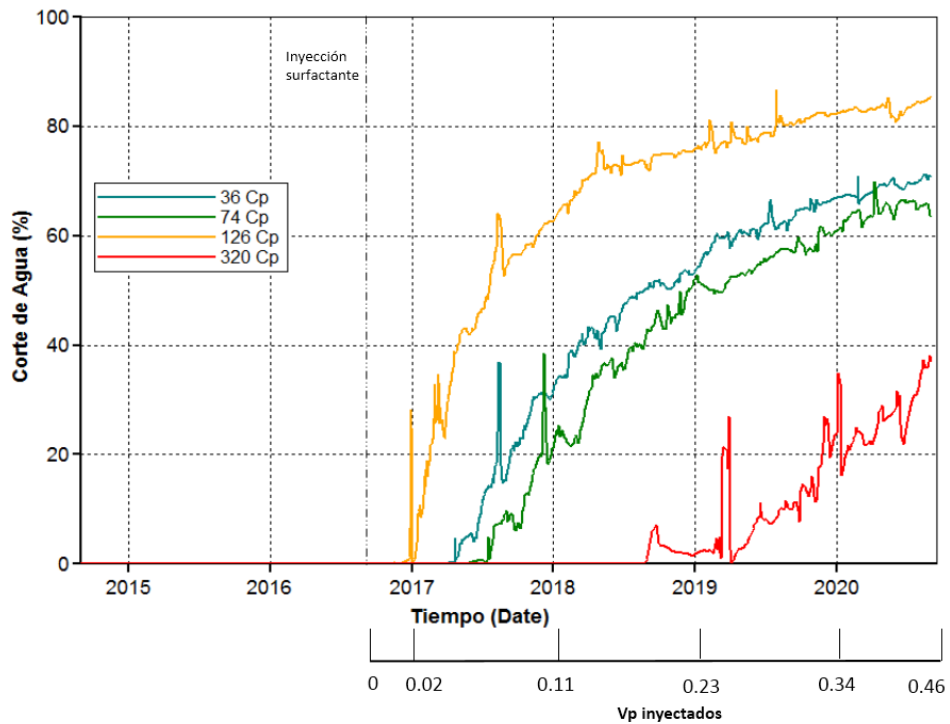
**Figura 64.** Presión promedio para diferentes valores de viscosidad del petróleo.



Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

En cuanto al corte de agua, se observa en la *figura 65* que la viscosidad más alta correspondiente a 320 cp, tiene un corte de agua considerablemente más bajo, además presenta un tiempo de ruptura retardado con respecto a los demás valores, debido a que para el sistema agua –surfactante es más difícil desplazar el banco de aceite, lo que retrasa su llegada al pozo productor horizontal.

**Figura 65.** Corte de agua para diferentes valores de viscosidad del petróleo.



Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

**Tabla 16.** Factor de recobro, Corte de agua y RAP para diferentes viscosidades del petróleo.

VISCOSIDAD	API	Viscosidad (cp)	FACTOR DE RECOBRO @2018(%)	FACTOR DE RECOBRO @2020 (%)	CORTE DE AGUA @2018(%)	CORTE DE AGUA @2020 (%)	RAP @2018	RAP @2020
	20	36.50	18.84	21.51	31.78	67	0.46577	2.03
18	73.82	15.68	17.7	21.2	60.68	0.26896	1.54	
15	126.35	13.35	15.23	62.6	82.48	1.67	4.71	
12	319.81	9.24	10.99	0.0343	23.98	0.00034	0.31549	
<b>Vp</b>			0.11	0.34	0.11	0.34	0.11	0.34

Teniendo en cuenta lo anterior, ha sido seleccionado el valor de viscosidad correspondiente a 74 cp (18 API), ya que muestra mejores resultados en cuanto a factor de recobro, corte de agua y relación agua-petróleo (RAP).

**3.2.8 Selección de criterios y modelo óptimo para la inyección de surfactantes.** La selección del mejor caso de inyección de surfactante debe considerar los valores que mostraron mejor desempeño al analizar los resultados de cada una de las sensibilidades que se realizaron previamente. En la *tabla 17* se encuentran los criterios de aplicación de la inyección de surfactantes en yacimientos de capas delgadas de crudo pesado, los cuales se sugieren para la aplicación de este tipo de procesos en campos colombianos con dichas características.

Los datos fueron seleccionados basados en comparaciones realizadas entre el factor de recobro, corte de agua y RAP.

**Tabla 17.** Criterios de aplicación de inyección de surfactantes.

<b>Criterio de aplicación para inyección de Surfactantes</b>	
Longitud del pozo horizontal	>800 ft
Espaciamiento entre pozos	>382 ft
Permeabilidad Horizontal (Kh)	> 200 mD
Permeabilidad Vertical (Kv)	>50 mD
Viscosidad del aceite	<126 cp
Espesor	>10 ft
Yacimiento Homogéneo	Si

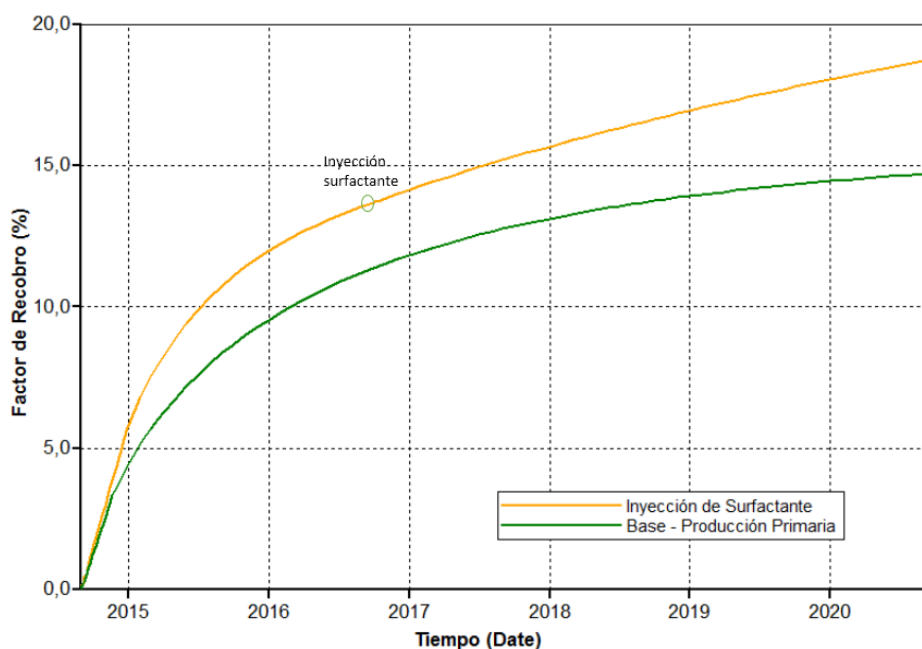
En la *tabla 18* se muestran las propiedades, condiciones operacionales y principales características del modelo final de simulación, que mostraron un desempeño sobresaliente en el proceso de inyección de surfactantes.

**Tabla 18.** Propiedades y parámetros operacionales del modelo optimizado para la inyección de surfactantes.

CARACTERÍSTICA	VALOR	UNIDAD
Porosidad	21	%
Permeabilidad en I	400	mD
Permeabilidad en J	400	mD
Permeabilidad en K	145	mD
Relación de permeabilidad (Kv/Kh)	0.45	-
Profundidad	2500	Ft
Espesor	13	Ft
Temperatura inicial del modelo	115	°F
Presión inicial del modelo	1083	psi
Presión de burbuja	800	Psi
Viscosidad del aceite	18	API
	74	cp
BHP min - Productor	500	psi
BHP máx - Inyector	700	psi
STO – máx tasa de producción de aceite	200	Bbl/d
STW – máx tasa de inyección	100	Bbl/d
Longitud del pozo horizontal	859	ft
Profundidad del pozo horizontal	4.5	ft
Espaciamiento entre pozos	382	ft
Concentración del surfactante (Cs)	0.1	%

En la *figura 66* se puede analizar la diferencia en cuanto al factor de recobro para el caso base (Producción primaria) y el caso optimizado para inyección de surfactante, evidenciando la respuesta favorable del proceso.

**Figura 66.** Factor de recobro comparativo caso base con producción primaria y con inyección de surfactante.



Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

En la *tabla 19* se sintetizan los datos de salida para el caso base de producción primaria y el caso optimizado de inyección de surfactantes, mostrando el factor de recobro en el año 2018, enero y septiembre del 2020, así como el factor de recobro incremental, lo que demuestra el beneficio de la inyección del agente tensioactivo.

**Tabla 19.** Factor de recobro incremental para el modelo optimizado de inyección de surfactantes.

CARACTERÍSTICA	FACTOR DE RECOBRO @2018 (%)	FACTOR DE RECOBRO @2020 (%)	FACTOR DE RECOBRO @ 09-2020 (%)
Caso base - P.	13.12	14.44	14.7

<b>primaria</b>			
<b>Caso óptimo - iny. de surfactante</b>	15.66	18.05	18.7
<b>FR incremental</b>	<b>2.54</b>	<b>3.61</b>	<b>4</b>
<b>Vp iny</b>	0.11	0.34	0.42

En la tabla anterior se puede observar el factor de recobro incremental de 4% (09-2020), que si bien no es un incremento sustancial, representa el efecto del proceso de inyección de surfactantes para yacimientos de crudo pesado, cuyas características están fuera del rango de aplicación del proceso de inyección de surfactantes, sin embargo con la selección de los criterios óptimos, descritos en la *tabla 17*, se pueden obtener mejores resultados.

#### 4. CONCLUSIONES

- Los resultados obtenidos por medio de la simulación numérica, bajo las características presentadas, indican un incremento del 4% en el factor de recobro frente a la producción primaria en el tiempo final de la simulación (Septiembre/2020). La razón por la cual el recobro incremental es bajo, se debe a la influencia del tipo de crudo, puesto que no presenta los criterios de aplicación para este tipo de procesos.
- Se lograron identificar las propiedades roca-fluido, parámetros operacionales y del yacimiento que afectan el comportamiento del proceso de inyección de surfactantes en capas delgadas de crudo pesado. Se encontró que la propiedad más influyente es la permeabilidad, seguida de la gravedad API y la configuración de los pozos. Sin embargo, la concentración del surfactante, a pesar de ser un parámetro importante, no afectó en gran medida al proceso debido a que el tipo de crudo no cumplía con los criterios de aplicación descritos anteriormente.
- La temperatura del yacimiento, la presencia de iones divalentes ( $\text{Ca}^{++}$ ,  $\text{Mg}^{++}$ ) en el agua de inyección, la estructura del surfactante y otros sólidos del agua de formación, son variables relevantes que pueden llegar a afectar el proceso y que se deben tener en cuenta durante la evaluación previa a la implementación de un proyecto de inyección, con el fin de evitar la degradación química del surfactante.
- Con los escenarios evaluados no se logró una optimización sobresaliente de la formulación base, sin embargo, el modelamiento final puede ayudar a la evaluación de otros diferentes escenarios en cuanto a las características del crudo y concentración del surfactante, aumentando las probabilidades de éxito en el proceso.

## 5. RECOMENDACIONES

- Aunque el modelo optimizado para la inyección de surfactantes en capas delgadas de crudo pesado presenta un mayor factor de recobro con respecto al modelo en producción primaria, es de notarse que presenta altos cortes de agua, por tanto, es recomendable realizar estudios de los diferentes aditivos que pueden ir acompañados con el surfactante en la inyección, con el fin de mejorar este escenario.
- Es recomendable realizar estudios comparativos de diferentes métodos de recuperación mejorada aplicados a campos que presenten características similares a las planteadas en este proyecto, con el fin de conocer los procesos factibles y poder estudiar su aplicabilidad.
- Por medio del análisis de la viscosidad, se determinó que la relación de movilidades disminuye para valores altos de viscosidad, produciendo bajos cortes de agua y bajos factores de recobro, por lo tanto se recomienda la implementación de la inyección de surfactantes únicamente para crudos convencionales de viscosidades moderadas.
- Se recomienda realizar un análisis financiero del proyecto de inyección de surfactantes, bajo las características operacionales y de yacimiento descritas previamente, con el fin de garantizar que la inversión realizada permita obtener la rentabilidad suficiente para la realización del mismo.

## BIBLIOGRAFIA

ALBOUDWAREI, Hussein et al. La importancia del petróleo pesado. En: Oilfield Review, Schlumberger. 2006.

ANCHETA, Jorge. Modelling of Processes and Reactors for Upgrading of Heavy Petroleum. En: CRC Press Taylor & Francis Group. 2013.

ATTHAWUTTHISIN, Natthaporn. Numerical simulation of low salinity water flooding assisted with chemical flooding for enhanced oil recovery. Bangkok, Thailand: Norwegian University of Science and Technology, 2012.

BASHBUSH, José, VALBUENA, Ernesto y SCHLUMBERGER. Aplicación de balance de energía para optimizar proyectos de inyección de vapor con segregación gravitacional para petróleos pesados. En: Petroleum. 2009. vol. 26.

BBC NEWS WORLD. [online]. Actualizado en octubre de 2011. Disponible en: [www.bbc.co.uk/newsworld-15391515](http://www.bbc.co.uk/newsworld-15391515).

BP STATISTICAL REVIEW OF WORLD ENERGY. [online]. 2013. Disponible en: [www.bp.com](http://www.bp.com)

BRADFORD, COMPTON y HOLLIS. Operational problems in North Burbank unit surfactant/polymer project. En: SPE 7799. 1980. vol. 32.

BRYAN, Jonathan, MAI, An y KANTZAS Apostolos. Investigation into the Processes Responsible for Heavy Oil Recovery by Alkaline-Surfactant Flooding. University of Calgary. En: SPE 113993. 2008.

CANACHE VELÁSQUEZ, María Carolina. Estudio sobre la aplicabilidad de la inyección ASP (Alcalino-Surfactante-Polímero) para el mejoramiento de la producción de crudos pesados. Maturín, Venezuela: Universidad de Oriente Núcleo de Monagas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2006.

COMPUTER MODELING GROUP LTD. [Reservoir Simulation Software]. STARS (Thermal & Advanced Processes Reservoir Simulator). User's Guide. Versión 2007.

COOPER, SOUTHWORTH, Richard, WALSH, Dominic y MORGAN. Field experience in the Bothamsall surfactant flood Project. En: SPE 13990. 1985.

CRUZ, Diego. El futuro del petróleo en Venezuela. En: Petróleo YV, energizando ideas.

CURTIS, Carl, DECOSTER, Erick, GUZMÁN Angel, HUGGINS, Cynthia, MINNER, Mike, LINARES, Luz, ROUGH, Howard y WAITE, Mike. Heavy Oil Reservoirs. En: Oildfield Review. Autumn, 2003. vol. 14, p. 32-55.

ENERGÍA, Colombia. Crudos pesados, la gran apuesta del sector. [online]. 2013. Disponible en: [www.colombiaenergia.com](http://www.colombiaenergia.com).

ECOPETROL, RECUPERACIÓN MEJORADA. Presentación sobre recobro químico para MME, 2013, p. 2. Disponible en: [www.anh.gov.co](http://www.anh.gov.co).

FUNDAMENTOS DE ASP. (Julio, 2002: Maracaibo, Venezuela). Simulación computacional del proceso ASP. Maracaibo: Universidad de Zulia, 2002.

GREEN, Don y WILLHITE, Paul. Enhanced Oil Recovery. En: SPE textbook. 1998. vol. 6, p. 241-212.

GUERRA, Ramos y ALEJANDRO, Daniel. Análisis de sensibilidad de los parámetros que afectan el proceso de inyección alternada de vapor en pozos horizontales considerando un ciclo de inyección. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela, 2003.

GUPTA, Surendra y TRUSHENSKI, Scott. Micellar flooding-compositional effects on oil displacement. En: SPE 7063. 1979. vol. 19, p. 116-144.

HERNÁNDEZ, Belkis. Inyección de CO<sub>2</sub> después de procesos térmicos en yacimientos de crudo pesado y extrapesado de la faja petrolífera del Orinoco. Programa de Postgrado en Ingeniería de Gas. Maracaibo: Universidad de Zulia, 2009.

HIRASAKI, George, VAN DOMSELAAR, H. R., y RICHARD, Nelson. Evaluation of the salinity gradient concept in surfactant flooding. En: SPE 8825. 1983. vol. 23, p. 486-500.

JIANG, Ping, LI, Na, GE, Jijiang, ZHANG, Guicai, WANG, Yang, CHEN, Lifeng y ZHANG, Lei. Efficiency of a sulfobetaine-type surfactant on lowering IFT at crude oil-formation water interface. En: Colloids and surfaces a: Physicochemical and engineering aspects. 2013. p. 142.

LAKE, Larry. Enhanced oil recovery. Society of Petroleum Engineers. 1 ed. New Jersey: Prentice-Hall, 1989. 550 p.

LLEDÓ, Pedro, SÁENZ, Francisco, UGARTE, Ernesto y VALENZUELA, Joaquín. Determinación de concentración micelar crítica y puntos de fusión de surfactantes. Chile: Universidad de Concepción, Depto. de Ingeniería Química, 2012.

MENDOZA, Humberto, AVILA, Rafael, CASTRO, Julian y PATARROLLO, Mauricio. Prueba piloto de pozos horizontales en campo Girasol, Colombia. En: Acipet, Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos. 2009.

MOLANO JIMÉNEZ, Ana María. Análisis e interpretación de yacimientos sometidos a inyección de químicos (surfactantes, polímeros y micelares) mediante analogías. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, 2009.

MONTES y PACHECO. Aplicación de nuevas tecnologías para la recuperación de crudo pesado en yacimientos profundos. Bucaramanga: Universidad Industrial de santander, 2006.

MORITIS, Guntis. Worldwide EOR Survey. En: Oil & Gas. 1998. vol. 96, p.16-59.

NEWSLETTER. ProChubut, Nuestro mercado es el mundo. [online]. Disponible en: [www.prochobut.com.ar](http://www.prochobut.com.ar).

NORMAN, Chuck y TROMBETTA, Juan. El uso de surfactantes en proyectos de recuperación terciaria. En: Tiorco, Notas técnicas. Agosto, 2007.

OLMOS MONTOYA, Anel Margarita y LOREDO CARBAJAL, Ángel. Modelo físico de la reducción de aceite remanente por desplazamiento con surfactantes. México: Universidad Nacional Autónoma de México, 2012.

