



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

**“AVANCES SOBRE EL USO DE LOS SURFACTANTES EN LA
RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO”**

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Previo a la obtención del título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

AUTORES:

EVELYN ANDREA MORALES VILLARROEL

JOHANNA ELIZABETH BENAVIDES CHALACÁN

TUTOR:

ING. MARLLELIS DEL VALLE GUTIÉRREZ HINESTROZA PhD

LA LIBERTAD, ECUADOR

2020

**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENINSULA DE SANTA ELENA**

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

**“AVANCES SOBRE EL USO DE LOS SURFACTANTES EN LA
RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO.”**

PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Previo a la obtención del título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

AUTORES:

EVELYN ANDREA MORALES VILLARROEL

JOHANNA ELIZABETH BENAVIDES CHALACÁN

TUTOR:

ING. MARLLELIS DEL VALLE GUTIÉRREZ HINESTROZA. PhD

LA LIBERTAD, ECUADOR

2020

DECLARACIÓN DE AUTORÍA DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Yo, Benavides Chalacán Johanna Elizabeth, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“AVANCES SOBRE EL USO DE LOS SURFACTANTES EN LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO”**, es de mi autoría. Además, expreso que el mismo no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional y que he dispuesto de las referencias bibliográficas incluidas en este estudio. Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Santa Elena, septiembre del 2020



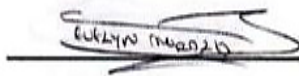
Benavides Chalacán Johanna Elizabeth

Pasaporte.: AP468441

DECLARACIÓN DE AUTORÍA DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Yo, Morales Villarroel Evelyn Andrea, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“AVANCES SOBRE EL USO DE LOS SURFACTANTES EN LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO”**, es de mi autoría. Además, expreso que el mismo no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional y que he dispuesto de las referencias bibliográficas incluidas en este estudio. Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Santa Elena, septiembre del 2020



Morales Villarroel Evelyn Andrea

CI.:1805202692

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Marllelis Del Valle Gutiérrez Hinestroza PhD

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “**AVANCES SOBRE EL USO DE LOS SURFACTANTES EN LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO**”, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por la Srta. Benavides Chalacán Johanna Elizabeth, egresada de la Escuela de Petróleo, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



Marllelis Del Valle Gutiérrez Hinestroza PhD

TUTOR

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Marllelis Del Valle Gutiérrez Hinestroza PhD

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “**AVANCES SOBRE EL USO DE LOS SURFACTANTES EN LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO**”, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por la Srta. Morales Villarroel Evelyn Andrea, egresada de la Escuela de Petróleo, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



Marllelis Del Valle Gutiérrez Hinestroza PhD

TUTOR

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Lic. Marianela Silva Sánchez, PhD.

Cédula de identidad: 0962550133

Número de celular: 0999504411

Salinas- Provincia de Santa Elena.

Ecuador

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo, Dra. Marianela Silva Sánchez, certifico que he revisado la redacción, estilo y ortografía del contenido del proyecto de investigación: “**Avances sobre el uso de los surfactantes en la recuperación mejorada de petróleo**” elaborado por **Evelyn Andrea Morales Villarroel**, cédula de identidad 1805202692; y **Johanna Elizabeth Benavides Chalacán**, documento de identidad número AP468441. Presentado como requisito académico previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo, en la Universidad Estatal Península de Santa Elena, Facultad de Ciencias de la Ingeniería. Carrera de Ingeniería en Petróleo.

El mencionado trabajo, en el contexto general, cumple con los requisitos de redacción, estilo y ortografía para el uso del idioma español.

Certificación que otorgo para fines académicos pertinentes, en la ciudad de Santa Elena a los veintidós días del mes de septiembre del dos mil veinte.

Certifica,



Dra. Marianela Silva Sánchez.

Licenciada en educación: SENESCYT número 862194454

Doctora en ciencias de la educación: SENESCYT número 8622110183

Especialista en Psicología Educativa

Diplomada en Metodología de investigación cualitativa

CERTIFICADO ANTIPLAGIO



UNIVERSIDAD ESTADAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
Creación: Ley No. 110 R.O. No. 366 (Suplemento) 1998-07-22

La Libertad, 24 de Septiembre de 2020

CERTIFICADO ANTIPLAGIO

001-TUTOR MVGH 2020

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado "**AVANCES SOBRE EL USO DE LOS SURFACTANTES EN LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO**", elaborado por el(a) estudiante **JOHANNA ELIZABETH BENAVIDES CHALACÁN**, egresado(a) de la Carrera de PETRÓLEO, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ing de Petroleos, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con **7%** de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Adjunto reporte de similitud.

Atentamente,

A handwritten signature in black ink, appearing to read "Gutierrez Hinestroza Marlleis Del Valle".

Gutierrez Hinestroza Marlleis Del Valle

C.I.:0961027687

DOCENTE TUTOR



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
Creación: Ley No. 110 R.O. No. 366 (Suplemento) 1998-07-22

La Libertad, 24 de Septiembre de 2020

CERTIFICADO ANTIPLAGIO

001-TUTOR MVGH 2020

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado "**AVANCES SOBRE EL USO DE LOS SURFACTANTES EN LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO**", elaborado por el(a) estudiante **EVELYN ANDREA MORALES VILLARROEL**, egresado(a) de la Carrera de PETROLEO, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ing de Petroleos, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con **7%** de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Adjunto reporte de similitud.

Atentamente,

Gutierrez Hinestroza Marlleis Del Valle

C.I.:0961027687

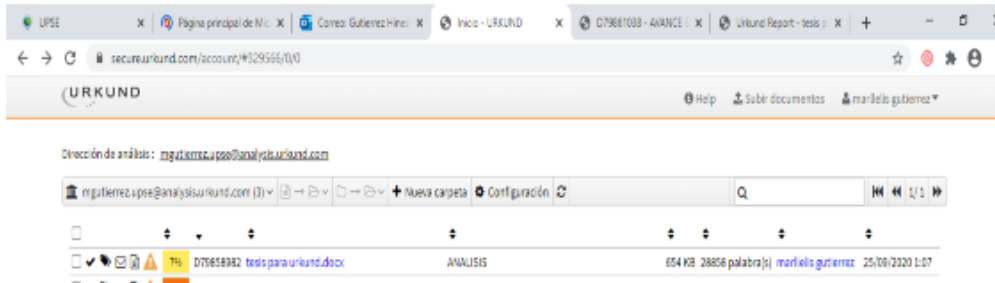
DOCENTE TUTOR

CAPTURE ANTIPLAGIO

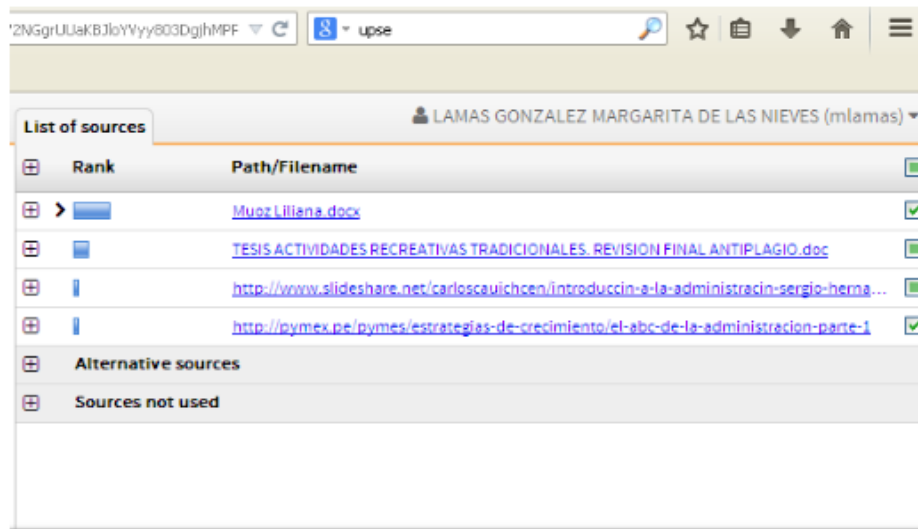


UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
Creación: Ley No. 110 R.O. No. 366 (Suplemento) 1998-07-22

Reporte Urkund.