ONOFRIO, TEMPRANO, CHERTCOFF, y ROSEN. Inestabilidades viscosas entre fluidos miscibles en medios porosos bidimensionales. Paseo Colón 850, 1063 Buenos Aires: Facultad de Ingeniería, Universidad de Buenos Aires, 1991.

ORTEGA, Stephanie y CASTAÑEDA, Oscar. Modelos de simulación numérica orientados al diseño de estrategias de desarrollo de prospectos exploratorios mediante el uso de datos de campo maduros vecinos. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2008.

OSORIO, Rafael. Simulación de petróleo negro (black oil). [citado 30 de Julio 2010]. Disponible en Petroblogger: [www.ingenieriadepetroleo.com](http://www.ingenieriadepetroleo.com).

PARÍS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. 2 ed. Maracaibo: Astro Data S.A, 2001.

PARTICIPACIÓN POR CUENCA. [online]. Asociación Colombiana del Petróleo (ACP). Disponible en: [www.acp.com.co](http://www.acp.com.co).

PARUTA, Emilio. Emulsiones Geles. Influencia de la formulación y fracción de fase dispersada sobre sus propiedades reológicas y estabilidad. Mérida - Venezuela: Universidad de los Andes, Escuela de Ingeniería Química, 2008.

PARRA DEL VALLE DELGADO, Nacarid. Estabilización de emulsiones de crudo pesado en agua con mezclas de surfactantes no-iónicos y aniónicos y

aminas como co-surfactantes. División de estudiados para graduados posgrado en química. Maracaibo: Universidad del Zulia, 2007.

PIRSON, Sylvain J. Ingeniería de yacimientos petrolíferos. 2 ed. Barcelona: Ediciones Omega, S.A., 1965.

PITTS, Donatello. La atracción del petróleo no convencional de América Latina. En: Oil & Gas, Intelligence Series. 2012.

PLUSPETROL. Recuperación terciaria por ASP. Caso: Yacimiento Centenario. En: OIL-EOR. 2007. p. 25.

PROF. AVENDAÑO, Jorge. Influencia del pH en la adsorción de surfactantes catiónicos sobre diversas superficies rocosas. Mérida: Universidad de los Andes, Escuela de Ingeniería Química, 2008.

QUINTANA MORALES, Luis Armando. Estudio del proceso de transferencia de calos convectivo en nanofluidos. Barranquilla: Fundación Universidad del Norte, División de Ingenierías, 2007.

RAHMAN, Amer y BROWN, Wiley. Effect of pH on the critical micelle concentration of sodium dodecyl sulphate. En: Applied Polymer Science. 1983. vol. 28, p. 1331–1334.

RICHARD, Nelson. The salinity requirement diagram-A useful tool in chemical flooding research and development. En: SPE 8824. 1982. vol. 22, p. 259-70.

RODRÍGUEZ GARCÍA, José Carlos. Ruptura de emulsiones petroleras O/W y W/O mediante la medición de la tensión interfacial, usando un tensiómetro de

gota giratoria. Puerto La Cruz: Universidad de Oriente, Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas, 2011.

SALAGER, Jean Louis. Adsorción-Mojabilidad. En: Modulo de enseñanza en fenómenos interfaciales. 1998. p. 6.

SALAGER, Jean-Louis. Recuperación mejorada de petróleo. Módulo de enseñanza en fenómenos interfaciales En: FIRP (Lab. Formulación, Interfases, Reología y Procesos). Mérida-Venezuela: Universidad de los Andes, 2005. p. 16-22.

SATTER, Abdus, BALDWIN, Jim y JESPERSEN, Rich. Computer Assisted Reservoir Management. Pennwell Books. 1 ed. Softcover, 2000.

SCHLUMBERGER. Nueva herramienta de dispersión dieléctrica identifica un yacimiento de petróleo pesado en capas delgadas. [online]. 2011. Disponible en: [www.schlumberger.com/ds](http://www.schlumberger.com/ds).

SCHLUMBERGER. El servicio de generación de imágenes durante la perforación geoVISIÓN incrementa la producción de petróleo pesado del campo Liaohe. [online]. 2013. Disponible en: [www.slb.com/geoVISIÓN](http://www.slb.com/geoVISIÓN).

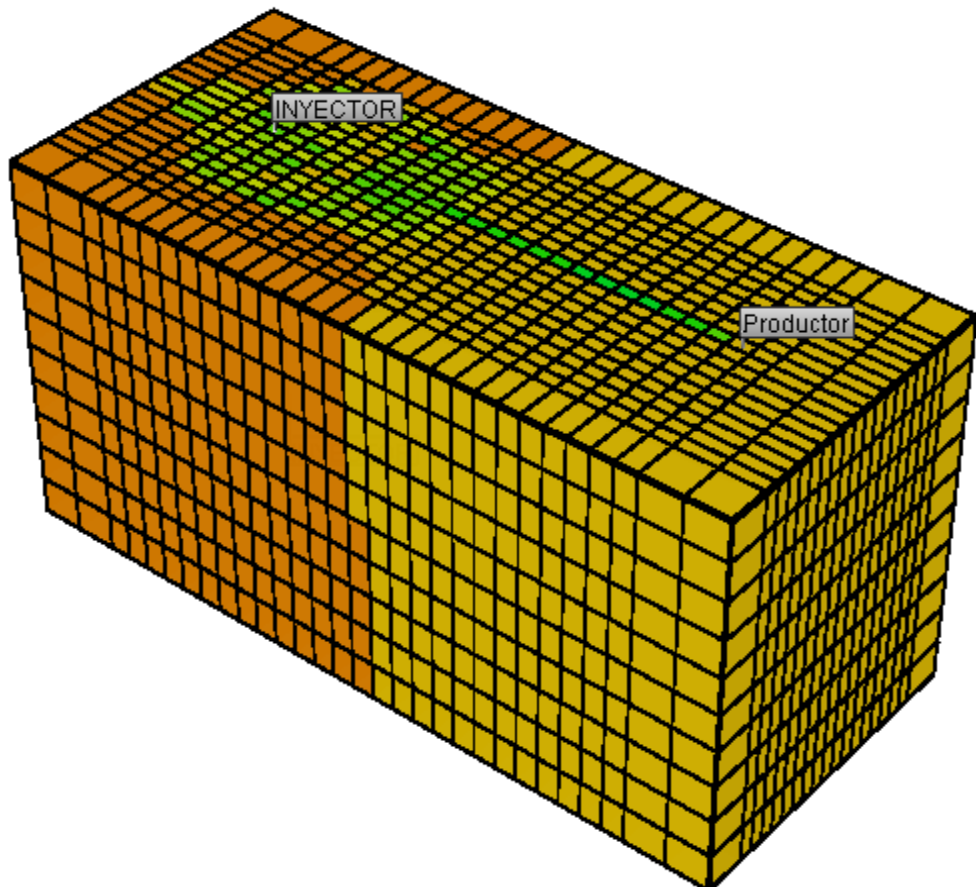
SCHLUMBERGER. Tensión interfacial. En: Schlumberger Oilfield. 2011.

UCV, Estudiantes de Ingeniería de Petróleos. Tipos de simulación de yacimientos. [citado 27 de Abril 2009]. Disponible en La comunidad petrolera: [www.simulación-de-yacimientos.lacomunidadpetrolera.com](http://www.simulación-de-yacimientos.lacomunidadpetrolera.com)

UPME CADENA DEL PETRÓLEO [online]. Bogotá D.C., Colombia, 2013.  
Disponible en: [www.upme.gov.co/hidrocarburos](http://www.upme.gov.co/hidrocarburos)

## ANEXO

### GUIA DE SIMULACIÓN DE PROCESOS DE INYECCIÓN DE SURFACTANTES EMPLEANDO EL SOFTWARE STARS 2010 DE LA COMPAÑÍA COMPUTER MODELLING GROUP CMG.



## INTRODUCCIÓN

Para llevar a cabo un proyecto de inyección de surfactantes, es necesario la realización de estudios previos de simulación, de laboratorio y análisis financiero, con el fin de estudiar la viabilidad de implementar este tipo de procesos. Es para esto necesario la selección adecuada de diversos parámetros de yacimiento y operacionales, como porosidades, permeabilidades, tasas de inyección y producción, entre otras.


Por esta razón, se considera la simulación de yacimientos como una de las herramientas fundamentales de la industria petrolera, ya que permite representar diversos escenarios, características y propiedades de un yacimiento de hidrocarburos, por medio de la elaboración y operación de un modelo físico o matemático, que posibilita la predicción del flujo de fluidos multifásico (agua, petróleo y gas) que tienen lugar en el medio poroso.

A continuación se presenta una guía de simulación, con el fin de brindar herramientas básicas para la construcción de un modelo de inyección de surfactantes, y partiendo de este tipo de modelos realizar análisis de sensibilidad que permitan analizar las variables involucradas en este tipo de procesos.

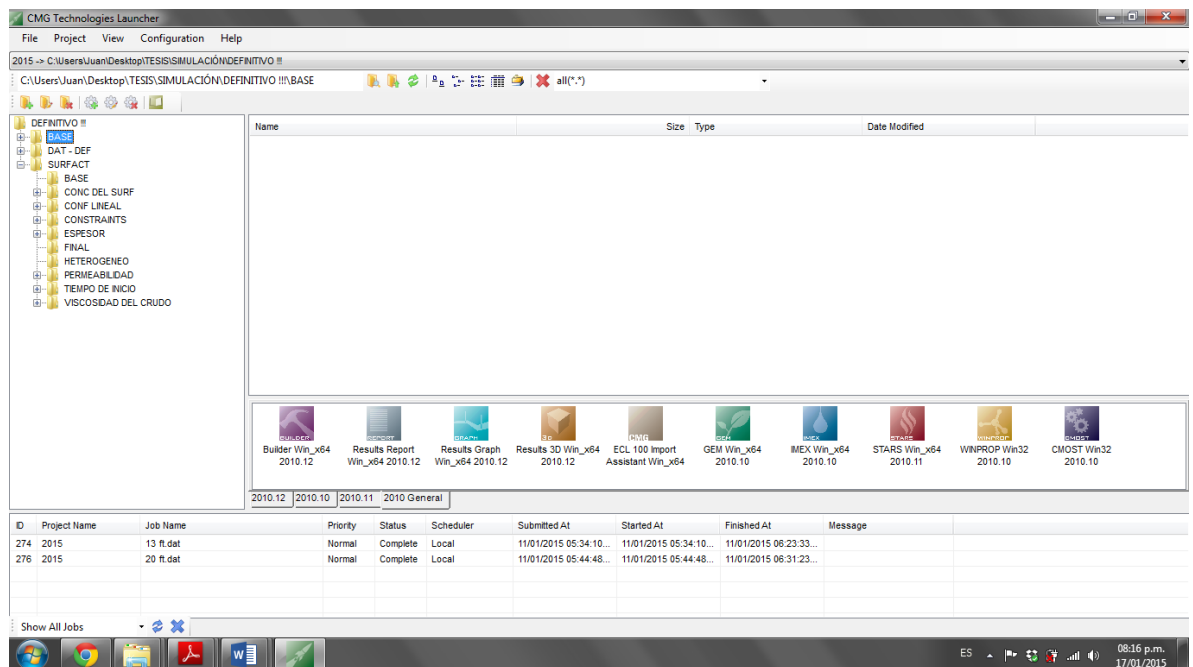
En este caso, se empleó el simulador IMEX® para la generación del modelo de fluidos, ya que esta plataforma genera datos más representativos y consistentes. Una vez generados los datos de PVT, se realizará la migración IMEX-STARS, a través de la aplicación Builder de CMG, la cual permite la conversión del modelo de fluidos empleada en la simulación Blackoil IMEX, a modelo composicional del simulador STARS.

## A.1 INICIO DE LA PLATAFORMA DE LANZAMIENTO (CMG TECHNOLOGIES LAUNCHER)

Para acceder a la plataforma de lanzamiento del simulador, se debe hacer


doble clic en ícono  . A continuación se abrirá el CMG Technologies Launcher (Ver figura A.1), el cual permite acceder a los diferentes simuladores, pre-procesadores y post-procesadores que conforman **CMG**, y que funciona como directorio de proyectos. Mediante esta interface gráfica, el usuario puede iniciar las simulaciones y manejar los archivos utilizados y generados durante la simulación.

**Figura 1.A.** Plataforma de lanzamiento del CMG technologies launcher 2010.12

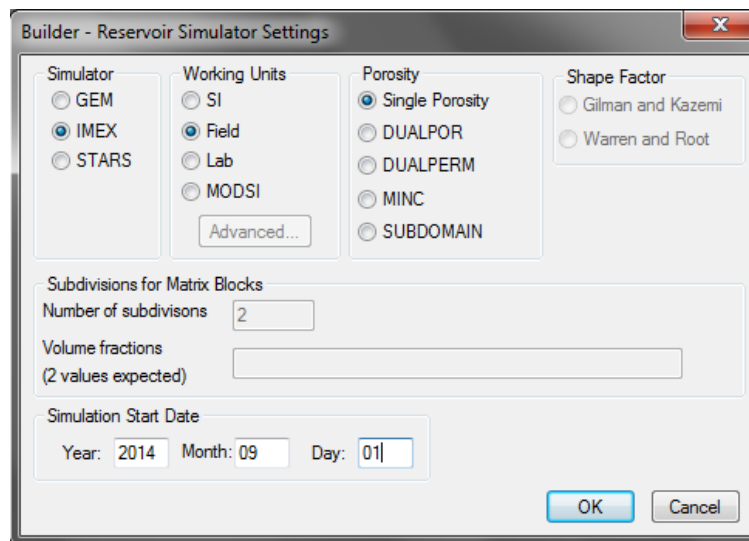


Fuente: Technologies Launcher – CMG

## A.2 CREACIÓN DE UN NUEVO ARCHIVO DE SIMULACIÓN

Para la creación de un nuevo modelo de simulación, es necesario acceder inicialmente al **Model Builder** haciendo doble clic en el ícono . Posteriormente se abrirá una ventana que permite definir el tipo de simulador a utilizar (IMEX, STARS O GEM), además de las unidades del modelo: unidades del Sistema Internacional (SI), unidades de Campo (Field) o unidades de Laboratorio (Lab)), la porosidad (indicando si el yacimiento es fracturado o no) y la fecha de inicio del proceso de simulación. (Ver figura 2.A).

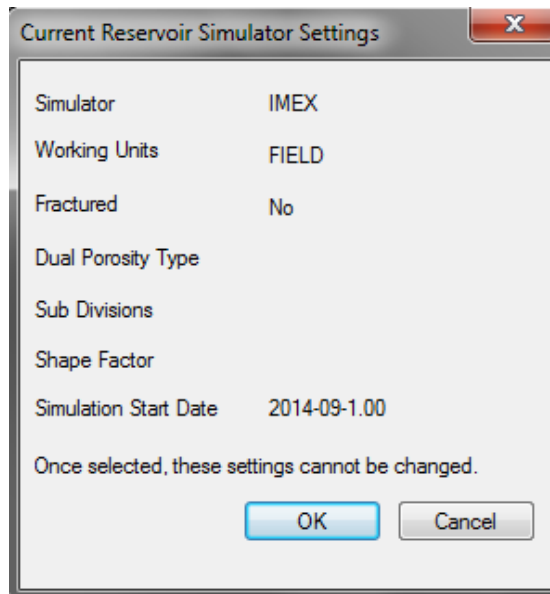
**Figura 2.A.** Ventana de configuración del simulador.



Fuente: Simulador IMEX, Builder – CMG

Posteriormente, deberá aparecer una ventana como se muestra en la figura A.3, que muestra todos los ítems seleccionados y advierte que una vez seleccionados, no podrán ser modificados. Haga clic en **OK** para aceptar el mensaje.

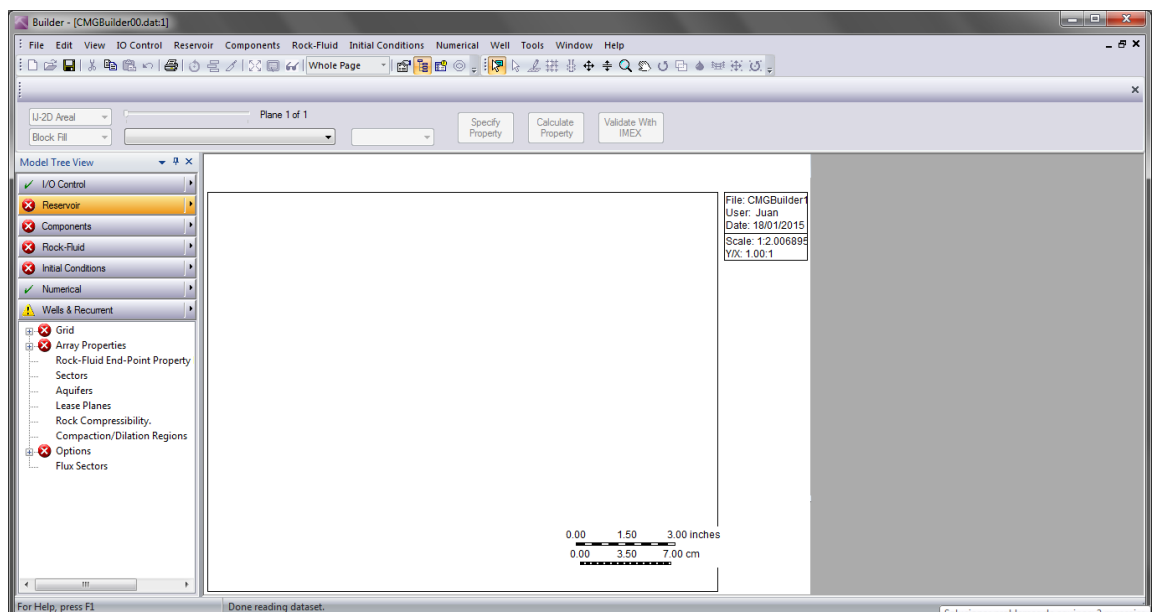
**Figura A.3.** Ventana para la configuración actual del simulador



**Fuente:** Simulador IMEX, Builder – CMG

A continuación, el simulador ingresa **ModelBuilder** (Ver figura 4.A), por medio del cual se creará el archivo de entrada de datos ingresando la información de cada una de las ocho secciones que se pueden observar en la figura 5.A.

**Figura 4.A.** Ventana principal del ModelBuilder.



**Fuente:** Simulador IMEX, Builder – CMG

Figura 5.A. Secciones del ModelBuilder.