Fuentes de similitud



Document : tesis para urkund.docx [D79858982] **[Urkund] 7% similarity - mgutierrez@upse.edu.ec**

020-09-24

18:07 (-05:00)

Submitted by marllelis gutierrez (mgutierrez@upse.edu.ec)

Receiver mgutierrez.upse@analysis.orkund.com

7%



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

Creación: Ley No. 110 R.O. No. 366 (Suplemento) 1998-07-22

The screenshot displays the URKUND web interface. On the left, document details are shown: 'Document: tesis_nara_urkund.docx (D79858982)', 'Submitted: 2020-09-24 18:07 (-05:00)', 'Submitted by: marileis.gutierrez (mgutierrez@upse.edu.ec)', and 'Receiver: mgutierrez.upse@analysis.arkund.com'. A progress bar indicates '7%' completion. The main area shows a list of sources with columns for document name and status. A highlighted source is 'polisacáridos, son polímeros naturales formados a partir de procesos de fermentación bacteriana, susceptibles a la biodegradación por lo que se agrega productos químicos para protegerlas contra el ataque de bacterias durante el almacenamiento y usos en el yacimiento;'. The bottom of the interface shows a Windows taskbar with the search bar and system tray.

Document	Status
tesis_nara_urkund.docx	100%
polisacáridos, son polímeros naturales formados a partir de procesos de fermentación bacteriana, susceptibles a la biodegradación por lo que se agrega productos químicos para protegerlas contra el ataque de bacterias durante el almacenamiento y usos en el yacimiento;	100%

Source	Highlights
https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/2498/1/UPSE-TIP-2015-018.pdf	
arkund.docx.sol.docx	
https://docplayer.es/86633179-Escuela-superior-politecnica-del-litoral-facultad-de-ingenieria-...	
2423242084_tesis_final.docx	
https://docplayer.es/81047353-Universidad-nacional-autonoma-de-mexico.html	
https://slideplayer.es/slide/16005675/	
TESIS Andrs Daz.docx	
https://www.linkedin.com/outbe/concretos-fundamentales-de-ingenier%C3%ADa-y-acimient-...	
TESIS FINAL BRITO.docx	
TEXTO TESIS - FINAL - UPSE 2018 / DENISSE NUBIA - LISSETTE TOMAJÁI.docx	
Tesis_Diego Fierro_Urkund.docx	
https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/4493/1/UPSE-TIP-2018-0013.pdf	
PROYECTO DE TITULACION.docx	<input checked="" type="checkbox"/>
73 palacios_cn.pdf	<input checked="" type="checkbox"/>
https://repositorio.usamexica.edu.co/bitstream/20.500.11839/94.1/5101348-2016-2-IP.pdf	<input checked="" type="checkbox"/>
Alternative sources	
Sources not used	

DEDICATORIA

*Pensar, en quien merece primero ser nombrado para algunos es la decisión más difícil, pero para quienes tienen los pies bien puestos en la Tierra es fácil reconocer que hay una sola persona que guía nuestro camino desde que nacemos, aquel ser que demostró el más grande amor, al entregar a su hijo para la salvación del mundo, puede ser llamado de diferentes maneras pero sigue siendo el mismo, ya sea en este país como en el mundo entero, por lo tanto, dedico este trabajo a **Dios** por nunca abandonarme en los momentos más difíciles de mi vida y de los de mi familia.*

*A **mis padres** por apoyarme en cada etapa de mi vida, con los incontables consejos que me han brindado ya sean demasiado autoritarios y otros muy repetitivos, sin embargo, me han convirtieron en lo que soy ahora.*

*A **mis hermanos** por confiar en mí, aunque estaba lejos sabían que no me desviaría del camino que escogí.*

*A **mi grupo de amigos** que han compartido momentos de alegrías y que han opacado los minutos de soledad que albergaba mi alma, quienes me han apoyado con sus fieles consejos y me han reprochado de mi conducta rebelde, además de celebrar el día de mi nacimiento con júbilo y sonrisas de felicidad.*

*A **mis maestros** por la paciencia que han tenido y la confianza que han depositado en mí en diferentes eventos a lo largo de mi camino estudiantil.*

Evelyn Andrea Morales Villarroel

Dedico mi trabajo de tesis al mejor Padre “el único Dios verdadero” porque aun a pesar de las veces que me he equivocado y he caído en la vida, él me volvió a levantar. Y hoy sólo por su gracia y misericordia logre alcanzar uno de sus tantos propósitos en mi vida. A él sea toda la gloria y el honor.

A mi mamá Blanquita, quien, con su esfuerzo, dedicación y una ardua labor me saco adelante. Y a mi papá Rómulo, cuyas palabras de aliento y presión por la tenacidad resuenan en mis oídos.

A mis hermanos León Polivio, Harley, Leydi y Katik que nunca se han ido de mi lado, por creer en mí, por sus concejos y por su inmenso amor.

A mi maravilloso hijo Alan David por amarme, aunque no pude estar junto a él durante todo este tiempo, él ha sido una de las motivaciones más grandes para poder culminar este proyecto.

A mi amiga Evelyn, por su paciencia y dedicación durante todo el desarrollo de esta investigación, y por su valiosa amistad durante estos años, sin ella no hubiese sido posible.

A mis muchos amigos y familiares de la iglesia; entre los cuales se destacan, mi hermanita Rosa Revelo y mi mejor amigo Adolfo, pues me han apoyado a través de sus oraciones durante este trayecto. Siempre agradeceré todo lo que han hecho, y especialmente al Ing. Ricardo y su amada esposa, la Abogada Vilma Ladines por ayudarme a desarrollar mis habilidades tecnológicas, por su cariño y su apoyo incondicional durante toda mi carrera.

A mis maestros, porque me han brindado generosamente su tiempo y experiencia para mejorar profesionalmente.

Johanna Elizabeth Benavides Chalacan

AGRADECIMIENTO

*Es fácil pensar primero en mi familia, amigos, maestros y personas que nos han ayudado en este largo camino, pero si nos ponemos a pensar siempre hay una persona que debe ser el primero en todo momento, **nuestro Dios**, por permitirnos ser alguien importante ante su presencia y la de los demás, regalarnos la vida que tenemos y triunfar en cada obstáculo que se atravesado en nuestro camino y los cuales seguirán apareciendo en el futuro.*

*A **nuestros padres**, por protegernos y permitirnos ser quien somos ahora, además de exigirnos indirectamente ser mejores cada día en cualquier ámbito que desarrollemos, por medio de su comportamiento y consejos.*

*A **nuestros tutores**, por la paciencia demostrada en cada tropezón a lo largo de la presentación de este trabajo de investigación y los altos y bajos que se han vistos hasta el final.*

*A la **Universidad Estatal Península de Santa Elena**, por la excelente formación académica que nos han permitido graduar, como profesionales en sus instalaciones y haber sido estudiantes en la Escuela de Petróleo.*

Asimismo, aunque pensamos en muchas personas que nos han ayudado a lo largo de esta trayectoria profesional, solo podemos decirles Gracias a todos por su apoyo incondicional.

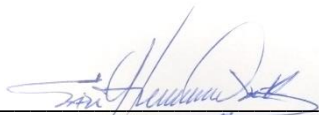
TRIBUNAL DE GRADO



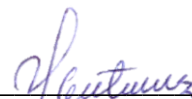
Ing. Juan Garcés Vargas, MSc.
DECANO DE LA FACULTAD
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA



Ing. Carlos Portilla Lazo MSc.
DIRECTOR (E) DE LA CARRERA
DE PETRÓLEOS



Ing. Sadi Iturralde Kure, MSc.
PROFESOR DE ARÉA



Ing. Marllelis Gutiérrez H. PhD.
PROFESOR DE TESIS



Ab. Víctor Coronel Ortiz, Mgt.
SECRETARIO GENERAL (E)

UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO

**“AVANCES SOBRE EL USO DE LOS SURFACTANTES EN LA
RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO”**

Autores: Evelyn Andrea Morales Villarroel
Johanna Elizabeth Benavides Chalacán

Tutor: Ing. Marllelis Del Valle Gutiérrez Hinestroza Phd

RESUMEN

En Ecuador los crudos pesados representan el 20% de las reservas probadas a nivel nacional. Sin embargo, producirlos ha sido todo un reto, por su bajo factor de recuperación debido a sus características, las altas viscosidades del petróleo, la baja movilidad, entre otros. Esto hace que sea necesario el desarrollo e implementación de métodos y tecnologías de recuperación mejorada o terciaria, por tanto, se busca producir al máximo los recursos disponibles de forma amigable con el medio ambiente.