Fuente: Simulador IMEX, Builder – CMG

### A.3. DATOS DE ENTRADA EN MODELO BUILDER

Como observamos en la figura 5.A, el ModelBuilder está dividido en siete secciones. Dos de ellas son opcionales (**Input/Output Control** y **Numerical Control**), sin embargo, se debe tener en cuenta que en algunos casos es necesario configurarlas. Por otra parte, las cinco secciones restantes son fundamentales para el desarrollo de la simulación.

A continuación se explicará brevemente cada una de las secciones del ModelBuilder:

- ✓ **Input/Output Control (Control de Entradas y Salidas).** En esta sección se definen los parámetros de entrada y salida del simulador como títulos, control de reinicio, selección de variables, entre otras; con las que será posible detallar la información del enmallado y de los pozos en los archivos de salida y SR2 (archivo de resultado principal). Cabe resaltar que en esta sección no se requieren de palabras claves u obligatorias, pues cada palabra clave cuenta con un valor por defecto que se puede emplear.
  
- ✓ **Reservoir (Descripción del Yacimiento).** En esta sección se pueden definir algunas condiciones iniciales del yacimiento como temperatura, presión, saturaciones a agua, aceite y gas, entre otras. Además de esto,

en por medio de esta sección se establecen las características geométricas del enmallado (**Grid**) a utilizar permitiendo el ingreso de las propiedades de la formación, tales como el tope, espesor, porosidad, permeabilidad, entre otras.

En esta sección se debe seleccionar el sistema de coordenadas a usar, teniendo en cuenta que el enmallado puede ser cartesiano, radial, de profundidad y espesor variable, y de tipo corner point o puntos de esquina.

- ✓ **Components (Propiedades de los Componentes).** Por medio de esta sección, se definen las características termodinámicas y físicas del fluido que se encuentra en el yacimiento, tales como viscosidades, densidades, compresibilidades, entre otras.
  
- ✓ **Rock-Fluid (Propiedades del Sistema Roca-Fluido).** En esta sección se definen las propiedades de interacción del sistema roca-fluido, además se generan las curvas de permeabilidades relativas y presiones capilares.
  
- ✓ **Initial Conditions (Condiciones Iniciales).** En esta sección se definen las condiciones a las cuales se encuentra inicialmente el yacimiento, antes de iniciar la simulación. Principalmente se define la presión del yacimiento, las profundidades de los contactos tanto agua-aceite como gas-aceite, profundidad de referencia y la presión del punto de burbuja del yacimiento.
  
- ✓ **Numerical (Control Numérico).** En esta sección, se delimitan los parámetros que controlan las actividades numéricas del simulador, tales como intervalos de tiempo y la solución iterativa de ecuaciones lineales producidas.

- ✓ **Well & Recurrent Data (Datos de Pozos y Datos Recurrentes).** En esta sección, se definen las propiedades referentes a los pozos y sus restricciones de operación. También se especifican las fechas de los eventos que se llevarán a cabo durante el proceso, como lo son el inicio de la producción, el inicio de la inyección, el cierre de los pozos, entre otros.

Para ingresar a cada una de las secciones descritas anteriormente, se tiene que hacer clic en su respectivo botón.

Para poder llevar a cabo la simulación, es necesario completar cada sección con el orden descendente planteado por CMG, puesto que ciertos datos generalmente se relacionan con datos previos. El simulador indica al usuario el estado de cada sección por medio de los siguientes íconos:



Este ícono indica que ModelBuilder no encontró errores de validación y que por consiguiente la sección está completa. Cuando este ícono esté en todas las secciones, se podrá llevar a cabo la simulación.



Este ícono señala las secciones que se encuentran incompletas, debido a que falta incluir datos necesarios para llevar a cabo la simulación. Si alguna sección presenta este ícono, es necesario revisar la información de dicha sección en busca de información faltante, porque no se podrá llevar a cabo la simulación.

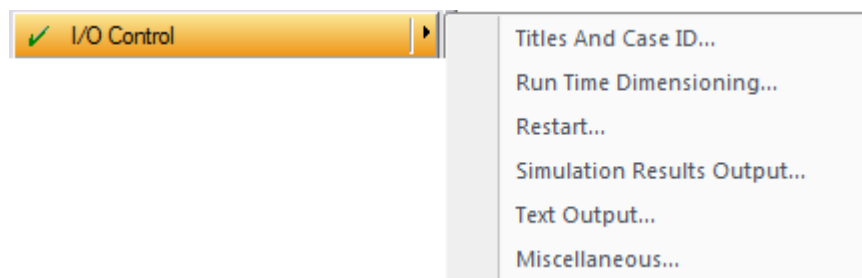


Este ícono demarca las secciones que les hace falta información o que la información suministrada no es la apropiada, lo que podría generar errores de convergencia en la simulación. Se aconseja reevaluar la información ingresada en la sección.

### A.3.1 INPUT/OUTPUT CONTROL (Control de Entradas y Salidas)

En el control de entradas y salidas se genera la identificación del proyecto. Esta sección se divide en seis sub-secciones, **Titles and Case ID**, **Run Time Dimensioning**, **Restart**, **Simulation Results Output**, **Text Output**, **Miscellaneous**. Para ingresar a cada una de ellas, se debe hacer clic en la pestaña correspondiente, como se observa en la Figura 6.A.

**Figura 6.A.** Menú de selección de control de entradas y salidas.



Fuente: Simulador IMEX, Builder – CMG

**A.3.1.1 Titles and Case ID (Nombre de la corrida).** En esta sub-sección se escribe el nombre del modelo y una breve descripción del mismo, para que permita identificar la corrida de simulación que se va a ejecutar.

**A.3.1.2 Run Time Dimensioning (Dimensionamiento en el tiempo de la corrida).** Se utiliza cuando los parámetros que vienen por defecto en el simulador no son suficientes para realizar la corrida de simulación. Sin embargo, se recomienda acudir al manual de usuario en caso de realizar modificaciones a los valores mencionados.

**A.3.1.3 Restart (Reinicio).** Esta sección es útil para hacer análisis de sensibilidad, ajuste histórico, o realizar cambios, sin necesidad de repetir toda la simulación ya que es usado cuando se requiere agilizar el proceso de simulación. Para hacerlo, se debe contar con un modelo ya elaborado, a partir del cual, se elige una fecha determinada en la cual se iniciará la simulación del nuevo modelo.

**A.3.1.4 Simulation Results Output (Resultados de salida de la simulación).** En esta sub-sección se especifica la frecuencia con la que se reporta la

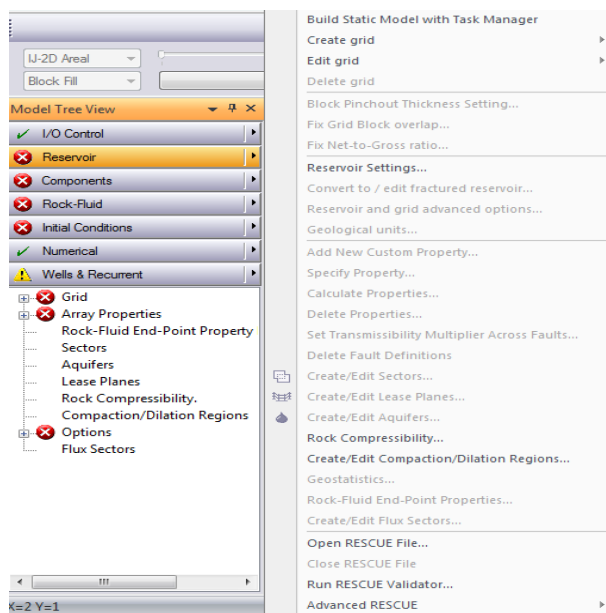
información en los archivos de resultados, además en esta opción se eligen las propiedades que serán reportadas en los archivos de salida de la simulación.

**A.3.1.5 Text Output (Texto de Salida).** En esta sección se selecciona la frecuencia con la cual se escribirán los datos del pozo, enmallado, sector, y las soluciones de la matriz y de las iteraciones a los archivos de salida, además es posible identificar la información de las variables que estarán presentes en estos archivos.

### A.3.2 RESERVOIR (Descripción del Yacimiento)

En este ítem se configura la geometría del enmallado de simulación y la distribución de algunas propiedades en los bloques que conforman el **Grid**. (Ver Figura 7.A).

**Figura 7.A.** Menú de descripción del yacimiento.

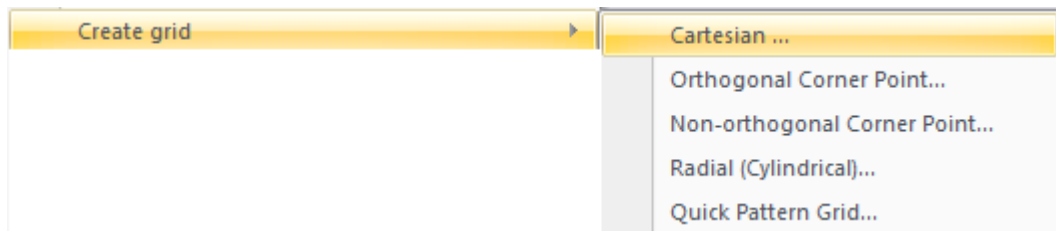


Fuente: Simulador IMEX, Builder – CMG

**A.3.2.1 Grid (Creación del enmallado).** En esta sección se elabora el enmallado (Grid) que representa el yacimiento. Al hacer clic en la pestaña para

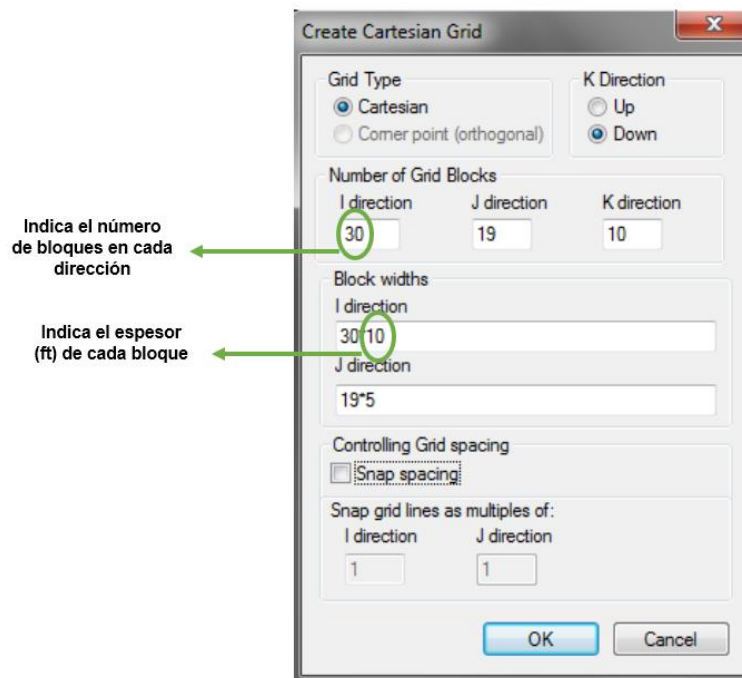
crear el enmallado, emergerán las diferentes configuraciones que puede ser construido. (Ver figura 8.A). Luego de especificar la configuración (Cartesiano para este caso), se deben detallar el número de celdas que conforman el enmallado en todas las direcciones y su respectivo espesor, como se puede observar en la figura 9.A.

**Figura 8.A.** Selección de configuración de enmallado.



Fuente: Simulador IMEX, Builder – CMG

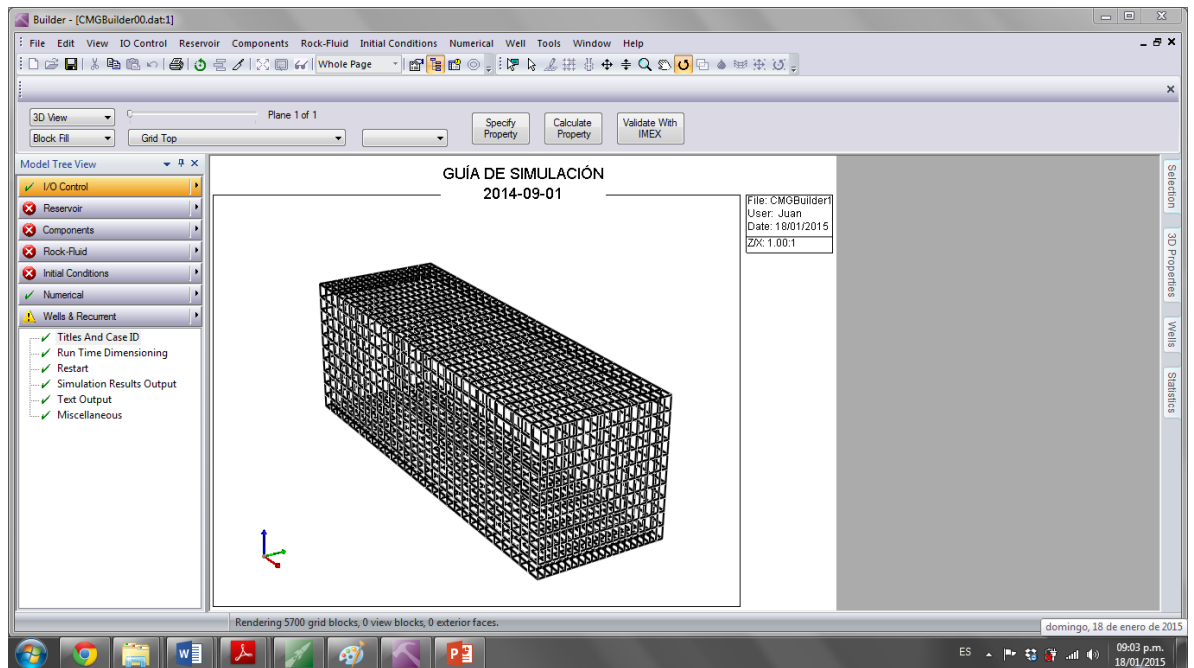
**Figura 9.A.** Dimensionamiento del enmallado de simulación.



Fuente: Simulador IMEX, Builder – CMG (Modificada)

Luego del ingreso de los datos aparecerá el enmallado inicial. (Ver figura 10.A)

Figura 10.A. Enmallado del modelo. Vista 3D.



Fuente: Simulador IMEX, Builder – CMG

### A.3.2.2 Array properties (Propiedades del modelo)


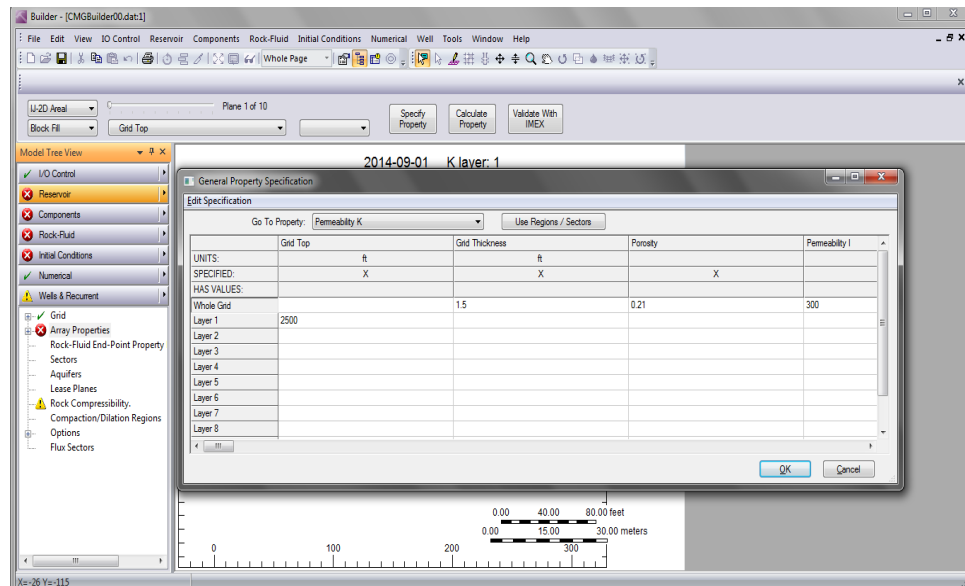
Luego de haber creado el enmallado de simulación, se procede a definir algunas propiedades del yacimiento, como la profundidad del tope de la formación, las permeabilidades, el espesor, la porosidad, como se muestra en la Figura 11.A. Para ingresar a dicha sección se debe hacer doble clic en el botón  **Array Properties** ubicado en la parte izquierda.

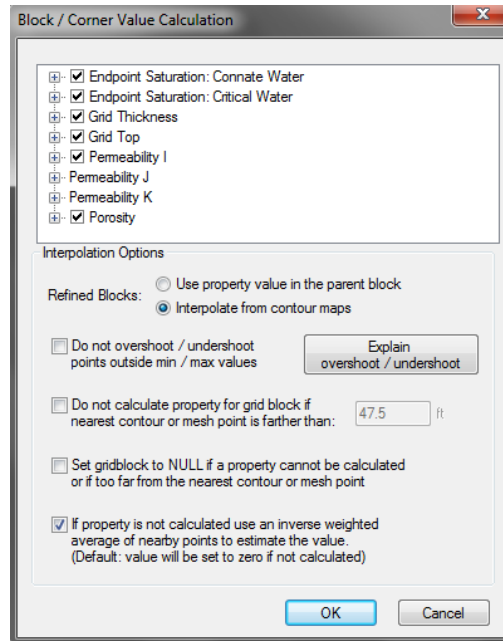
Figura 11.A. Propiedades generales del yacimiento.



Fuente: Simulador IMEX, Builder – CMG

Una vez haya ingresado los datos requeridos, haga clic en OK. Aparecerá una ventana (Ver figura 12.A), dónde se encuentran las propiedades definidas anteriormente, y allí se definirá la forma en la que el simulador realizará los cálculos de cada una de ellas a través de todo el enmallado, es decir, el método de interpolación a usar de acuerdo a las características del modelo.