Los nuevos avances de las tecnologías de extracción de hidrocarburos en los últimos años han sido probados y uno de ellos y sobre el cual se enfoca esta investigación es, empleando métodos químicos en los cuales se inyecta solventes para modificar la viscosidad, en soluciones acuosas. Y así, desplazar el petróleo y generar tensiones interfaciales muy bajas entre el crudo y el agua por adsorción en la fase líquido – líquido.

Para ello es necesario la selección de un yacimiento que cumpla con las características requeridas para la respectiva aplicación de este método. Considerando que si se incrementa la eficiencia de barrido se logrará optimizar la movilidad del banco de petróleo hacia los pozos productores, y así mejorar el factor de recobro.

Palabras claves: Recuperación mejorada de petróleo, Software STARS (CMG), Simulación y modelado de yacimientos, Inyección de surfactantes

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENINSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO**

**“AVANCES SOBRE EL USO DE LOS SURFACTANTES EN LA
RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO”**

Autores: Evelyn Andrea Morales Villarroel
Johanna Elizabeth Benavides Chalacán

Tutor: Ing. Marllelis Del Valle Gutiérrez Hinestroza Phd

ABSTRAC

In Ecuador, heavy crude represents 20% of the proven reserves nationwide. However, producing them has been a challenge, due to their low recovery factor due to their characteristics, high oil viscosities, low mobility, among others. This makes it necessary to develop and implement improved or tertiary recovery methods and technologies, therefore, it seeks to produce the maximum available resources in an environmentally friendly way.

The new advances in hydrocarbon extraction technologies in recent years have been proven and one of them and on which this research is focused is, using chemical methods in which solvents are injected to modify the viscosity, in aqueous solutions. And thus, displace the oil and generate very low interfacial tensions between the oil and the water by adsorption in the liquid-liquid phase.

For this, it is necessary to select a reservoir that meets the characteristics required for the respective application of this method. Considering that if the sweep efficiency is increased, it will be possible to optimize the mobility of the oil bank towards the producing wells, and thus improve the recovery factor.

Keywords: Enhanced oil recovery, STARS (CMG) software, Simulation and modeling of reservoirs, Surfactant flooding.

ÍNDICE GENERAL

DECLARACIÓN DE AUTORÍA DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN	ii
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	iv
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	vi
CERTIFICADO ANTIPLAGIO.....	vii
CAPTURE ANTIPLAGIO.....	ix
DEDICATORIA.....	xi
AGRADECIMIENTO	xiii
TRIBUNAL DE GRADO	xiv
RESUMEN	xv
ABSTRAC.....	xvi
ÍNDICE GENERAL.....	xvii
ÍNDICE DE FIGURAS	xxi
ÍNDICE DE DIAGRAMAS	xxv
ÍNDICE DE GRÁFICAS.....	xxv
ÍNDICE DE TABLAS	xxvi
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	3
1.1. ASPECTOS GENERALES	3
1.1.1. Antecedentes.....	3
1.1.2. Planteamiento del Problema.....	5
1.1.3. Objetivos.....	7
1.1.3.1. <i>Objetivo General</i>	7
1.1.3.2. <i>Objetivos Específicos</i>	7
1.1.4. Justificación.....	7
CAPÍTULO II.....	9
MARCO TEÓRICO	9

2.1.	CRUDOS PESADOS	9
2.1.1.	Clasificación de los Crudos	9
2.1.2.	Propiedades del Petróleo Pesado	10
2.1.2.1.	<i>Gravedad Específica</i>	11
2.1.2.2.	<i>Factor de Volumen de Formación del Petróleo</i>	11
2.1.2.3.	<i>Relación Gas-Petróleo en Solución</i>	13
2.1.2.4.	<i>Factor de Volumen de Formación Total</i>	16
2.1.2.5.	<i>Coefficiente de Compresibilidad del Petróleo</i>	18
2.1.2.6.	<i>Coefficiente de Viscosidad del Petróleo</i>	19
2.2.	FUNDAMENTOS DE LAS PROPIEDADES DE LA ROCA	20
2.2.1.	Porosidad	21
2.2.1.1.	<i>Porosidad Absoluta</i>	21
2.2.1.2.	<i>Porosidad Efectiva</i>	22
2.2.2.	Saturación	23
2.2.2.1.	<i>Saturación crítica de petróleo, Soc</i>	24
2.2.2.2.	<i>Saturación residual de petróleo al agua, Sorw</i>	24
2.2.2.3.	<i>Saturación de petróleo móvil, Som</i>	25
2.2.2.4.	<i>Saturación crítica de gas, Sgc</i>	25
2.2.2.5.	<i>Saturación crítica de agua, Swc</i>	25
2.2.3.	Mojabilidad.....	25
2.2.4.	Tensión Superficial e Interfacial.....	26
2.2.5.	Presión Capilar	32
2.2.6.	Permeabilidad	34
2.2.6.1.	<i>Controles Sobre la Permeabilidad y el Rango de Valores de Permeabilidad en la Naturaleza</i>	35
2.2.6.2.	<i>Permeabilidad Relativa</i>	36
	CAPÍTULO III	39
	RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEOS	39
3.1.	INTRODUCCIÓN A LA RECUPERACIÓN MEJORADA	39
3.1.1.	Principios de la Recuperación Mejorada de Petróleo.....	43
3.1.1.1.	<i>Mejorar la Relación de Movilidad</i>	43
3.1.1.2.	<i>Incrementar el Número Capilar</i>	44
3.1.2.	Factores que afectan al Proceso de Recuperación Mejorada de Petróleo... 46	

3.1.2.1.	<i>Eficiencia de Barrido Vertical (Ev)</i>	46
3.1.2.2.	<i>Eficiencia de Barrido Areal (EA)</i>	47
3.1.2.3.	<i>Eficiencia de Barrido Volumétrico (EVo)</i>	48
3.1.2.4.	<i>Eficiencia Microscópica de Desplazamiento (ED)</i>	49
3.1.2.5.	<i>Eficiencia de Recobro (Er)</i>	49
3.1.3.	Fenómenos involucrados en la Recuperación Mejorada de Petróleo	54
3.1.3.1.	<i>Fenómeno a la escala de los poros (Capilaridad)</i>	54
3.1.3.2.	<i>Fenómenos a escala del medio poroso</i>	55
3.2.	INTRODUCCIÓN A LOS MÉTODOS QUÍMICOS	57
3.1.4.	Inyección de polímeros.....	58
3.1.4.1.	<i>Polímeros</i>	58
3.1.4.2.	<i>Inyección de Polímeros</i>	60
3.1.4.3.	<i>Propiedades de los Polímeros</i>	64
3.1.4.4.	<i>Fenómenos Físicos involucrados</i>	64
3.1.4.5.	<i>Etapas de la Inyección de Polímeros</i>	72
3.1.4.6.	<i>Parámetros o Criterios Técnicos</i>	73
3.1.4.7.	<i>Limitaciones de la Inyección de Polímeros</i>	74
3.1.4.8.	<i>Ventajas y Desventajas de la Inyección de Polímeros</i>	75
3.1.5.	Inyección de Surfactantes.....	75
3.1.5.1.	<i>Comportamiento de surfactantes en la interface de fluidos</i>	78
3.1.5.2.	<i>Propiedades de los Surfactantes</i>	79
3.1.5.3.	<i>Parámetros o Criterios Técnicos</i>	79
3.1.5.4.	<i>Fenómenos Fundamentales</i>	80
3.1.5.5.	<i>Clasificación de los Surfactantes</i>	84
3.1.5.6.	<i>Etapas de Inyección de Surfactantes</i>	93
3.1.5.7.	<i>Ventajas y Desventajas de la Inyección de Surfactantes</i>	94
3.1.5.8.	<i>Efectos asociados de la Inyección de Surfactantes</i>	94
3.1.6.	Inyección de Alcalinos	94
3.1.6.1.	<i>Álcali</i>	94
3.1.6.2.	<i>Características de los Álcalis</i>	95
3.1.6.3.	<i>Parámetros o Criterios Técnicos</i>	98
3.1.6.4.	<i>Etapas de la Inyección de las Soluciones Alcalinas</i>	99
3.1.6.5.	<i>Factores que influyen en la Inyección de las Soluciones Alcalinas</i>	99

3.1.7.	Inyección de Mezcla de Aditivos Químicos.....	100
3.1.7.1.	<i>Inyección de Surfactantes – Polímeros (SP)</i>	100
3.1.7.2.	<i>Inyección Alcalino – Surfactante – Polímero (ASP)</i>	105
CAPÍTULO IV		117
SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS		117
4.1.	CREACIÓN DE LA MALLA DE SIMULACIÓN (ESTRUCTURAL) PARA INYECCION DE AGUA.....	119
4.1.1.	Input/Output Control (Control de entrada y salida).....	119
4.1.2.	Tipos de modelos de simulación.	119
4.1.2.1.	<i>Creación de la Parte superior del mapa de estructura con Gmsh</i>	120
4.1.3.	Reservoir (Descripción del yacimiento).....	124
4.1.2.2.	<i>Malla o grilla</i>	124
4.1.2.3.	<i>Propiedades de la roca</i>	127
4.1.4.	Componentes.	129
4.1.5.	Interacción roca-fluido.	130
4.1.6.	Condiciones iniciales.....	131
4.1.7.	Métodos numéricos.....	132
4.1.8.	Pozos y datos recurrentes.	132
4.1.9.	Fechas.	134
4.2.	CONVERSIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN (ESTRUCTURAL) DE IMEX A STARS	135
4.3.	CREACIÓN DEL COMPONENTE TENSIOACTIVO.....	140
4.4.	VALIDACIÓN DE DATOS.....	143
4.5.	VISUALIZACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS	145
CAPÍTULO V.....		146
ANÁLISIS Y RESULTADOS		146
5.1.	ETAPAS DE SIMULACIÓN DE STARS	146
5.1.1.	Análisis del Factor de Recobro.....	147
5.1.2.	Análisis de Corte de Agua	156
CAPÍTULO VI		160
ANÁLISIS ECONÓMICO.....		160
6.1.	ANÁLISIS ECONÓMICO	160
6.1.1.	VAN (valor actual neto)	160

6.1.2.	TIR (Tasa interna de retorno).....	161
6.2.	ANÁLISIS DE COSTOS.....	162
6.2.1.	Costos de Operación (OPEX).....	162
6.2.2.	Costos de químicos.....	162
6.2.3.	Costos de levantamiento.....	163
6.2.4.	Planta de tratamiento.....	163
6.2.5.	Planta de Inyección.....	163
6.2.6.	Regalías.....	164
6.2.7.	Costos de Inversión (CAPEX).....	164
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	165
7.1.	CONCLUSIONES.....	165
7.2.	RECOMENDACIONES.....	166
	BIBLIOGRAFÍA.....	167

ÍNDICE DE FIGURAS

<i>Figura 1.</i>	<i>Factor de Volumen de Formación del Petróleo.....</i>	<i>12</i>
<i>Figura 2.</i>	<i>Relación Gas-Petróleo en Solución.....</i>	<i>14</i>
<i>Figura 3.</i>	<i>Relación gas-petróleo y el factor de volumen de formación de petróleo para el yacimiento de Big Sandy Field.....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 4.</i>	<i>Factor de volumen de formación total o factor de volumen de dos fases.....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 5.</i>	<i>Factor de volumen de formación de petróleo y total.....</i>	<i>18</i>
<i>Figura 6.</i>	<i>Ilustración de Mojabilidad.....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 7.</i>	<i>Ilustración de tensión superficial.....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 8.</i>	<i>Ilustración de tensión superficial.....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 9.</i>	<i>Tensiones interfaciales de hidrocarburos.....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 10.</i>	<i>Parachors para calcular la tensión interfacial de hidrocarburos de parafina normales.....</i>	<i>31</i>
<i>Figura 11.</i>	<i>Parachors de fracciones pesadas para calcular la tensión interfacial de los líquidos del yacimiento.....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 12.</i>	<i>Definición de permeabilidad.....</i>	<i>34</i>
<i>Figura 13.</i>	<i>Curvas de permeabilidad relativa para un sistema de petróleo / agua que está mojado por agua.....</i>	<i>38</i>

Figura 14. Producción mundial de petróleo (CNH)	40
Figura 15. Capilaridad Agua y Mercurio	45
Figura 16. Factores que afectan a la recuperación de petróleo en procesos EOR por inyección de químicos.....	46
Figura 17. Eficiencia de Barrido Vertical Ev.....	47
Figura 18. Eficiencia de Barrido Areal Ea.	48
Figura 19. Eficiencia de Barrido Volumétrico.	48
Figura 20. Inyección de agua y la de polímero con Razón de Movilidad ($M>1$) desfavorable en un arreglo de inyección 5 spot invertido.....	50
Figura 21. Adsorción de surfactante en la interfase agua – petróleo	55
Figura 22. Proceso de inyección de químicos	58
Figura 23. Tipos de monómeros que lo forman	59
Figura 24. Molécula de Polímero	59
Figura 25. Incremento EOR en la Inyección de Polímeros	60
Figura 26. Mejoramiento de la eficiencia de barrido areal	60
Figura 27. Mejoramiento de la eficiencia de barrido vertical.....	61
Figura 28. Estructura de la Poliacrilamida.....	62
Figura 29. Estructura de la Poliacrilamida parcialmente hidrolizada	62
Figura 30. Estructura de un Biopolímero	63
Figura 31. Incremento de la viscosidad del agua	65
Figura 32. Reducción de la Relación de Movilidad.....	65
Figura 33. Espesamiento.....	66
Figura 34. Adelgazamiento	66
Figura 35. Viscosidad del Polímero vs Salinidad.....	67
Figura 36. Regla de Mezclas No lineal.....	67
Figura 37. Factor de Resistencia Residual	68
Figura 38. Adsorción en la superficie de la partícula de polímero que se adhiere a la roca	69
Figura 39. Distribución del tamaño poroso.....	70
Figura 40. Reducción de la Saturación Residual - Número Capilar.....	71
Figura 41. Degradación de un Polímero	72
Figura 42. Etapas de la Inyección de polímeros.....	73
Figura 43. Grupos del Surfactante.....	76
Figura 44. Orientación de las moléculas de un surfactante en el agua	77

Figura 45. Descripción del comportamiento de la tensión superficial vs la concentración de surfactantes.....	78
Figura 46. Adsorción de Surfactante	80
Figura 47. Adsorción del Surfactante en diferentes interfases	81
Figura 48. Fenómenos relacionados a la adsorción	82
Figura 49. Asociación del Surfactante.....	83
Figura 50. Formación de una micela.....	83
Figura 51. Surfactante Aniónico.....	85
Figura 52. Estructura general del grupo carboxilo.....	85
Figura 53. Estructura general de un aminoácido.....	86
Figura 54. Estructura general de los esteres del ácido fosfórico.....	87
Figura 55. Estructura general de los esteres del ácido sulfúrico.....	87
Figura 56. Estructura general de los ácidos sulfónicos	88
Figura 57. Surfactantes Catiónicos.....	88
Figura 58. Molécula para surfactante catiónico	88
Figura 59. Surfactante Anfóteros.....	89
Figura 60. Comportamiento de un surfactante anfótero	90
Figura 61. Surfactante No Iónico.....	91
Figura 62. Estructura química de C 8 -APGs.....	92
Figura 63. Etapas de Inyección de Surfactantes.....	93
Figura 64. Álcali	95
Figura 65. Alcalinos.....	96
Figura 66. Efecto de la mojabilidad sobre las curvas de permeabilidad relativa.....	97
Figura 67. Etapas de la Inyección de Soluciones Alcalinas	99
Figura 68. Diferentes estados del yacimiento durante un proceso de recuperación mejorada con surfactante – polímero.....	101
Figura 69. Etapa de Inyección ASP	106
Figura 70. Evolución de los procesos químicos.....	108
Figura 71. Tensiones interfaciales en sistemas solución cáustica – petróleo	111
Figura 72. Sección I/O Control.....	120
Figura 73. Importar imagen en Gmsh.....	121
Figura 74. Mapa de Isopacas en GMSH.....	121
Figura 75. Agregar puntos en Gmsh.....	122