**Figura 12.A.** Ventana para determinar la distribución de propiedades del modelo.

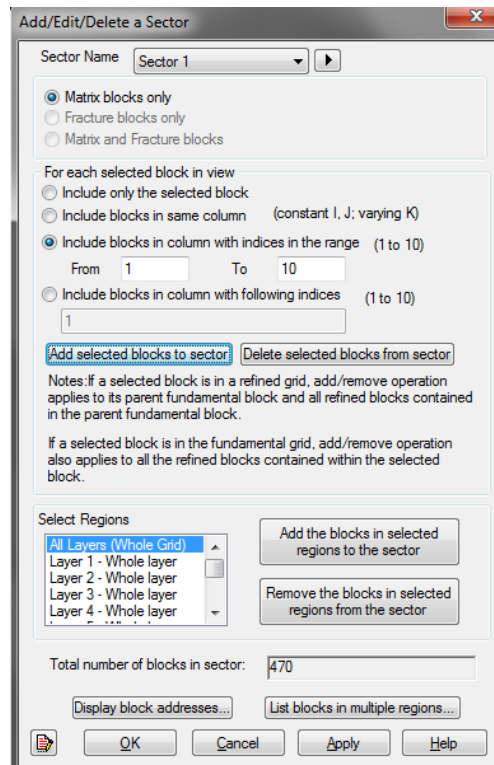


Fuente: Simulador IMEX, Builder – CMG

### A.3.2.3 Sectors (Sectores)

En esta sección se definen una o más regiones en las que se desea analizar una vez finalice la simulación. Para entrar a esta sección se debe ingresar a **Reservoir+Add/edit sectors**, emergerá una pantalla (Ver Figura 13.A) en donde el usuario puede definir la zona del yacimiento que desea analizar. Los bloques correspondientes a la zona deseada se seleccionan por medio del puntero, y se agregan al sector haciendo clic en **Add selected blocks to sector**. Luego de esto haga clic en **Apply** y después de definir todos los sectores, haga clic en **Ok**.

Figura 13.A Sectores.




Fuente: Simulador IMEX, Builder – CMG

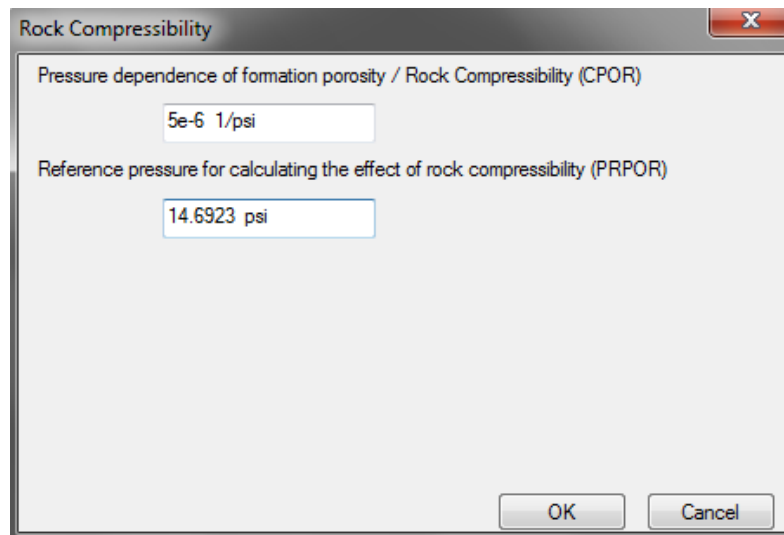
### A.3.2.4 Acuíferos (Aquifers)

En esta sección se define la presencia de acuíferos en el yacimiento, que generen un empuje sobre los hidrocarburos o como mecanismo de mantenimiento de presión. Para entrar a esta sección se debe ingresar a **Reservoir + Create/Edit aquifers**.


### A.3.2.5 Rock compressibility (Compresibilidad de la roca)

En esta sección se definen los valores de compresibilidad de la roca y la presión de referencia a la cual se calculan los efectos de ésta sobre la roca. Se ingresa por medio del botón  **Rock Compressibility**. (Ver figura 14.A).

**Figura 14.A** Compresibilidad de la roca.



**Fuente:** Simulador IMEX, Builder – CMG

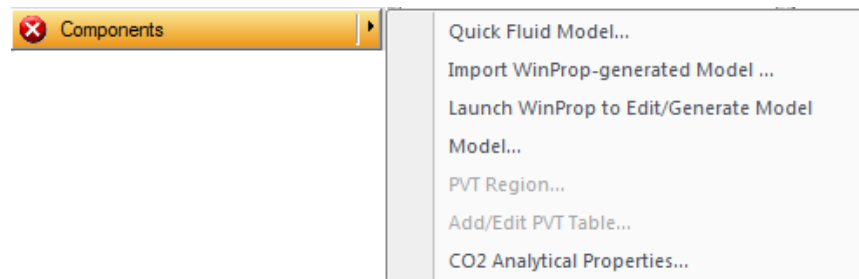
Una vez definido el valor de compresibilidad de la roca, haga clic en Ok. Deberá aparecer el ícono  en la sección **RESERVOIR**, el cual indica que la sección se ha completado satisfactoriamente.

### A.3.3 COMPONENTS (Propiedades de los componentes)

Esta sección se utiliza para crear el modelo del fluido y definir las propiedades del mismo. En la figura 15.A se observa el menú de esta sección. Para crear el modelo del fluido se debe hacer clic en **Quick Fluid Model**. Emergerá una ventana (Ver figura 16.A) seleccione la opción **Launch Dialog to Create a Quick BLACKOIL Model Using Correlations** y haga clic en Ok. Luego se desplegará la ventana **Quick Black Oil Model** (Ver figura 17.A), allí se deben agregar los valores para las propiedades descritas para la creación del PVT.

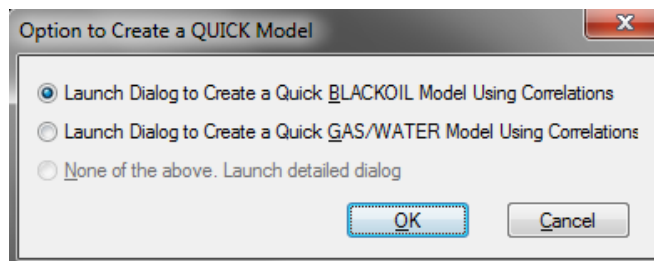
Para crear la región PVT haga clic en el botón **PVT Regions**. Luego, se despliega la ventana donde se ingresa la tabla PVT (Figura 18.A). Haga clic sobre la pestaña **General** para ingresar la información respectiva como: Densidades del aceite, gas y agua, factor volumétrico de formación del agua. A su vez las propiedades del agua pueden ser generadas por medio de correlaciones implícitas en el simulador, para esto haga clic en **Tools** y después en el botón **Generated Water Properties using correlations**. Inmediatamente después se desplegará una ventana dónde deberá ingresar la temperatura del yacimiento, la presión de referencia y la salinidad del agua. Haga clic en **Ok**.

**Figura 15.A** Menú sección components.



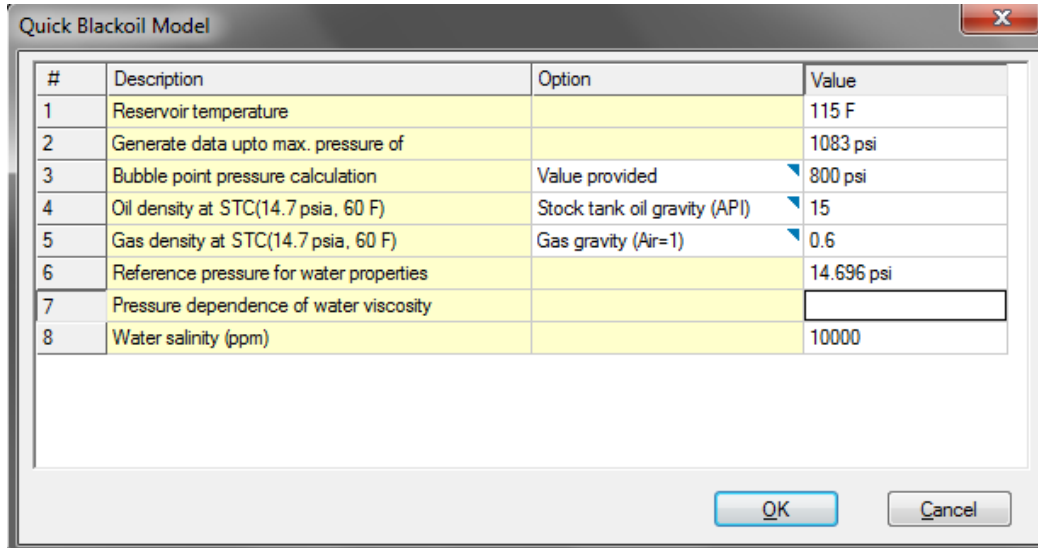
Fuente: Simulador IMEX, Builder – CMG

**Figura 16.A** Ventana para seleccionar el modelo de fluido.



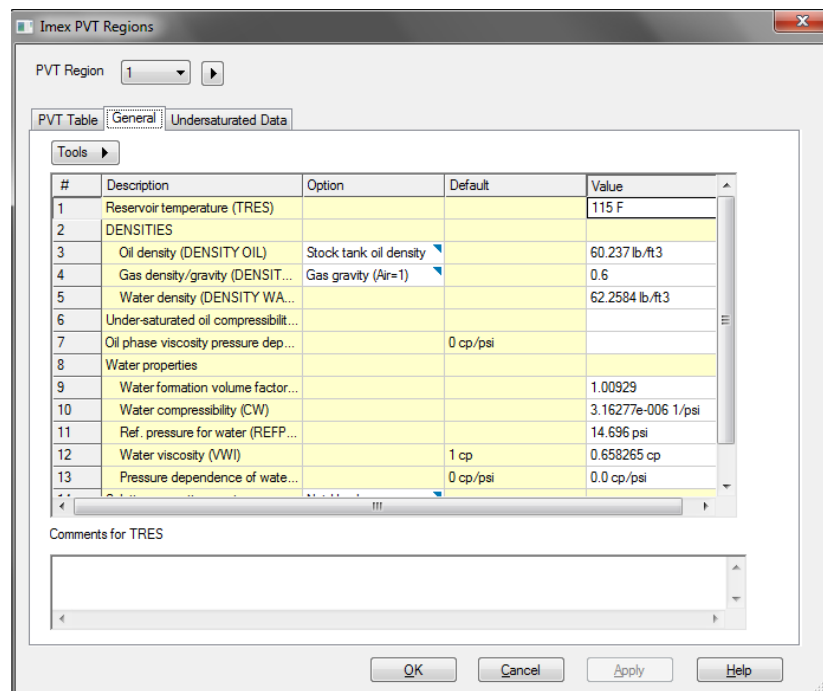
Fuente: Simulador IMEX, Builder – CMG

Figura 17.A Ventana para crear el modelo de fluido.



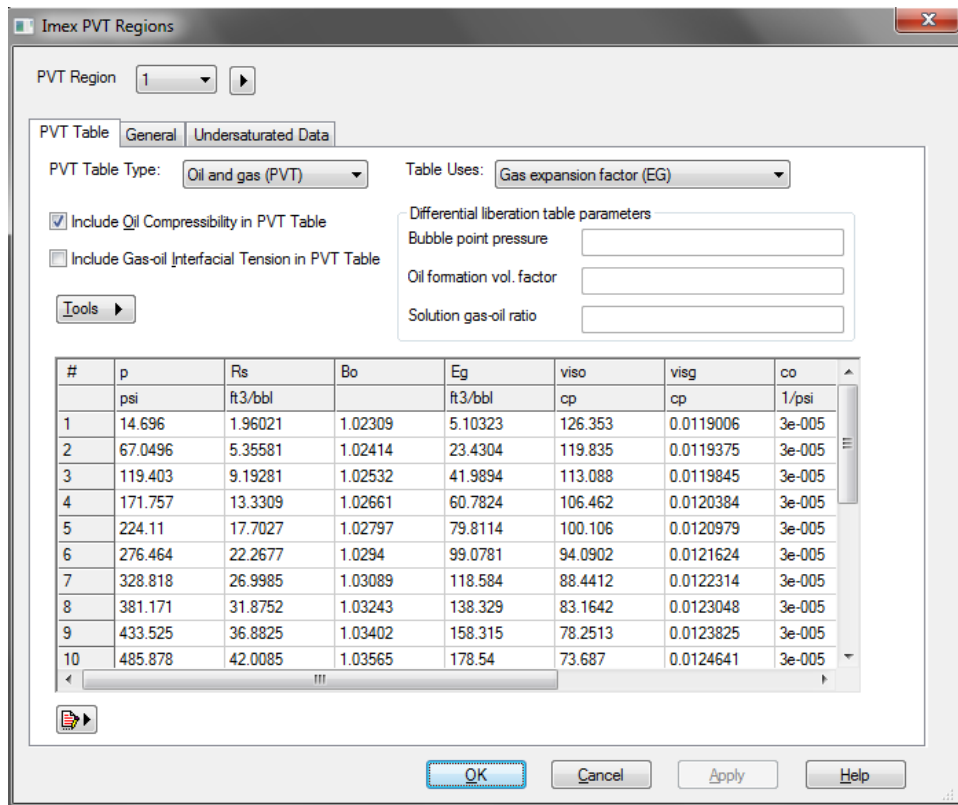
Fuente: Simulador IMEX, Builder – CMG

Figura 18.A Ventana para la generación de la región PVT




Fuente: Simulador IMEX, Builder – CMG

Figura 19.A Tabla PVT




Fuente: Simulador IMEX, Builder – CMG

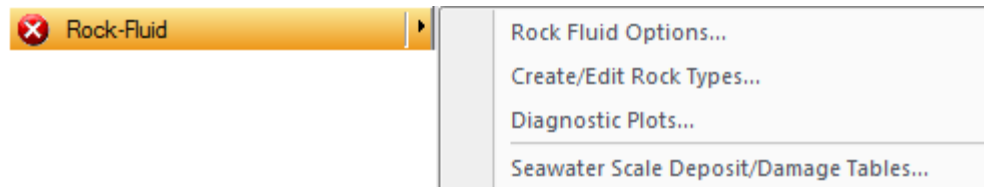
Para ingresar las propiedades PVT por encima del punto de burbuja, haga clic en la pestaña **Undersaturated Data**, seleccione **BOT Tables** y haga clic en **New Table** con el fin de ingresar los datos a la tabla. Repita el procedimiento para para **VOT Tables**. Haga clic en **Ok**. Deberá aparecer el ícono  en la sección **Components**.

### A.3.4 Rock – Fluid (Propiedades del sistema roca – fluido)

En esta sección se crea el tipo de roca y sus propiedades de interacción con el fluido. En la figura 20.A se observa el menú de dicha sección. Se debe ingresar haciendo clic en **Create/Edit Rock types**. En la ventana que aparece (Ver

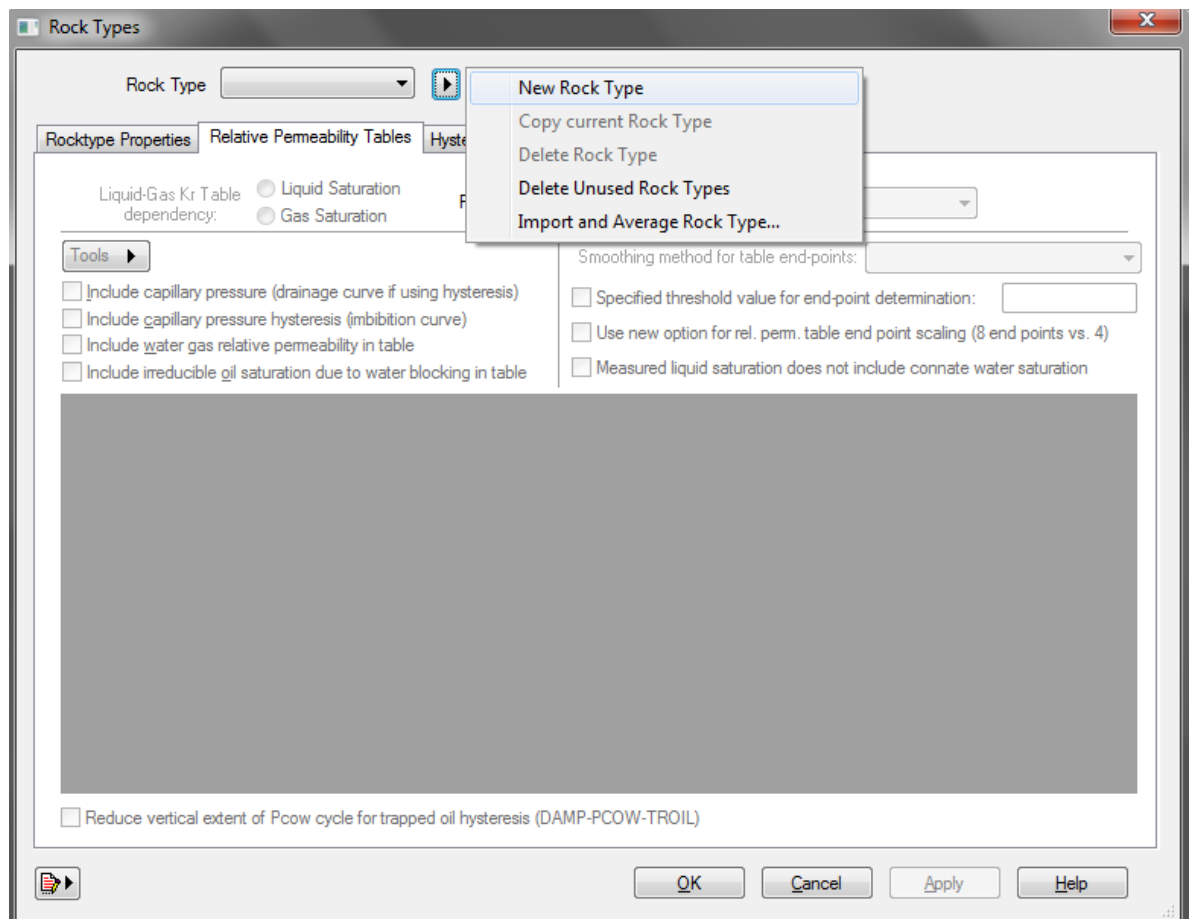
figura 21.A) pulse sobre el ícono  y seleccione **New Rock type**. Por defecto el tipo de roca que se cree por primera vez se llamará 1.

**Figura 20.A Menú de la sección Rock – Fluid.**




Fuente: Simulador IMEX, Builder – CMG

**Figura 21.A Ventana de tablas de permeabilidad relativa.**



Fuente: Simulador IMEX, Builder – CMG

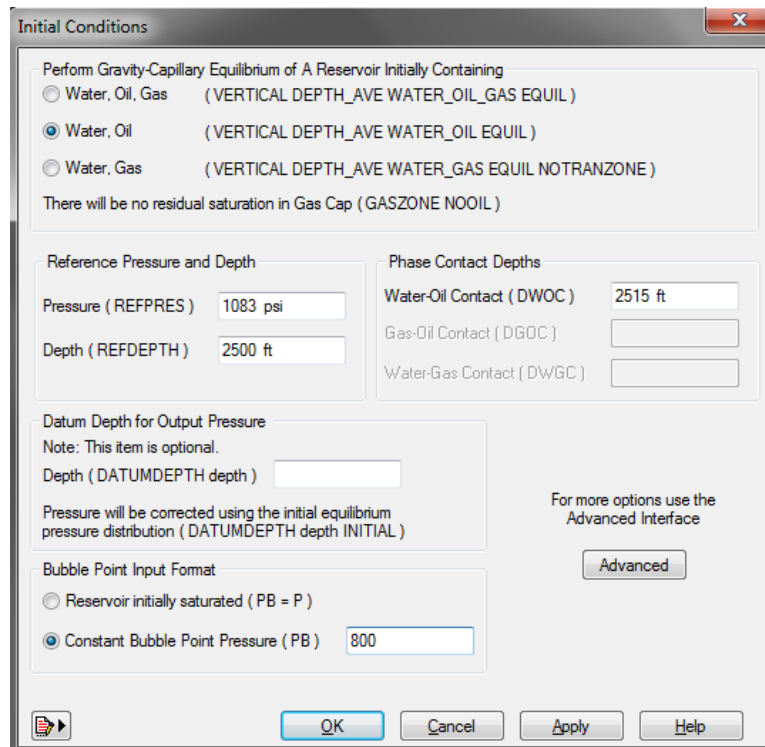
Debe ingresar ahora los valores de la tabla de permeabilidad relativa, en la pestaña **Relative Permeability Tables**, ya sea para el sistema gas-aceite o para el sistema gas- líquido. También se pueden utilizar correlaciones para la generación de las mismas por medio del ícono **Tools+Generate tables using correlations**.

Haga clic en Ok. Deberá aparecer el ícono  en la sección **Rock-Fluid**.


### A.3.5 INITIAL CONDITIONS (Condiciones iniciales)

Para ingresar a esta sección debe dar clic en el menú de dicha sección (Ver Figura 23.A). Haga clic en **Initial conditions**, luego aparece la opción **Initialization Settings**. A continuación emergerá la ventana de condiciones iniciales (Ver figura 24.A). Debe seleccionar **Water, oil**, para el caso que el modelo tenga crudo muerto, por lo tanto no hay presencia de gas. Así mismo, se puede **seleccionar Water, Oil, Gas**, según el caso. Además, se deben ingresar los valores correspondientes a profundidad de los contactos Agua – aceite y/o Gas –aceite, así como la presión y profundidad de referencia. Finalmente, seleccione la opción de presión de burbuja constante e ingrese su valor.

**Figura 22.A Ventana de condiciones iniciales.**



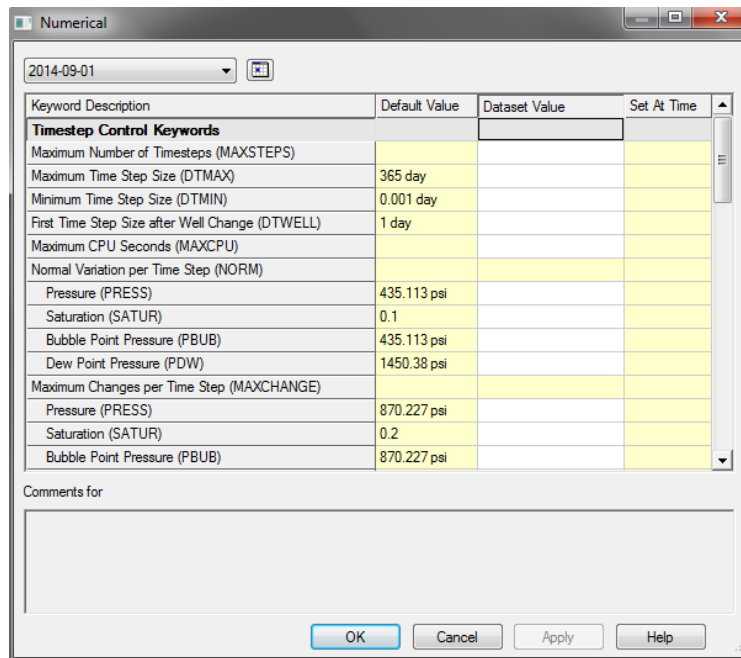
Fuente: Simulador IMEX, Builder – CMG

Haga clic en Ok. Deberá aparecer el ícono  en la sección **Initial conditions**.

### A.3.6 NUMERICAL (Métodos numéricos)

En esta sección se definen los parámetros que controlan las actividades numéricas del simulador. Esta sección es opcional, pero puede modificarse con el fin de corregir problemas de convergencia que puedan presentarse en la simulación. Se ingresa haciendo clic en **Numerical**, a continuación emergerá una ventana (Ver figura 24.A) en la que se podrán modificar los valores que el simulador usa por defecto, en el caso de presentar errores o problemas de convergencia.

Figura 24.A Ventana de la sección de control numérico.



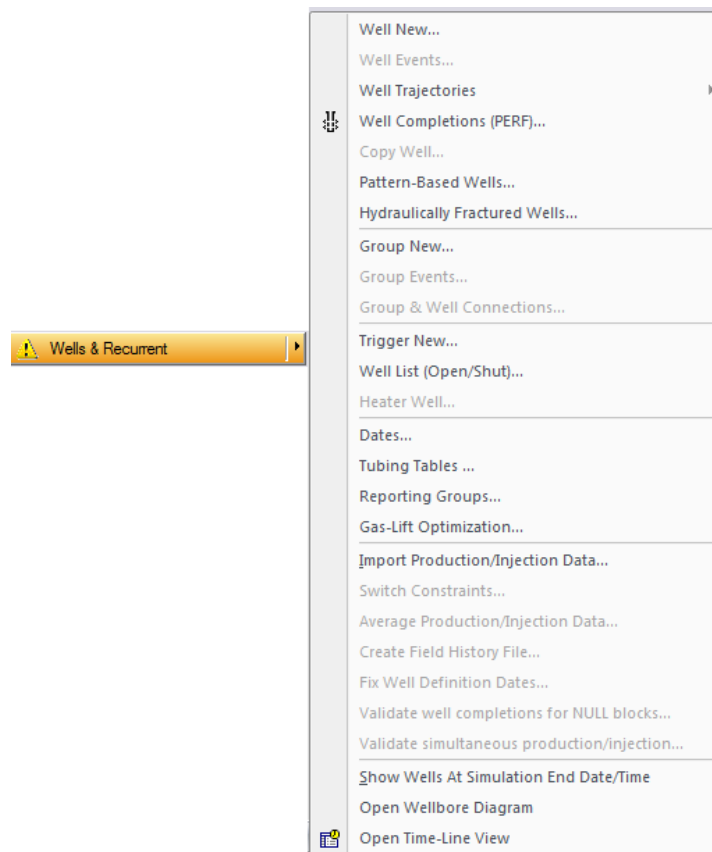
Fuente: Simulador IMEX, Builder – CMG

Como dije anteriormente, en esta sección se definen los parámetros que controlan las actividades numéricas del simulador, tales como los intervalos de tiempo, la solución iterativa de ecuaciones de flujo no lineales y la solución de ecuaciones lineales que se producen.

### A.3.7 WELL & RECURRENT (Datos de pozo y datos recurrentes)

En esta sección se configuran los parámetros de control de los pozos, también llamados **Constraints**. Para ingresar en la sección, haga clic en **Well & recurrent** como lo muestra la figura 25.A.

Figura 25.A Sección Well & Recurrent.

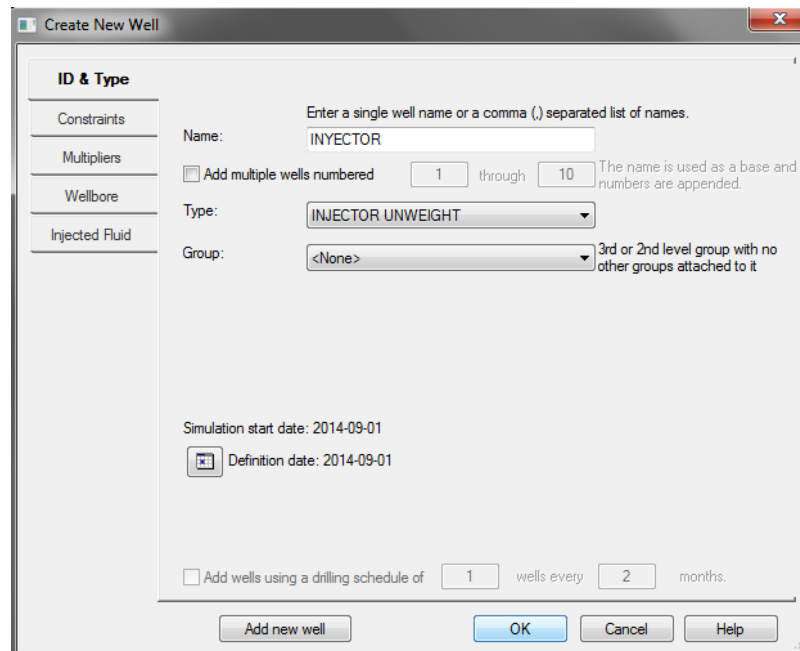


Fuente: Simulador IMEX, Builder – CMG

### A.3.7.1 Wells (Pozos)

Para crear un nuevo pozo, se debe hacer clic en **Well New**, a continuación emergerá la ventana para la configuración del pozo, como el nombre, el tipo de pozo y la fecha en la cual será perforado (Ver Figura 26.A).

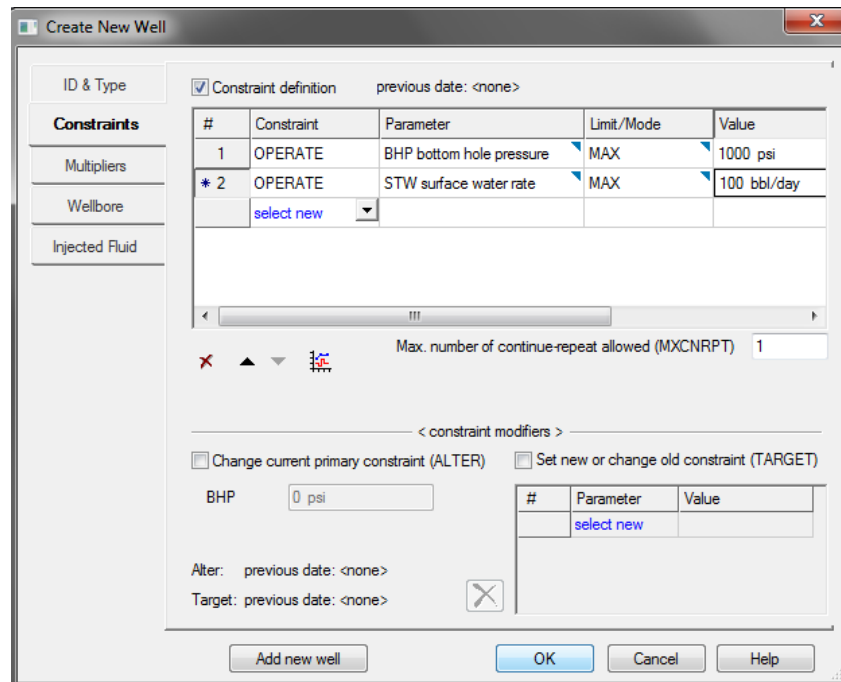
Figura 26.A Ventana para crear los pozos.



Fuente: Simulador IMEX, Builder – CMG

Luego de haber definido los pozos, se deben establecer las condiciones operacionales. Haga clic en la pestaña **Constraints** (Ver figura 27.A). Allí deberá definir las condiciones operacionales según el caso.

Figura 27.A Restricciones de los pozos.



Fuente: Simulador IMEX, Builder – CMG

Se debe repetir el procedimiento para la configuración de otros pozos, ya sean productores o inyectoros.


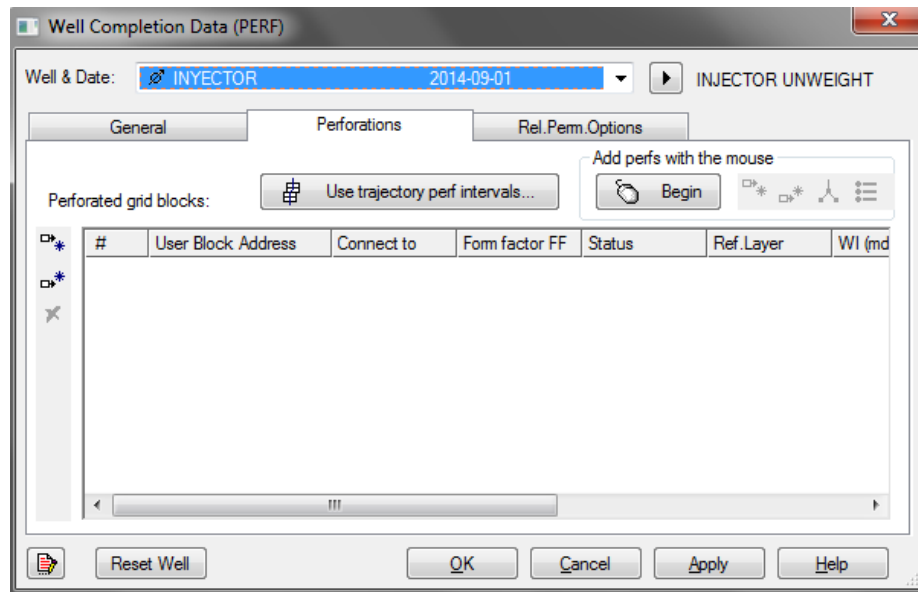

Una vez creados los pozos, se deben crear las perforaciones de los pozos (Inyectoros y productores), haciendo clic en **Edit Well Perforations** o en ícono . Emergerá una ventana (Ver figura 28.A).

Figura 28.A Perforación de los pozos.



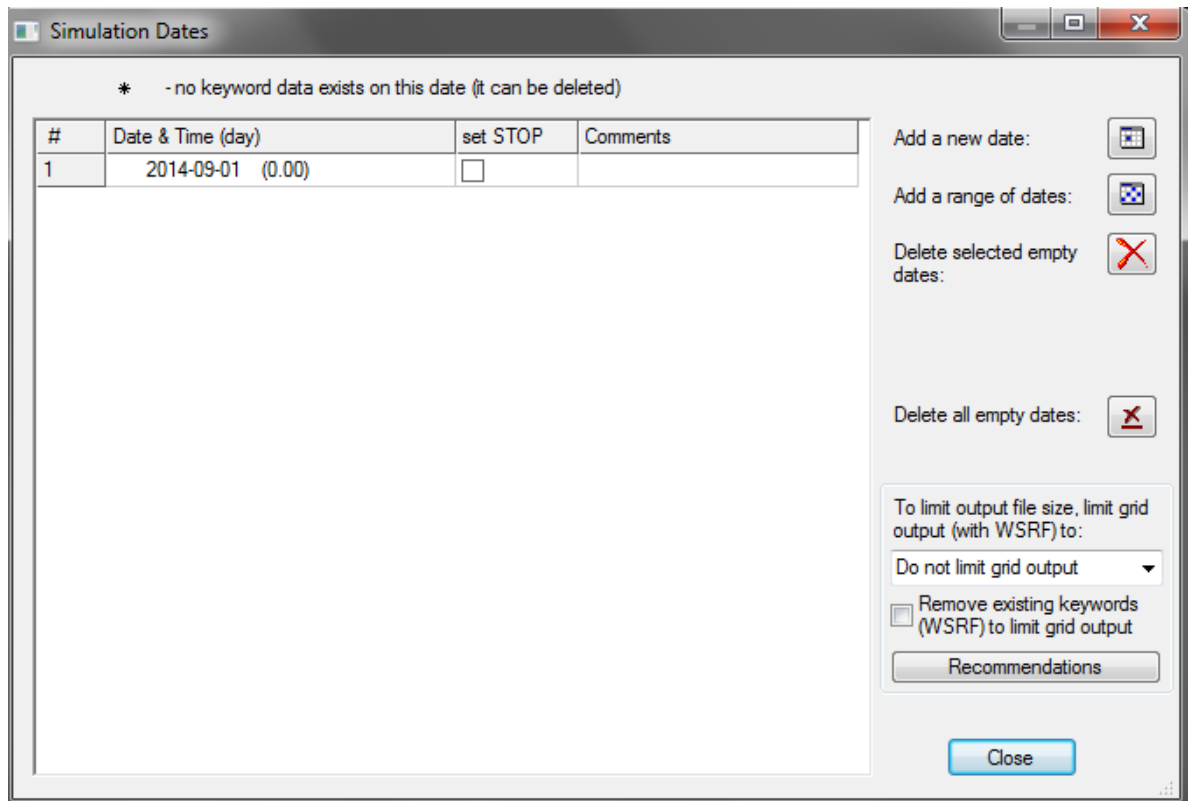
Fuente: Simulador IMEX, Builder – CMG

La posición del pozo será demarcada, ya sea con el puntero usando el botón **Begin** o con las coordenadas (i,j,k) utilizando el botón . Luego de haber perforado los pozos haga clic en **Apply** y luego **Ok**.


### A.3.7.2 Dates (Fechas)

En esta sección se configuran las fechas y el tiempo que se va a simular. Para ello, haga clic en la opción **Dates**, a continuación aparecerá una ventana (Ver figura 29.A).

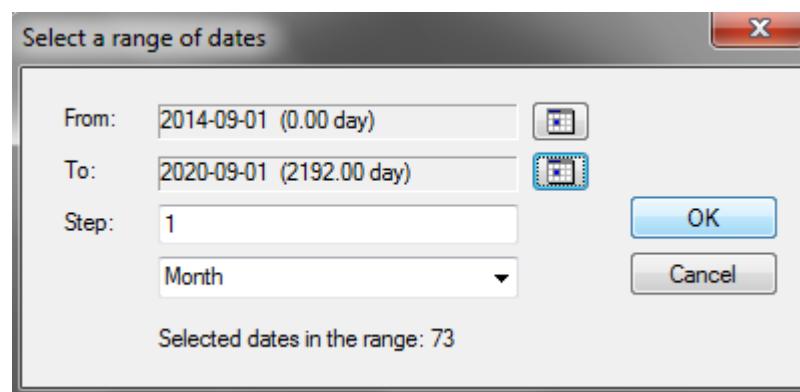
**Figura 29.A** Ventana de fechas de simulación.