<i>Figura 76. Puntos generados en GMSH</i>	123
<i>Figura 77. Seleccionar mapa de topes en Builder</i>	123
<i>Figura 78. Dimensionamiento del enmallado</i>	126
<i>Figura 79. Mapa de contornos con malla de punto de esquina cartesianas</i>	126
<i>Figura 80. Hoja de cálculo de la especificación de propiedades generales</i>	127
<i>Figura 81. Cálculo del valor del bloque</i>	128
<i>Figura 82. Valores generados mediante el modelo de petróleo negro rápida</i>	130
<i>Figura 83. Correlaciones de permeabilidad Relativa</i>	131
<i>Figura 84. Condiciones Iniciales</i>	132
<i>Figura 85. Pozo productor</i>	133
<i>Figura 86. Pozo Inyector</i>	134
<i>Figura 87. Fechas de Simulación</i>	134
<i>Figura 88. Conversión de IMEX a STARS</i>	135
<i>Figura 89. Importar a STARS PVT Black Oil</i>	136
<i>Figura 90. Errores de la conversión PVT</i>	137
<i>Figura 91. Conversión de las saturaciones de agua connata y crítica</i>	137
<i>Figura 92. Importación de propiedades</i>	138
<i>Figura 93. Secciones Incompletas del simulador</i>	138
<i>Figura 94. Datos Numéricos en STARS</i>	139
<i>Figura 95. Características del fluido a inyectar</i>	140
<i>Figura 96. Menú para la creación del tensioactivo</i>	141
<i>Figura 97. Seleccionar el Proceso</i>	141
<i>Figura 98. Selección del Modelo</i>	142
<i>Figura 99. Valores de tensión interfacial a diferentes concentraciones de surfactantes</i>	142
<i>Figura 100. Características del fluido a inyectar</i>	143
<i>Figura 101. Opciones para validar, inicializar o realizar la corrida.</i>	143
<i>Figura 102. Resultados de la corrida de simulación</i>	144
<i>Figura 103. Íconos de Technologies Launcher</i>	145

ÍNDICE DE DIAGRAMAS

<i>Diagrama 1. Pruebas de Análisis de Núcleos</i>	20
<i>Diagrama 2. Clasificación de las etapas de explotación de un yacimiento.</i>	39
<i>Diagrama 3. Limitaciones de la Inyección de polímeros</i>	75
<i>Diagrama 4. Ventajas y Desventajas de la Inyección de Polímeros</i>	75
<i>Diagrama 5. Clasificación de los Surfactantes</i>	84
<i>Diagrama 6. Ventajas y Desventajas de la Inyección de Surfactantes</i>	94
<i>Diagrama 7. Efectos asociados a la Inyección de Surfactantes</i>	94
<i>Diagrama 8. Interacciones presentes en la Inyección de Alcalis</i>	100
<i>Diagrama 9. Consideraciones de la Inyección combinada de Surfactantes y Polímeros</i>	103
<i>Diagrama 10. Ventajas y Desventajas de la Inyección combinada de Surfactantes y Polímeros</i>	103
<i>Diagrama 11. Efectos asociados a la Inyección combinada de Surfactantes y Polímeros</i>	104
<i>Diagrama 12. Efectos asociados a la Inyección ASP</i>	116
<i>Diagrama 13. Datos para crear un archivo de entrada</i>	118
<i>Diagrama 14. Criterios del valor actual neto</i>	161

ÍNDICE DE GRÁFICAS

<i>Gráfica 1. Factor de Recobro - Recuperación Primaria</i>	148
<i>Gráfica 2. Producción y acumulación de petróleo - Recuperación Primaria</i>	148
<i>Gráfica 3. Factor de Recobro - Recuperación Secundaria</i>	150
<i>Gráfica 4. Producción y acumulación de petróleo con inyección de agua</i>	150
<i>Gráfica 5. Factor de Recobro - Inyección de Surfactante</i>	151
<i>Gráfica 6. Producción y acumulación de Petróleo - Inyección de Surfactantes</i>	152
<i>Gráfica 7. Factor de Recobro - Inyección SP</i>	153
<i>Gráfica 8. Producción y acumulación de petróleo - Inyección SP</i>	153
<i>Gráfica 9. Factor de Recobro - Inyección ASP</i>	154

Gráfica 10. Producción y acumulación de petróleo - Inyección ASP.....	155
Gráfica 11. Corte de agua de la Recuperación Primaria	157
Gráfica 12. Corte de agua - Recuperación Secundaria	157
Gráfica 13. Corte de agua - Inyección de Surfactante.....	158
Gráfica 14. Corte de agua - Inyección SP.....	159
Gráfica 15. Corte de agua - Inyección de ASP	159

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación Química.....	9
Tabla 2. Clasificación general de los crudos	10
Tabla 3. Parachors, $P\sigma$, por IFT.....	30
Tabla 4. Clasificación de permeabilidad del yacimiento.	36
Tabla 5. Características de los arreglos de pozos	51
Tabla 6. Parámetros o Criterios Técnicos de la inyección de Polímeros.	73
Tabla 7. Parámetros o Criterios Técnicos de la Inyección de Surfactantes	79
Tabla 8. Compuestos alcalinos y sus características	96
Tabla 9. Parámetros o Criterios técnicos de la Inyección de Álcalis	98
Tabla 10. Parámetros o criterios técnicos de la inyección SP.....	104
Tabla 11. Mecanismos de la Inyección ASP.....	108
Tabla 12. Parámetros o Criterios Técnicos de la inyección ASP	109
Tabla 13. Propiedades de los fluidos	129
Tabla 14. Total de producción de petróleo en % y en bbl para todas las etapas de recuperación de petróleo en condiciones óptimas.	155
Tabla 15. Rangos de costos de los químicos	162
Tabla 16. Costos en USD/BBL.....	163
Tabla 17. Costo de inyección de mezclas en USD/BBL	163
Tabla 18. Costo de inversión.....	164

INTRODUCCIÓN

El petróleo crudo se utiliza como una de las fuentes de energía más importantes del mundo. Existen diferentes etapas en la producción de petróleo crudo en las que se recupera hidrocarburo. La recuperación primaria consiste en la etapa inicial, a través de la cual el petróleo crudo es producido por las energías naturales o mecanismos de producción del yacimiento, tales como la expansión, compactación, empuje de gas, empuje de gas en solución y empuje de agua. Mientras que la recuperación secundaria contiene inyección de gas y/o agua para desplazar el petróleo del yacimiento al pozo. Solo un tercio del petróleo original en sitio (POES) en el yacimiento se puede producir por la recuperación primaria y secundaria (Cooney, 2015 “c.p” Stanislaus, 2017). Por lo que, para extraer más petróleo del yacimiento que los métodos convencionales, aparecen los métodos de recuperación mejorada de petróleo (EOR) o también llamada recuperación terciaria.

Los métodos de recuperación mejorada o terciaria EOR se emplean en muchos yacimientos de petróleo maduros, para mantener o aumentar el factor de recuperación. Además, optimizan el flujo de hidrocarburos desde el yacimiento al pozo o para recuperar más petróleo después que la recuperación primaria y secundaria (inyecciones de agua y gas) no sean rentables, a través, de la aplicación de calor y productos químicos o solventes. Asimismo, (Sara Bülow Sandersen 2012 “c.p” Stanislaus, 2017), nos señala que el EOR es un proceso mediante el cual la energía externa y los materiales se introducen en el yacimiento para influir en la tensión interfacial (IFT) entre el petróleo y el agua, las propiedades de los fluidos, las condiciones de humectabilidad, formación de gradientes de presión para prevalecer sobre la retención y la movilización del crudo

La inundación de surfactantes es una de las técnicas más prometedoras en EOR química desde la década de 1970 porque pueden reducir significativamente la (IFT) y alterar las propiedades humectantes. Hay que tener en cuenta que, para mejorar la tasa de recuperación del petróleo crudo, se debe aumentar el número capilar adimensional, que es la relación entre las fuerzas viscosas y las fuerzas de inercia (Zhang, 2014 “c.p” Stanislaus, 2017).

Para aumentar el número de capilares lo suficientemente alto como para un desplazamiento eficiente del petróleo, se necesita una tensión interfacial ultra baja (IFT) entre el petróleo crudo y el agua de formación de alrededor de 0.001 mN/m. El surfactante se

conoce genéricamente como jabón, sin embargo; es una contracción del término agente activo superficial. Éste tiene la capacidad de adsorberse en las interfaces de dos fases inmiscibles (petróleo y agua) y cambiar la energía libre de esas interfaces. Todo esto debido a que los surfactantes tienen un grupo hidrofílico e hidrofóbico en su estructura. El grupo hidrofílico atraerá agua mientras que el grupo hidrofóbico atraerá petróleo reduciendo el IFT entre el petróleo crudo y el agua de formación para mejorar la recuperación de petróleo (Morshedi, 2014 “c.p” Stanislaus, 2017).