Fuente: Simulador IMEX, Builder – CMG


Haga clic en el ícono **Add a range of dates**  en donde se especificará la fecha de inicio y la fecha de finalización de la simulación, como se observa en la Figura 30.A.

**Figura 30.A** Ventana para crear un rango de fechas.



Fuente: Simulador IMEX, Builder – CMG

Además, se puede especificar el intervalo que desee: anual, mensual o diario.

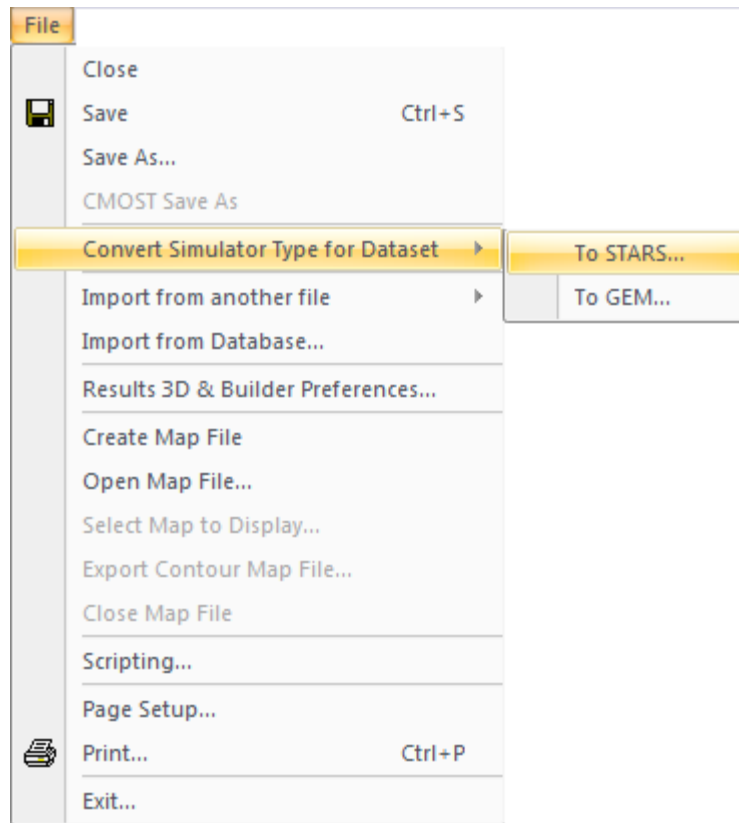
Haga clic en Ok. Deberá aparecer el ícono  en la sección **Well & recurrent**.

#### A.4 CONVERSIÓN DEL MODELO DE IMEX A STARS

Con el fin de llevar a cabo el estudio de inyección de surfactantes, es necesario convertir el archivo correspondiente al modelo de IMEX al modelo composicional en STARS, por medio de Buidar CMG. A continuación, mostraremos el procedimiento para convertir el modelo de simulación tipo Black Oil creado en el capítulo anterior a un modelo composicional de STARS.


Primero, se debe dar clic en la pestaña **File** en el menú principal y seleccionar **Convert simulator type for Dataset**. Allí, debe seleccionar **To STARS**. Ver figura 31.A.

**Figura 31.A** Ventana para ingresar a la conversión a STARS.

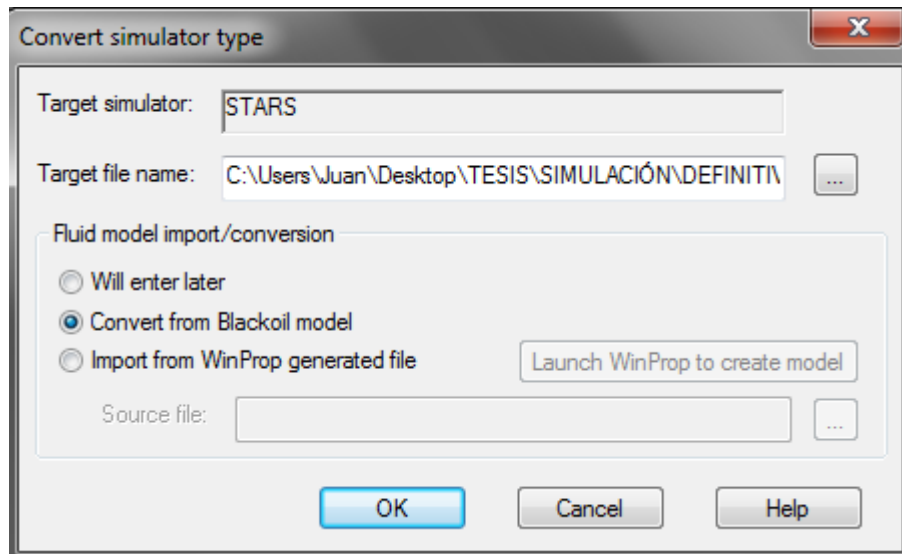


**Fuente:** Simulador IMEX, Builder – CMG

Si el archivo ha sido previamente guardado, haga clic en **No** al mensaje relacionado con salvar los cambios en el archivo de IMEX. De lo contrario haga clic en **Si** y guárdelo.

Una vez guardado los cambios, aparecerá una ventana (Ver figura 32.A). En ella deberá especificar la ruta y el nombre del archivo de salida de la conversión en el campo **Target file name**, haciendo clic en el botón . En el campo **Fluid model import/conversión** seleccione la opción **Convert from Blackoil model**.

**Figura 31.A** Ventana de conversión del simulador.



Fuente: Simulador IMEX, Builder – CMG

Haga clic en **OK**. Aparecerá un mensaje en pantalla que **keywords** no son compatibles entre IMEX y STARS, para tenerlos presentes en la conversión del dataset (PTYPE, PB, geofac & radius). Haga clic en **OK** para aceptar el mensaje.

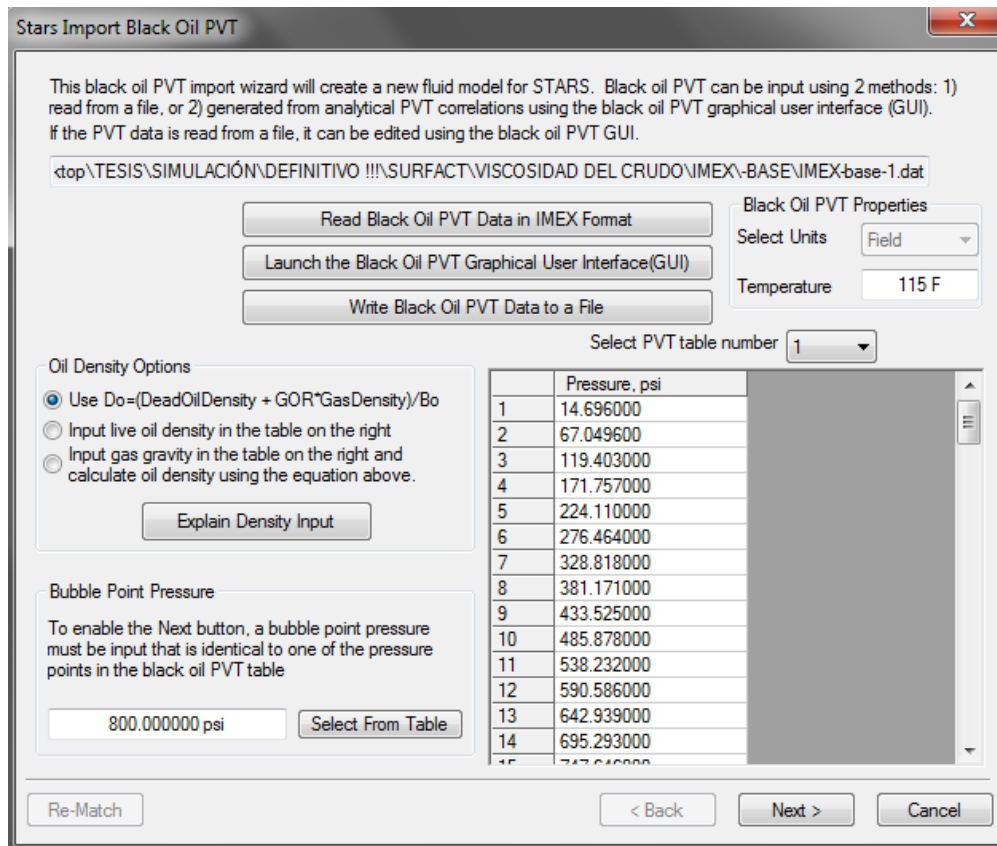
Seguidamente, observará que los **keywords** para los **end-points** de la saturación de agua connanata y critica no son compatibles con STARS. Haga clic en **OK** a los dos mensajes relacionados con las saturaciones.

A continuación, aparecerá un mensaje relacionado con la profundidad del contacto agua/petróleo declarado en el modelo de IMEX. Haga clic en **Ok**.

Nuevamente observará un mensaje en pantalla, el cual le indica que la presión en el punto de burbuja no ha sido identificada en el nuevo **dataset**. Esto está relacionado al primer mensaje observado, en el que el **keyword PB** no fue reconocido. Haga clic en **OK** para aceptar el mensaje.

Ahora bien, emergerá una ventana (Ver figura 32.A) que le irá mostrando paso a paso el procedimiento para convertir el PVT Black Oil a PVT en el formato STARS.

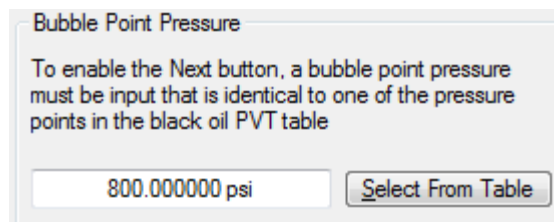
Figura 32.A Ventana de importación del PVT.



Fuente: Simulador STARS – CMG

Haga clic en el botón **Select From Table** e indique en la tabla la presión de saturación (Ver figura 33.A)

Figura 33.A Selección de la presión de saturación.

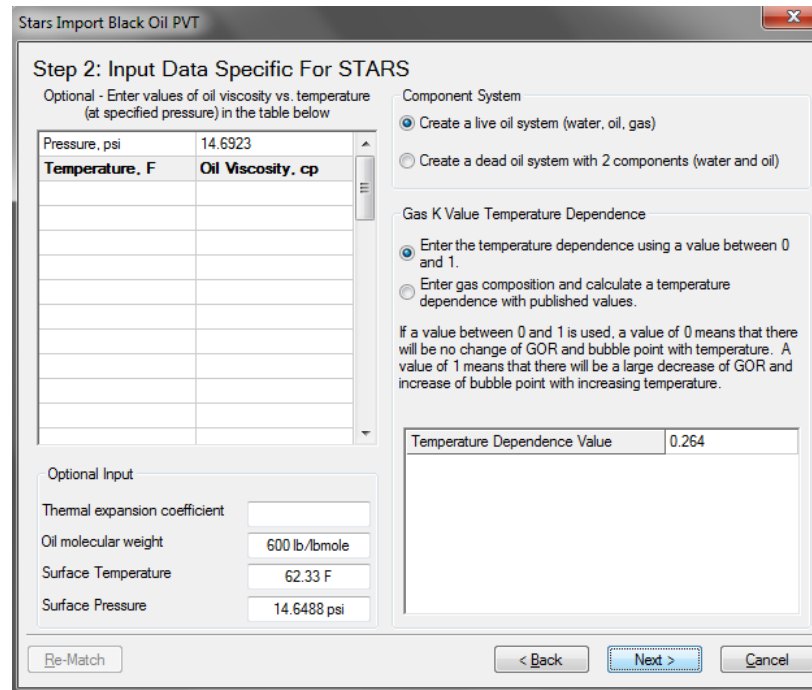


Fuente: Simulador STARS, Builder – CMG

Una vez seleccionado el valor de la presión de saturación, haga clic en **Next**. Aparecerá la ventana correspondiente al paso 2 (Ver figura 34.A). Observe la

posibilidad de introducir manualmente las tablas de viscosidad vs. temperatura del petróleo y el coeficiente de expansión térmica. Deje todos los valores por defecto. Haga clic en **Next**. Acepte el mensaje relacionado al coeficiente de expansión térmico, de clic en **OK**.

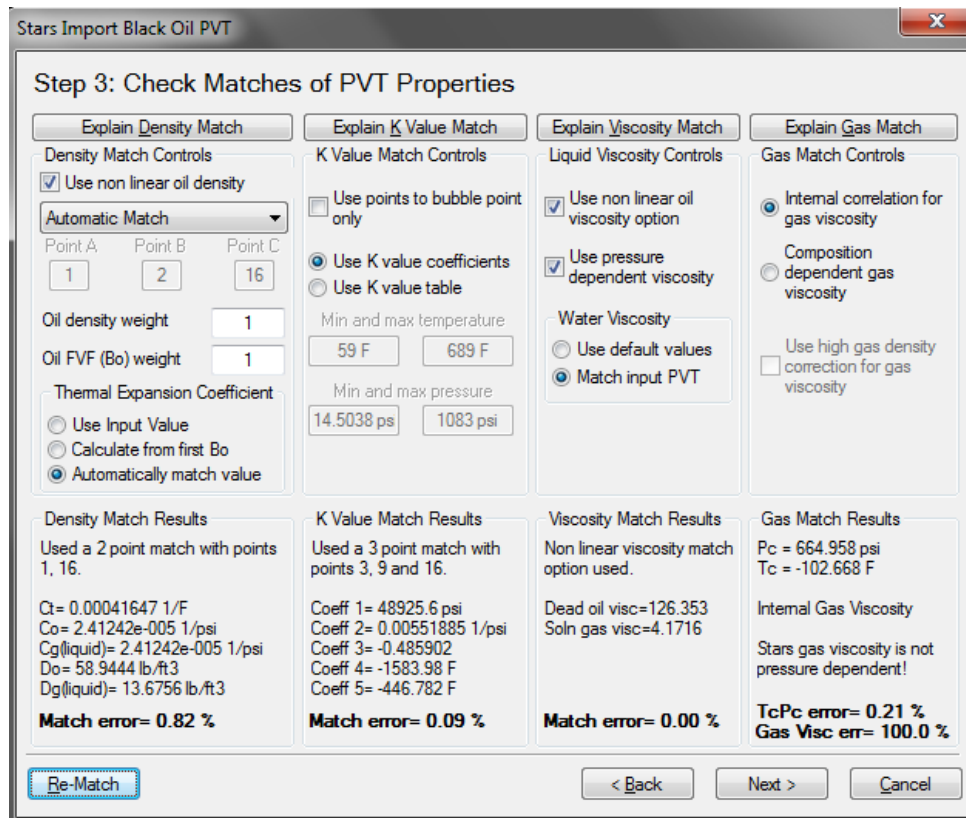
**Figura 34.A** Entrada de datos específicos para STARS.



**Fuente:** Simulador STARS, Builder – CMG

A continuación, aparecerá la ventana correspondiente al paso 3 (Ver figura 35.A), en los que se puede observar los errores en la conversión. Active la opción **Use non linear oil density**, y haga clic en el botón **Re-Match**. El porcentaje de error en el cálculo de la viscosidad del gas es elevado, ya que en STARS la viscosidad del gas no es dependiente de la presión sino de la composición, por lo que no debe ser un punto de preocupación.

Figura 35.A Ventana para determinar los errores en la conversión PVT.



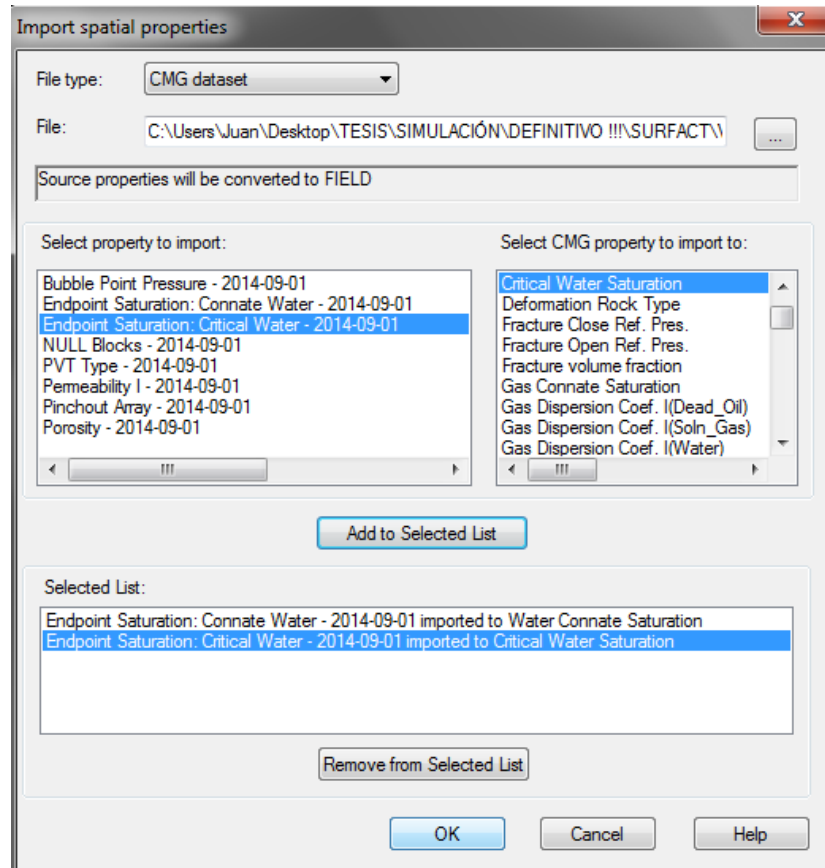
Fuente: Simulador STARS, Builder – CMG

Haga clic en **Next** y verifique en la ventana las composiciones de los fluidos a diferentes presiones. Haga clic en **Finish**.

Hasta el momento se ha logrado convertir el modelo de fluidos de un sistema Black Oil, a un sistema de fluidos para procesos composicionales, pero antes de correr el modelo, debemos recordar que las saturaciones de agua connata y crítica no fueron convertidas. Para esto, debe hacer clic en **File/Import from another file**, y seleccione la opción **Spatial Properties from Dataset**. Allí aparecerá una ventana (Ver figura 36.A), y en la casilla **File** deberá seleccionar el **dataset** de IMEX correspondiente al modelo, lo que permitirá a **Builder** mostrar las variables disponibles. Deberá seleccionar las propiedades **Endpoint Saturation: Connate Water Saturation - Water Connate**

## Saturation y Endpoint Saturation: Critical Water - Critical Water Saturation.

Figura 36.A Ventana de importación de propiedades.



Fuente: Simulador STARS, Builder – CMG

Haga clic en **Ok**.

Aparecerá incompletas las secciones de **Numerical** y **Wells & Recurrent**, como lo muestra la figura 37.A

Figura 37.A Secciones incompletas.

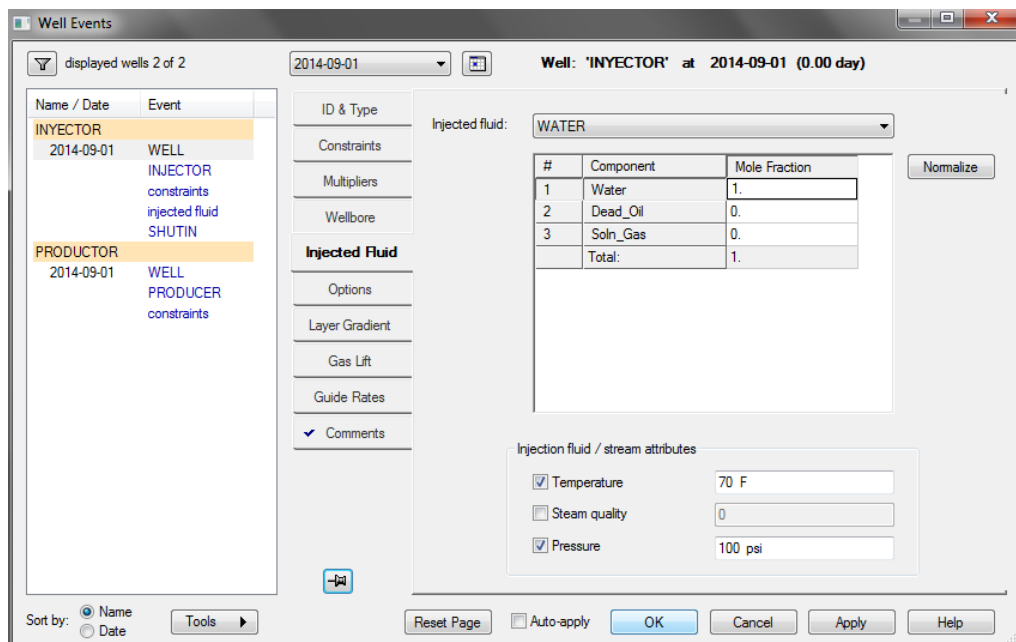


Fuente: Simulador STARS, Builder – CMG

Para corregir estos errores, haga clic en la sección **Numerical**, y seleccione **Timestep Control**. Haga clic en **OK** al mensaje relacionado con el tamaño del primer paso de tiempo. Introduzca un valor de 0.001 días en el campo **Dataset Value** para “DTWELL”. Haga clic **OK**.

En cuanto a la sección de **Wells & Recurrent**, debe ingresar a la pestaña de **Injected Fluid** en dicha sección (ver figura 38.A), y especificar la fracción molar del fluido a inyectar, así como la temperatura y la presión.

Figura 37.A Ventana para especificar las características del fluido a inyectar.

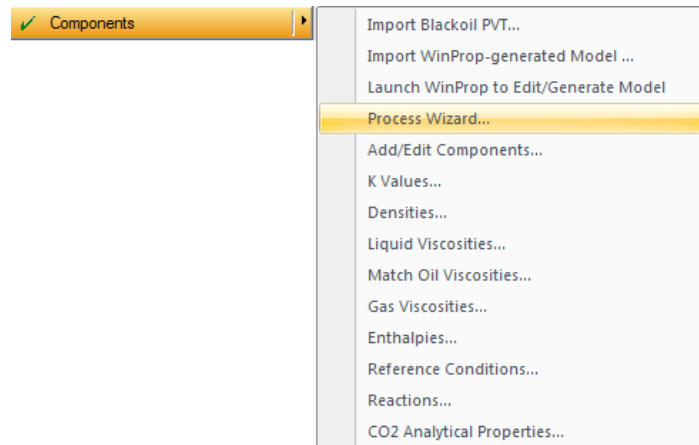


Fuente: Simulador STARS, Builder – CMG

## A.5 CREACIÓN DEL SURFACTANTE

Para la creación del componente tensioactivo, se procede a utilizar la opción **Process Wizard** en la sección de **Components**, tal y como lo muestra la figura 38.A.

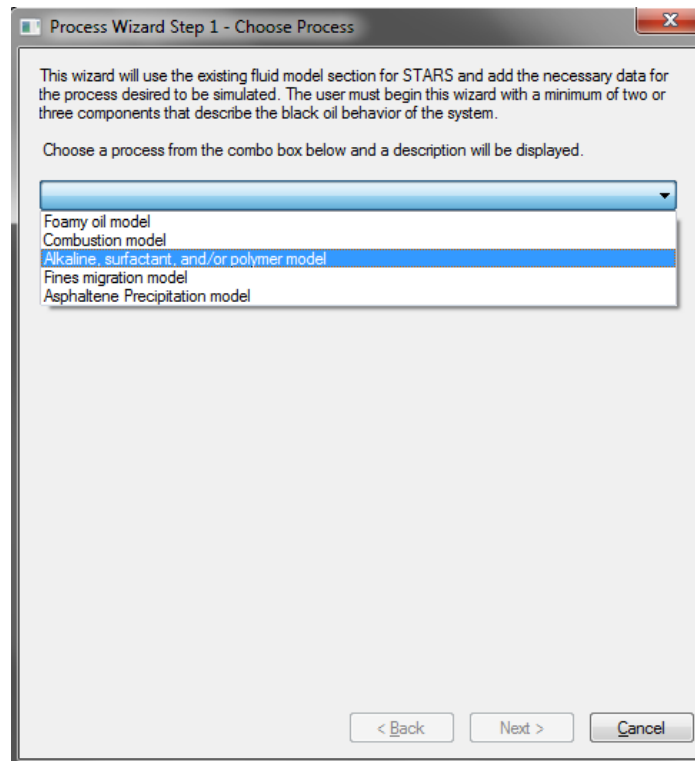
**Figura 38.A** Menú para la creación del surfactante.



**Fuente:** Simulador STARS, Builder – CMG

A continuación, aparecerá una ventana (Ver figura 39.A) en la que se seleccionará el paquete de fluidos implícitos en CMG STARS. Seleccione la opción **Alkaline, surfactant, and/or polymer model**. Haga clic en **Next**.

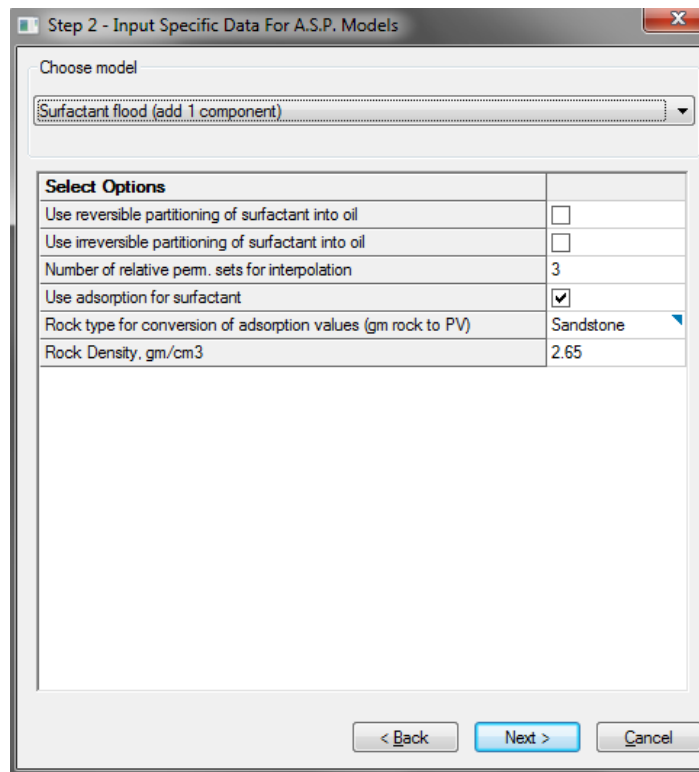
Figura 38.A Ventana para escoger el proceso.



Fuente: Simulador STARS, Builder – CMG

En el siguiente paso, se procederá a escoger el modelo **Surfactant flood (add 1 component)** Ver figura 39.A. Entre las opciones se encuentra la creación de fluidos para procesos ASP y SP.

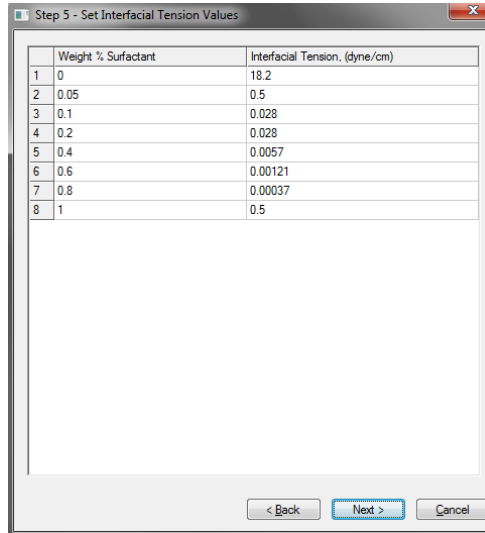
**Figura 39.A** Ventana para selección del modelo y caracterización del surfactante.



**Fuente:** Simulador STARS, Builder – CMG

Haga clic en **Next**, y seleccione **Add new component for Surfactant**. Haga clic en **Next**. A continuación deberá escoger **Rock Fluid Region Number 1** y haga clic en **Next**. En el paso 5, se mostrará una tabla (Ver Figura 40.A) que corresponde a los valores de tensión interfacial con respecto a valores de concentración del surfactante. Estos datos pueden ser cambiados, pero para este caso se dejarán por defecto, ya que provienen de extensas referencias bibliográficas y representan valores típicos para este tipo de procesos.

**Figura 40.A** Valores de tensión interfacial a diferentes concentraciones del surfactante.



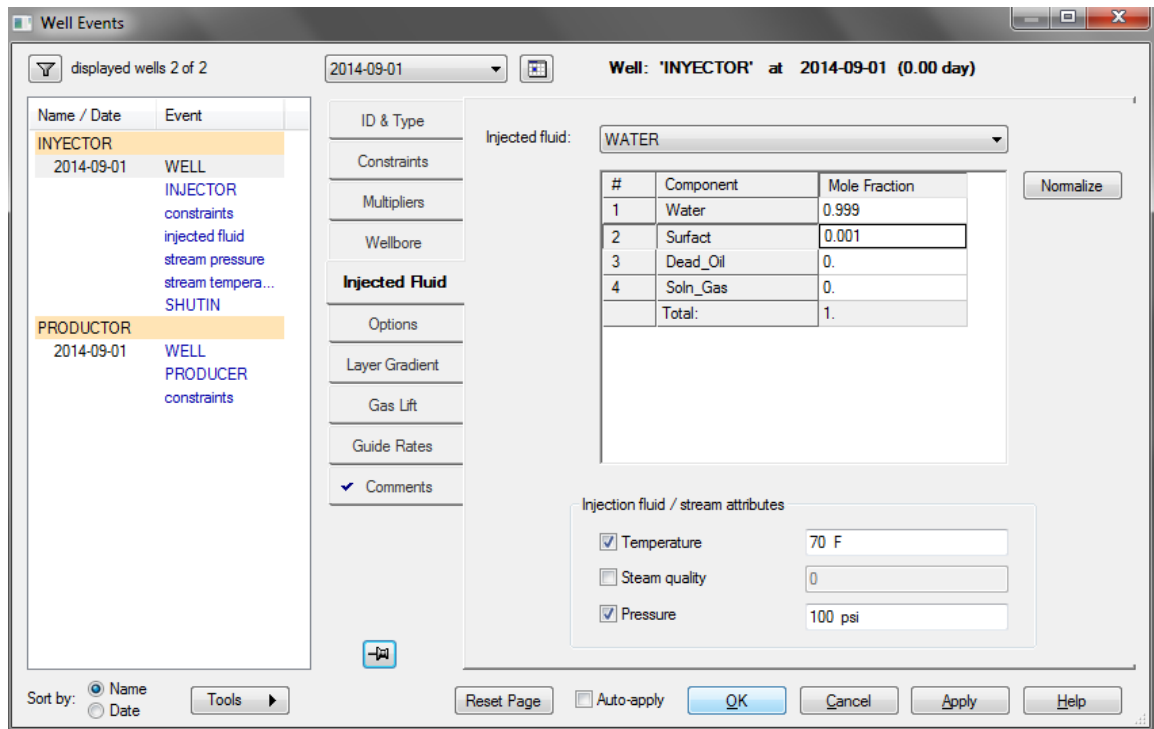
	Weight % Surfactant	Interfacial Tension, (dyne/cm)
1	0	18.2
2	0.05	0.5
3	0.1	0.028
4	0.2	0.028
5	0.4	0.0057
6	0.6	0.00121
7	0.8	0.00037
8	1	0.5

**Fuente:** Simulador STARS, Builder – CMG

Haga clic en **Next** y **Finish**.

Ahora el surfactante aparecerá en la sección **Wells & Recurrent** en la pestaña **Injected Fluid**, como se observa en la Figura 41.A.

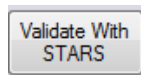
Figura 41.A Características del fluido a inyectar.



Fuente: Simulador STARS, Builder – CMG

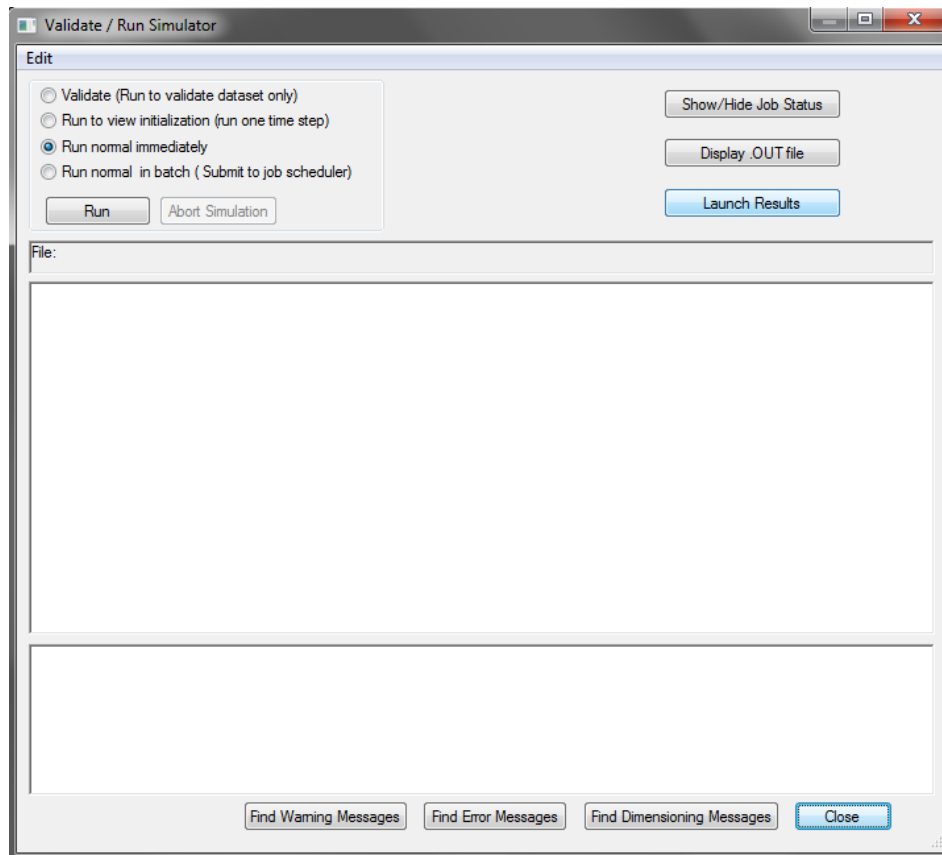
## A.6 ETAPAS DE VALIDACIÓN DE DATOS (Validate Data base)

Previo a realizar la ejecución de la corrida de simulación, se aconseja validar, inicializar y posteriormente llevar a cabo la simulación, con el fin de corroborar que la información suministrada haya sido correcta y completa. Haga clic en **Tools/Validate with simulator**. O también puede hacer clic en el botón



que se encuentra en la parte superior de la pantalla. A continuación haga clic en Si en la ventana emergente. Aparecerá entonces una ventana (Ver figura 42.A) en las que se pueden observar las opciones **Validate**, **Run to view initialization** y **Run immediately**.

**Figura 42.A** Ventana para validar, inicializar o realizar la corrida de simulación.



**Fuente:** Simulador STARS, Builder – CMG

### A.6.1 Validate (Validar)

Este paso se hace con el objetivo de validar los datos de entrada y prevenir errores que se puedan presentar en la simulación. Seleccione **Validate** y haga clic en **Run Simulator** (Ver figura 42.A). Ya hecho esto, se iniciará la lectura del archivo de simulación y se validará cada sección. Los errores y mensajes de alerta serán impresos en un cuadro de texto. Si se presentan errores, revise las secciones correspondientes e intente solucionarlos.