La herramienta de simulación final que se consideró y seleccionó de forma secuencial para modelar los datos experimentales fue el simulador STARS de CMG. Este simulador, que es implementado por múltiples empresas de la industria del petróleo, es conocido por su capacidad para modelar modelos a escala de laboratorio y de campo, al mismo tiempo que tiene la capacidad de manejar comportamientos químicos complicados.

En el presente estudio, una serie de experimentos de inundaciones se llevaron a cabo para encontrar la recuperación adicional utilizando agua, álcali, polímero y surfactante, determinando así una simulación exitosa usando el software STARS (CMG) y los resultados fueron comparados entre sí. A través de un enfoque metódico utilizado para identificar los mejores valores de entrada, se crearon modelos de simulación tanto para la inundación o desplazamiento de agua como para la inundación de surfactante, SP y ASP, que produjeron resultados que coincidían bien con los datos experimentales. Con estos modelos, tanto el corte de agua como la producción acumulada de petróleo se combinaron con éxito.

En última instancia, comprender cómo simular el comportamiento del surfactante a escala central mejorará la capacidad de modelar las inundaciones de surfactantes a escala de campo.

CAPÍTULO I

1.1. ASPECTOS GENERALES

1.1.1. Antecedentes

La recuperación primaria suele ser baja en los yacimientos de petróleo pesado y, como resultado, es necesario utilizar métodos de recuperación secundarios y terciarios. Sin embargo, la recuperación térmica sería el método de elección en dichos yacimientos, pero en casos específicos, los métodos químicos EOR pueden convertirse en mejores opciones para implementar.

Dentro de las técnicas de recuperación química tenemos la inyección de Surfactantes, llamados también Tensioactivos; y se deriva del inglés Surface active agents, los cuales son sustancias empleadas para disminuir la tensión superficial entre dos fases de una emulsión.

Para que una sustancia se considere tensioactiva requiere de dos grupos:

- Una polar (hidrófilo), la cual se disuelve perfectamente en agua, por ejemplo: el azúcar, ácido fórmico y la urea.
- Y otro no polar (hidrófobo), llamada también lipofílicas, las cuales se disuelven en hidrocarburos; es decir son insolubles en agua. (repositoriodigital.uns.edu.ar)

Una investigación realizada por R. Al-Jabri, A. A.-M.-A., & and, D. R. (2018) del “Estudio experimental de polímero tensioactivo para un Campo de Petróleo Pesado en el Sur de Omán” expresa que el ASP (Polímero tensioactivo Alkali) ha sido considerado como el único método de EOR químico viable para reducir la saturación de petróleo por debajo de su valor residual. El álcali tiene la ventaja de reducir la adsorción del surfactante, especialmente con el petróleo pesado, y también de combinarse con componentes ácidos del petróleo para generar surfactantes in situ. Sin embargo, hay que tener en cuenta que el uso de álcali puede ser muy problemático cuando la inyección y / o el depósito de agua contienen más que pequeñas cantidades de cationes divalentes, como se demuestra en Taber. Así como el transporte de grandes cantidades de álcali puede causar problemas logísticos, si el sitio de aplicación se encuentra en zonas remotas. Como resultado de esto, los investigadores y operadores desarrollaron el uso de surfactantes - polímeros (SP), sin álcali; la inyección de

este reside bajo evaluación debido a sus ventajas, aunque nunca se han probado en campos que posean una viscosidad del petróleo alta.

Asimismo, otro trabajo elaborado por Michelene Rosero, J. C., & Regalado Padilla, E. R. (2017) de "Screening de Métodos de Recuperación Mejorada de Petróleo con potencial de Aplicarse en el Campo Pungarayacu" señala que esta investigación realizó una evaluación de los diferentes tipos de métodos de recuperación mejorada de petróleo como: inyección de gas miscible o inmisible (nitrógeno, CO₂), inyección química (polímeros, surfactante, soluciones alcalinas, mezcla de aditivos químicos), métodos termales (combustión in situ, inyección de vapor), que podría aplicarse en el Campo Pungarayacu mediante una caracterización petrofísica usando el software Petrel. Una vez obtenido esto se detalla cual es el mecanismo más apropiado a ejecutarse en dicho Campo.

Por otro lado, Anzhou Feng, G. Z. (2012) realizó un "Estudio de la inundación de surfactante-polímero en yacimientos de petróleo pesado" donde señala que la recuperación en yacimientos de petróleo pesado desarrollado por; inundación de agua convencional e inundación química son métodos que se aplica a menudo. Sin embargo, la inundación de álcali / surfactante / polímero (ASP) tiene ventajas tanto en barrido como en eficiencia de desplazamiento. Además, reduce la relación de movilidad entre el agua y el petróleo mejorando la viscosidad de la fase de desplazamiento, así como su eficiencia al reducir la tensión interfacial (IFT). Si bien, el álcali en el sistema ASP puede reaccionar con los minerales de la roca, causando incrustaciones en el sistema de producción y cerca del pozo, y la emulsión W / O formada en el fluido producido es demasiado estable para romperse. Igualmente, en la consideración del IFT y el consumo de álcali, a menudo requiere una alta concentración de álcali (0,6% en peso ~ 1,2% en peso) para el petróleo pesado con bajo índice de acidez, lo que conducirá a un fuerte efecto sensible a la sal para el polímero, reduciendo la viscosidad del compuesto. En vista de los problemas anteriores, los investigadores propusieron la inundación de polímero tensioactivo (SP).

Igualmente, Monika Santa, G. A. (2011) en su investigación de "Surfactantes sostenibles en la recuperación mejorada de petróleo" expresa que, durante los últimos años, las actividades de investigación sobre métodos EOR basados en surfactantes han aumentado significativamente y las inundaciones de varios de estos ya se han aplicado en combinación

con alcalinos y polímeros en campos petrolíferos maduros. Sin embargo, las autoridades reguladoras exigen cada vez más que los productos químicos EOR sean ambientalmente racionales. Surfactantes Sostenibles basados en materias primas renovables, que muestran una buena biodegradabilidad en condiciones aeróbicas como son los alquilpoliglucósidos (APGs), tensioactivos no iónicos que están compuestos por un alcohol y un resto a base de glucosa. Se aplican en fluidos de perforación seguros para el medio ambiente, en agentes de limpieza de pozos, como espumantes en la recuperación de petróleo pesado y para reducir tensión interfacial en los procesos de recuperación de petróleo terciario inducidos por surfactante, además, también pueden aplicarse en condiciones de alta salinidad y temperaturas elevadas donde los surfactantes convencionales a menudo no se pueden usar más.

1.1.2. Planteamiento del Problema

La inyección de surfactantes es un método químico de recuperación terciaria de petróleo, tiene como fundamento principal inyectar fluidos en el yacimiento, con el fin de desplazar el petróleo y generar tensiones interfaciales muy bajas entre el crudo y el agua por adsorción en la fase líquido – líquido; el uso de estos proviene de dos propiedades físicas esenciales: la capacidad de adsorberse a las interfases (adsorción) y su tendencia a asociarse para formar estructuras organizadas (asociación).

Existen casos, en los que aun con las técnicas convencionales de drenaje aplicadas, dependientes de las condiciones físicas de los yacimientos, se abandonan los yacimientos, además de la declinación temprana de la producción, rendimiento de este y/o la alta viscosidad del crudo; por lo que se considera que si se disminuye la saturación residual de hidrocarburos y se incrementa la eficiencia de barrido se lograra mejorar la movilidad del banco de petróleo hacia los pozos productores, y así obtener un buen factor de recobro (recuperación entre 10 y 15%).

Para lo cual, se debe seleccionar un número de pozos no productores, que se ajusten a las características necesarias para convertirse en inyectores, con la intención de obtener una mejor aplicación de este método; además es fundamental realizar la caracterización de las propiedades físicas del yacimiento, para conocer la capacidad de almacenamiento y productividad, obteniendo los parámetros petrofísicos de la roca y la interacción de los fluido;

al mismo tiempo logrando datos como: cementación, compactación mecánica, saturación, compresibilidad, tensión superficial e interfacial, humectabilidad, presión capilar, entre otros.