### A.6.2 Run to view initialization (Realizar la corrida de inicialización)

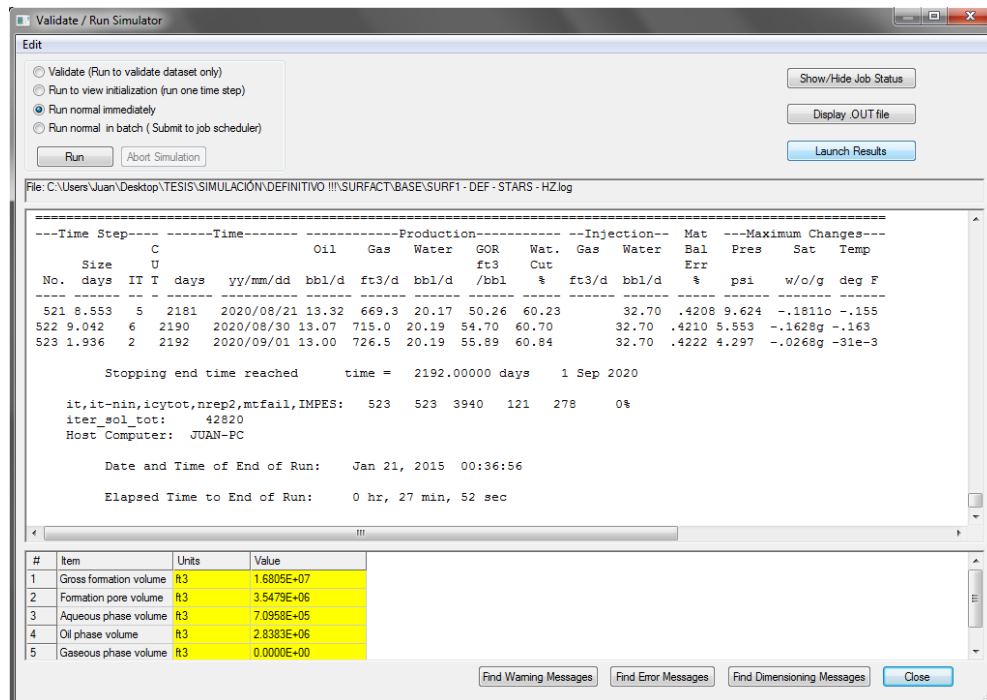
Permite realizar una corrida de inicialización y de esta forma calcular el OOIP. Seleccione **Run to view initialization** y haga clic en **Run simulator**. (Ver figura 42.A).

### A.6.3 Run normal immediately (Realizar la corrida del archivo)

Permite correr el archivo de simulación creado. Seleccione **Run Normal immediately** y haga clic en **Run Simulator** (Ver figura 42.A).

En dicha ventana se generarán los resultados de la simulación, indicando las tasas de producción, de inyección y otros parámetros para cada intervalo de tiempo. Al finalizar la simulación, el software reportará la producción e inyección total de fluidos, los ciclos de iteración requeridos para solucionar el problema, el número de advertencias errores, así como el tiempo de simulación (Ver figura 43.A).

Figura 43.A Ventana de resultados de la corrida de simulación.

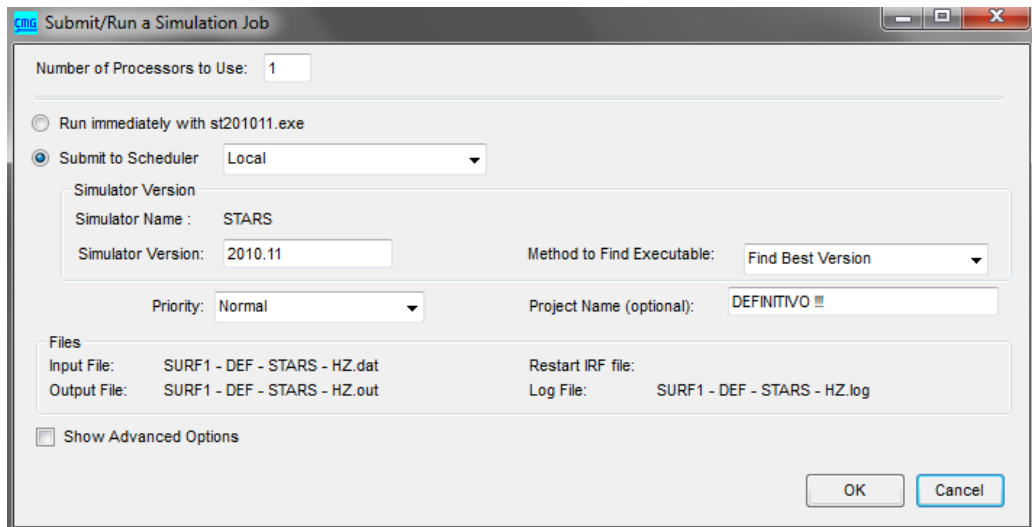


Fuente: Simulador STARS, Builder – CMG

Además, el simulador genera archivos de salida **output file (\*.out)**, **index-results file (\*.irf)** y **main-results file (\*.mrf)**. Para ver el contenido del archivo \*.out haga clic en la opción **Display .OUT file**, luego haga clic en la opción **Launch Results**, para lanzar el **Results 3D** y el **Results Graph** y de esta forma iniciar el análisis de los resultados de la simulación.

Si desea correr el archivo de una manera diferente, vaya a la plataforma **Technologies Launcher**. Busque el archivo creado (\*.dat) y arrástrelo hasta el ícono del simulador que esté usando (en este caso **STARS**). Aparecerá una ventana (Ver figura 44.A). Allí se puede determinar la prioridad de la simulación y otras opciones de programación de la simulación. Haga clic en **Ok**. El simulador generará los mismos archivos de salida, sin importar la forma en que se realiza la corrida del archivo. Este procedimiento es apropiado para realizar análisis de sensibilidad, ya que el software puede llevar a cabo varias simulaciones al mismo tiempo.

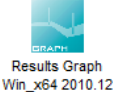
**Figura 44.A** Ventana de programación de la simulación.



**Fuente:** Simulador STARS, Technologies Launcher – CMG

## A.7 VISUALIZACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

Para visualizar los resultados se utilizan los diferentes archivos que el simulador generó una vez finalizada la corrida de simulación. Para ver los resultados de forma gráfica utilice los archivos de extensión **.irf** ubicados en la ventana principal de la plataforma **Technologies Launcher** (Ver figura 45.A) y

arrástrelo hasta el ícono de **Result Graph**  para visualizar los resultados en 2D. Y para visualizar los resultados en 3D arrastre el archivo **.irf**


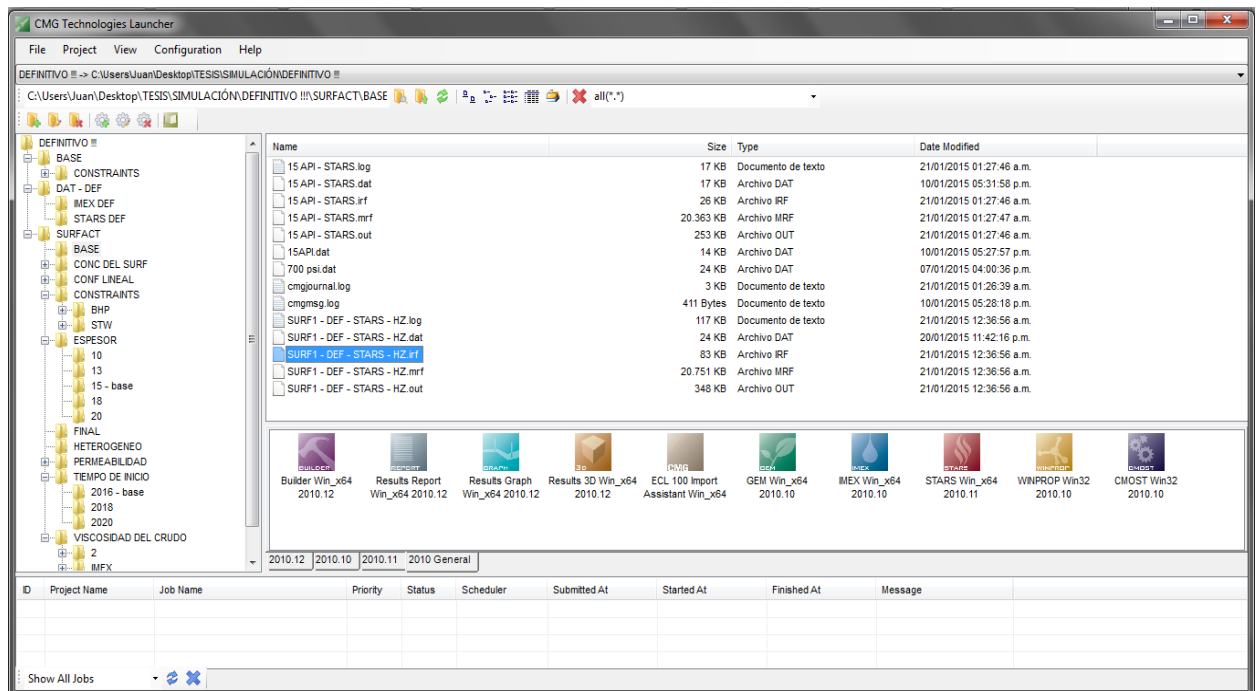
hacia el ícono de **Result 3D**  .

Figura 45.A Ventana principal Technologies Launcher.

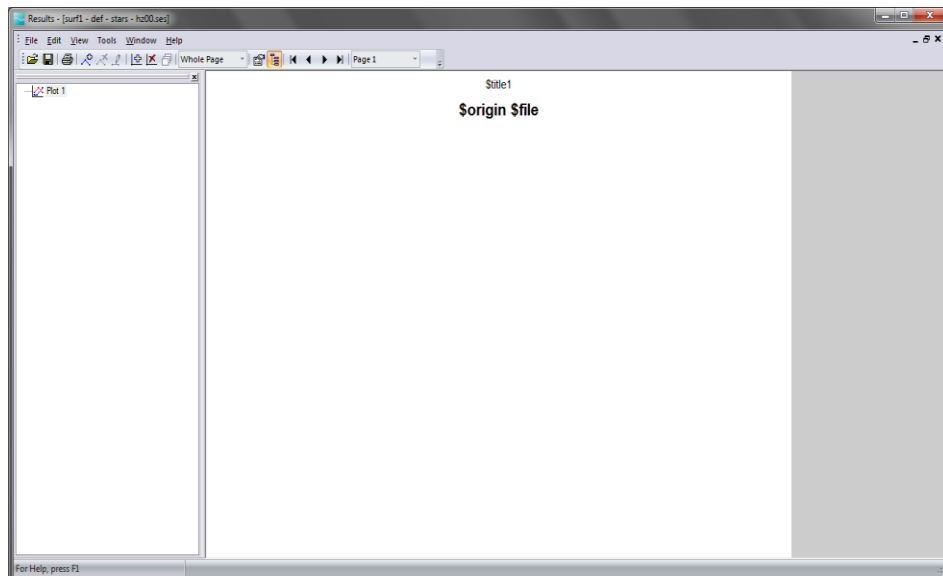


Fuente: Simulador STARS, Technologies Launcher – CMG


### A.7.1 Visualización de los resultados en forma gráfica (2D)

Como se dijo previamente, para visualizar los resultados en forma gráfica 2D, seleccione los archivos **index-results file (\*.irf)** en el **Technologies Launcher** y arrástrelo hasta el icono de **Results Graph**, donde se desplegará la ventana correspondiente a dicha plataforma (Ver figura 46.A).

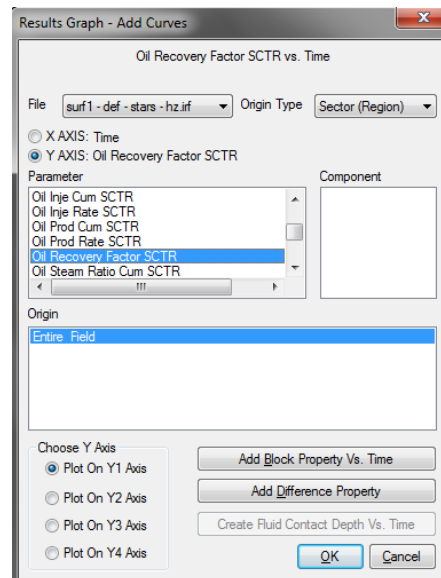
**Figura 46.A** Ventana principal de Results Graph.



**Fuente:** Simulador STARS, Results Graph – CMG

Para crear una gráfica, seleccione el ícono  . Se abrirá la ventana que se presenta en la figura 47.A. En la sección **Origin Type**, el usuario puede escoger si la gráfica va a ser para el campo, los pozos, un sector, etc. En la opción **Parameter**, se podrá elegir el parámetro que se va a graficar (factor de recobro, tasas de producción, corte de agua, relación agua-petróleo, entre otros). Una vez, realizado este procedimiento, haga clic en **OK** y obtendrá la curva deseada.

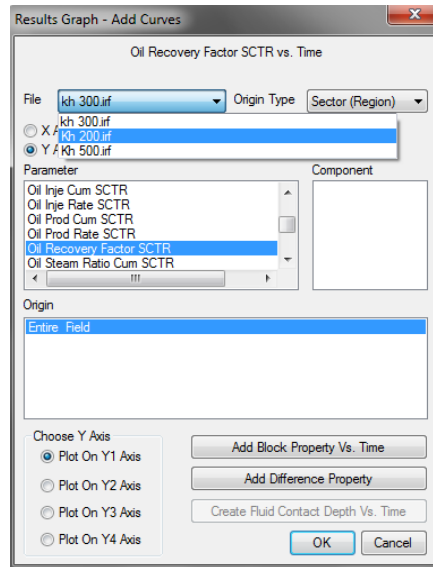
**Figura 47.A** Ventana para la creación de curvas.



**Fuente:** Simulador STARS, Results Graph – CMG

Para realizar gráficas comparativas de resultados correspondientes a diferentes **dataset**, en la ventana principal de **Results Graph** vaya a **File** y haga clic en **Open CMG simulation Results** y escoja el archivo **.irf** que desea comparar. En la ventana de la figura 47.A, haga clic en la opción **File**, allí deberá aparecer los diferentes archivos **.irf** cargados en **Results Graph** como se muestra en la figura 48.A. Escoja el archivo y el parámetro que desea incluir en la gráfica.

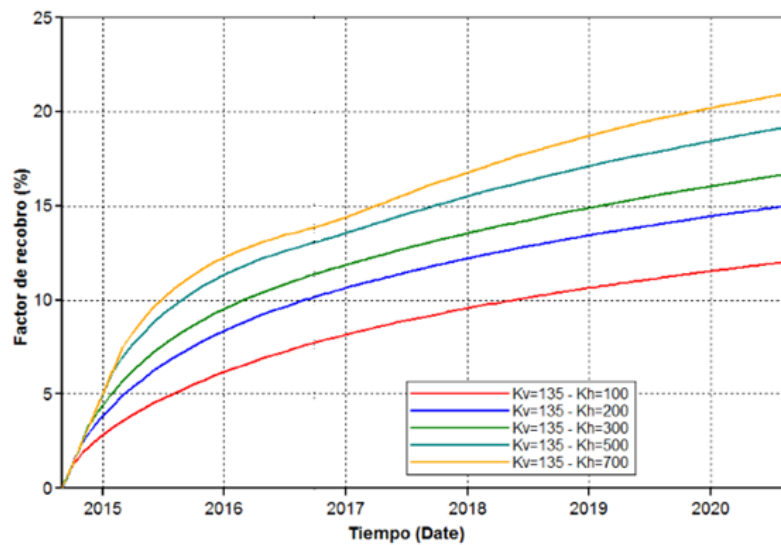
**Figura 47.A** Ventana para la creación de curvas comparativas.



Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

Un ejemplo de la creación de gráficas se presenta en la figura 48.A.

**Figura 48.A** Curvas de resultados gráficos 2D.

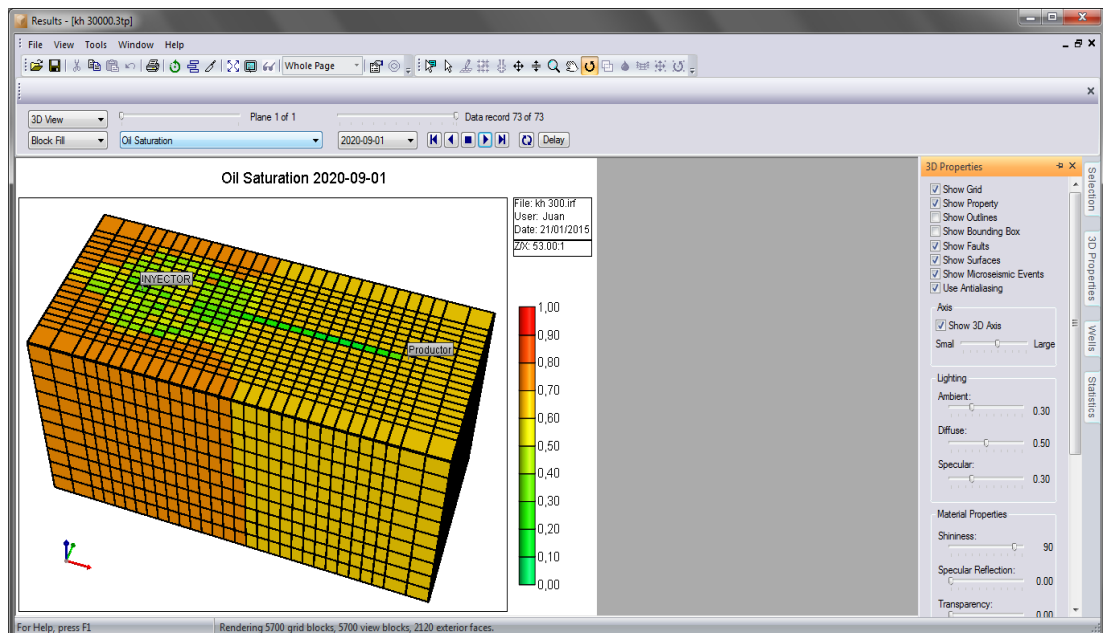


Fuente: Simulador STARS, Results Graph – CMG

## A.7.2 VISUALIZACIÓN DE LOS RESULTADOS EN FORMA GRÁFICA (3D)

Para observar y analizar el comportamiento de las diferentes propiedades de los fluidos del yacimiento, en el transcurso del tiempo de simulación, el usuario podrá utilizar la opción **Results 3D**, el cual presenta los resultados obtenidos mediante una vista bidimensional o tridimensional. Para generar una gráfica en **Results 3D**, seleccione el archivo **index-results file (\*.irf)** en el **Technologies Launcher** y arrástrelo hasta el icono de **Results 3D**. Se abrirá la ventana principal (Ver figura 49.A). Allí se podrá seleccionar la propiedad que se desea analizar.

Figura 48.A Ventana principal de Results 3D.



Fuente: Simulador STARS, Results 3D – CMG