No obstante, este solo puede ser implementado, si se realiza una buena selección del tensioactivos (aniónicos, catiónicos, no iónicos y anfotéricos), ya que al ser una técnica que altera las propiedades del petróleo, no solo ayuda a restaurar la presión de formación sino también el flujo de fluidos en el yacimiento. Al mismo tiempo, va a depender de algunos parámetros relacionados con el tipo de surfactante seleccionado, por ejemplo, la temperatura de la Formación y la naturaleza del agua de la microemulsión en un tratamiento con polímeros y surfactantes (SP), otros parámetros importantes son: la presión, profundidad, zona productiva neta o arena neta, permeabilidad, saturaciones de petróleo residual y agua, porosidad y las propiedades del fluido del yacimiento, tales como la gravedad API y la viscosidad.

Los parámetros como la viscosidad, permeabilidad, espesor de la zona productiva, factor volumétrico, tasa de producción, presión del yacimiento y del fondo fluyente, temperatura, radios del pozo y de drenaje del pozo, entre otros, son necesario para evaluar el comportamiento de la Formación como son: el Índice de Productividad (IP) y la ecuación de Darcy, debido a la variación de la presión sobre una región de la Formación drenada por un pozo en particular. Dicha información permitirá caracterizar el yacimiento, su producción y en consecuencia el comportamiento de afluencia para conocer la capacidad de entrega de fluidos del yacimiento, los cuales dependen de las propiedades petrofísicas, las propiedades del fluido y la presión estática, así como realizar los modelos estáticos y dinámicos del sistema pozo - yacimiento.

De igual manera el tensioactivo debe ser el apropiado, para optimizar el tratamiento y ahorrar en inversión, equipos y productos, posterior a esto, puede ser aplicado a un Campo, el cual depende de muchas variables como: propiedades de la roca, fluidos, tipo de empuje o mecanismo de producción, proceso de explotación, velocidad o mecanismo de extracción, número de pozos y localización.

Por lo antes expuesto, en la investigación se presenta como alternativa la inyección de productos químicos (surfactantes), con un simulador numérico, los cuales únicamente modifican las propiedades físicas de los fluidos sin alterar las propiedades químicas del

yacimiento, para movilizar el petróleo remante e incrementar el factor de recobro de yacimientos, que producen crudos pesados entre 4 - 14 °API y un IP < 0.5, así mismo una comparación entre la inyección de surfactantes comúnmente utilizada y los nuevos tensioactivos desarrollados en la industria química - petrolera que están representadas en conjunto con otros aditivos químicos, ya sea polímeros naturales o sintéticos y álcali, entre otros, Todo esto en función de la evaluación de las propiedades de tensión interfacial del petróleo-agua del yacimiento, considerando mantener la energía del yacimiento y asegurar que la movilidad de los fluidos este bien controlada

1.1.3. Objetivos

1.1.3.1. Objetivo General

- Aplicar los nuevos avances sobre el manejo de los surfactantes en la recuperación mejorada de petróleo.

1.1.3.2. Objetivos Específicos

- Caracterizar las propiedades físicas del yacimiento
- Determinar los parámetros para el aumento del Factor de Recobro en el Yacimiento
- Analizar los diferentes escenarios de drenaje en el yacimiento mediante soluciones surfactantes
- Realizar el proceso de inyección de surfactantes en el campo

1.1.4. Justificación

El avance de las nuevas tecnologías, en el uso de los surfactantes en las técnicas de recuperación mejorada (EOR), en su diversidad van a depender de la cantidad de petróleo que se busca recuperar, es decir el aumento del factor de recobro en el yacimiento.

Una de las técnicas más utilizadas son los métodos térmicos para crudos pesados, aunque, una técnica con mayor potencial es el llamado método químico con inyección de surfactantes, que reduce la tensión superficial adsorbiendo la interface de líquido-gas, además de reducir la tensión interfacial entre el crudo y el agua por adsorción, por lo que puede alcanzar una

recuperación importante en la zona de barrido, sin embargo, se considera la más compleja debido al esfuerzo científico técnico para lograr aplicarse.

Los métodos de drenaje mediante surfactantes han sido probados en varios ensayos o experimentos científicos con resultados que funcionan, pues considerándose la eficiencia geométrica y vertical del barrido, permiten recuperar un gran porcentaje de petróleo en la zona barrida.

Por esta razón se justifica la investigación planteada considerando implementar esta técnica mediante la simulación numérica de yacimiento. Si bien la simulación es un paso necesario en la interpretación de los procesos de la recuperación y una herramienta, con la cual se pueden realizar análisis de sensibilidades de los parámetros involucrados en el proceso de recuperación, también puede establecer la estrategia más eficaz que llevara a cabo el estudio de optimización, brindando la oportunidad de obtener la mejor rentabilidad posible.

Para esto se hace necesario una revisión de la documentación referente al simulador, sus componentes y el modelo matemático para el desarrollo del modelo. De esta manera lograr un manejo adecuado del simulador y una correcta interpretación de los resultados obtenidos.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. CRUDOS PESADOS

2.1.1. Clasificación de los Crudos

Existen diferentes tipos de clasificaciones, tales como: Químicas, industriales, económicas y genéticas.

Tabla 1. Clasificación Química

Fuente: Adaptada de (Valencia Godoy, 2014)

FRACCIONES	DENSIDAD DE LAS FRACCIONES DE PETRÓLEO (gr/cm ³)		
	BASE PARAFINICA	BASE INTERMEDIA	BASE NAFTENICA
250 - 275 °C (@ P. Atm.)	> 0,8251	0,8251 - 0,8597	<0,8597
275 - 300 °C (@ 5,3 KPa.)	> 0, 8762	0,8762 - 0,9334	<0,9334

Según su base *Tabla 1* (la base muestra la cantidad hidrocarburos predominantes), los petróleos crudos se clasifican en tres tipos:

- **BASE PARAFÍNICA:** Los petróleos crudos de este tipo se componen de hidrocarburos de la serie parafínica (C_nH_{2n+2}). Y se caracterizan por tener muy poca cantidad de asfaltos.
- **BASE INTERMEDIA O MIXTA:** Estos hidrocarburos contienen tanto parafínicos como nafténicos
- **BASE NAFTÉNICA:** Aquí predominan en los hidrocarburos de la serie nafténica (C_nH_{2n}). Y dan un residuo pesado oscuro o asfalto. (Valencia Godoy, 2014)

No obstante, la clasificación general del petróleo se basa en la facilidad de flujo del petróleo crudo y, por lo tanto, refleja sus características técnicas desde la producción hasta el transporte y, finalmente, hasta el proceso de refinación. (Demirbas et al., 2016)

Por ello, el método de clasificación más popular es propuesto por la American Petroleum Institution, que utiliza la gravedad relativa como criterio (Temizel et al., 2016).

De acuerdo con el estándar de gravedad API, el petróleo se clasifica de la siguiente forma:

Tabla 2. Clasificación general de los crudos

Elaborado por: Evelyn y Johanna

PETRÓLEO CRUDO	DENSIDAD (g/cm³)	GRAVEDAD °API
<i>Extrapesado</i>	>1	10
<i>Pesado</i>	1,0-0,92	10,0-22,3
<i>Mediano</i>	0,92-0,87	22,3-31,1
<i>Ligero</i>	0,87-0,83	31,1-39
<i>Superligero</i>	<0,83	>39

2.1.2. Propiedades del Petróleo Pesado

El petróleo y sus productos derivados, son mezclas bastante complejas de hidrocarburos. Así que es necesario conocer la diferentes propiedades físico-químicas para caracterizar los productos que se pueden derivar, igualmente para determinar su calidad y composición, quienes afectan directamente los costos de producción y de comercialización, la calidad del petróleo también influye de forma directa con las tecnologías que se van a utilizar, en lo corresponde a las actividades de exploración, transporte, almacenamiento, industrialización y comercialización (Valencia Godoy, 2014).

El petróleo pesado se define como el petróleo líquido de menos de 20° de gravedad API o más de 200 cp de viscosidad en las condiciones del yacimiento, además es un fluido algo móvil bajo gradientes de presión naturalmente existentes (PetroWiki, n.d.). Dicha definición está basada en sus propiedades físicas, químicas o en una combinación de ambas. Claro está que el análisis químico, aunque es considerado riguroso y consume mucho tiempo en realizarlo refleja a menudo los atributos físicos que se miden más fácilmente. (Zambrano Torres, 2018)

Las características físicas más fáciles de medir son la gravedad API y la viscosidad. Criterios que normalmente se adoptan a nivel de refinerías y campos de petróleo para clasificar el petróleo (Demirbas et al., 2016)

2.1.2.1. *Gravedad Específica*

La gravedad específica del líquido, ρ_o , se define como la relación entre la densidad del líquido y la densidad del agua, ambas tomadas a la misma temperatura y presión.

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w}$$

La gravedad específica parece no ser dimensional ya que las unidades de densidad del líquido son las mismas que las unidades de densidad del agua; Sin embargo, esto no es estrictamente cierto. En realidad, en el sistema inglés las unidades son

$$\gamma_o = \frac{\rho_o}{\rho_w} = \frac{\text{lb}/\text{pie}^3 \text{ de petróleo}}{\text{lb}/\text{pie}^3 \text{ de agua}}$$

Algunas veces la gravedad específica se da como sp. gr. 60° / 60°, lo que significa que las densidades tanto del líquido como del agua se midieron a 60°F y presión atmosférica.

La industria petrolera también usa otro término de gravedad llamado gravedad API que se calcula de la siguiente manera:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5$$

donde γ_o es la gravedad específica a 60° / 60°. Esta ecuación fue ideada para que los hidrómetros pudieran construirse con escalas lineales.

2.1.2.2. *Factor de Volumen de Formación del Petróleo*

El volumen de petróleo que ingresa al tanque de almacenamiento en la superficie, es menor que el volumen de petróleo que fluye hacia el pozo desde el yacimiento. Esta variación en el volumen de petróleo que acompaña el cambio de las condiciones del yacimiento a las condiciones de la superficie se debe a *tres* factores.

El factor más importante es la *evolución del gas* del petróleo a medida que la presión disminuye de la presión del yacimiento a la presión superficial. Esto provoca una disminución bastante grande en el volumen del petróleo cuando hay una cantidad significativa de gas disuelto.

La reducción de la presión también hace que el petróleo restante se expanda ligeramente, pero esto se ve compensado en cierta medida por la contracción del petróleo debido a la *reducción de la temperatura*.

La variación en el volumen de petróleo debido a estos tres factores se expresa en términos del *factor de volumen del petróleo*; el cual se define como la relación entre el volumen del petróleo y su gas disuelto en condiciones de yacimiento con el volumen en condiciones del tanque de almacenamiento.

$$B_o = \frac{V_o + G}{V_o} \frac{rb}{STB}$$

$V_o(rb)$ = volumen de petróleo en el yacimiento

G = gas disuelto que sale del yacimiento en las condiciones del yacimiento

$V_o(STB)$ = Volumen de petróleo que ingresa al tanque de almacenamiento en condiciones estándar

Las unidades son barriles de petróleo en condiciones de yacimiento por barril de tanque de petróleo, rb/STB. El volumen de petróleo del tanque de almacenamiento siempre se registra a 60 °F, independientemente de la temperatura del tanque de almacenamiento. Por lo tanto, el volumen de líquido del tanque de almacenamiento, como el volumen de gas superficial, se registran en condiciones estándar. La forma de la curva de presión B_o frente a la de presión se muestra en la Figura 1

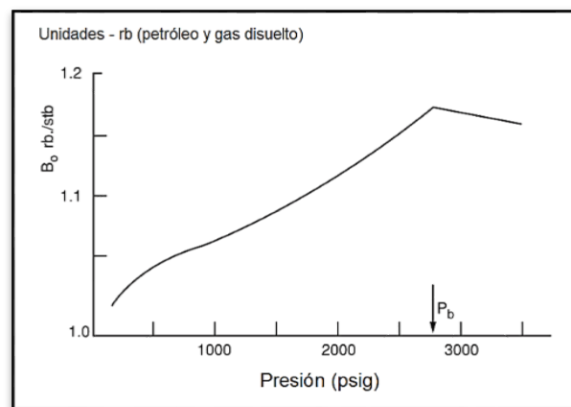


Figura 1. Factor de Volumen de Formación del Petróleo

(Adaptado de Heriot-Watt & Todd, 2011)

El recíproco del factor del volumen de formación de petróleo es llamado el ‘factor de contracción’

$$b_o = \frac{1}{B_o}$$

El factor de formación B_o puede multiplicarse por el volumen de petróleo del tanque de almacenamiento para encontrar el volumen del yacimiento requerido para producir ese volumen de petróleo del tanque de almacenamiento. El factor de contracción se puede multiplicar por el volumen de petróleo del yacimiento para encontrar el volumen del tanque de almacenamiento.

2.1.2.3. Relación Gas-Petróleo en Solución

A menudo nos referimos a la solubilidad del gas natural en el petróleo crudo como si se tratara de un sistema de dos componentes. Aunque es conveniente discutir el gas disuelto de esta manera, de hecho, el gas y el petróleo son mezclas multicomponentes, y las cantidades de gas y petróleo se establecen por equilibrio de gas-líquido.

La cantidad de moléculas formadoras de gas (moléculas ligeras) en la fase líquida a la temperatura del yacimiento está limitada solo por la presión y la cantidad de moléculas ligeras presentes. Se dice que un petróleo negro está *saturado* cuando una ligera disminución de la presión permitirá la liberación de algo de gas. La presión del punto de burbuja es un caso especial de saturación en el que se produce la primera liberación de gas.

Por otro lado, la Figura 2 proporciona una forma típica de solubilidad del gas en función de la presión de un líquido de yacimiento a temperatura del yacimiento. Como se mencionó anteriormente, cuando la presión del yacimiento está por encima de la presión del punto de burbuja, el petróleo está *subsaturado*, es decir, capaz de contener más gas (moléculas ligeras) si el gas estuviera presente. Como la presión del yacimiento cae el gas no sale de la solución hasta que se alcanza el punto de burbuja, sobre este rango de presión, por lo tanto, *el gas en solución es constante*. A la presión del punto de burbuja, correspondiente a la temperatura del yacimiento, se producen dos fases, gas y petróleo. Por lo tanto, el gas restante en solución disminuye.

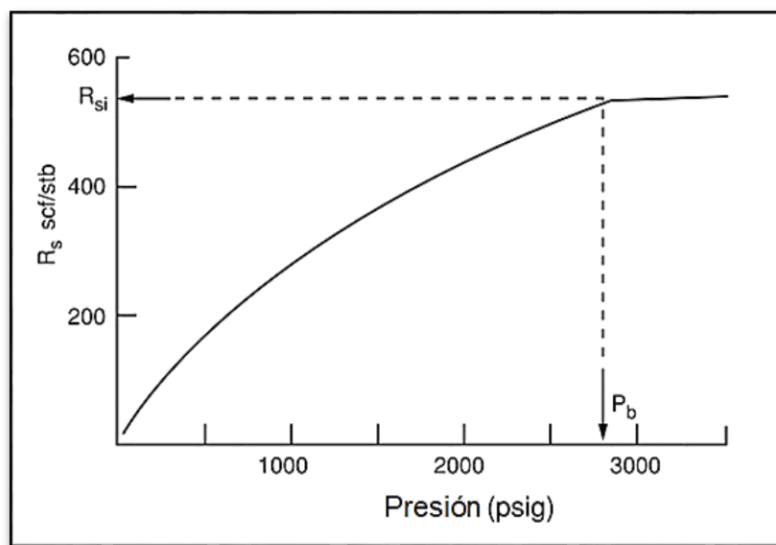
La cantidad de gas disuelto en un petróleo en las condiciones del yacimiento se denomina *relación gas-petróleo en solución*. La relación gas-petróleo en solución es la cantidad de gas que se desprende del petróleo a medida que éste se transporta desde el yacimiento a las condiciones de la superficie. Esta relación se define en términos de las cantidades de gas y petróleo que aparecen en la superficie durante la producción.

$$R_s = \frac{V_g \text{ scf}}{V_o \text{ STB}}$$

V_g = Volumen del gas producido en la superficie en condiciones estándar

V_o = que ingresa al tanque de almacenamiento en condiciones estándar

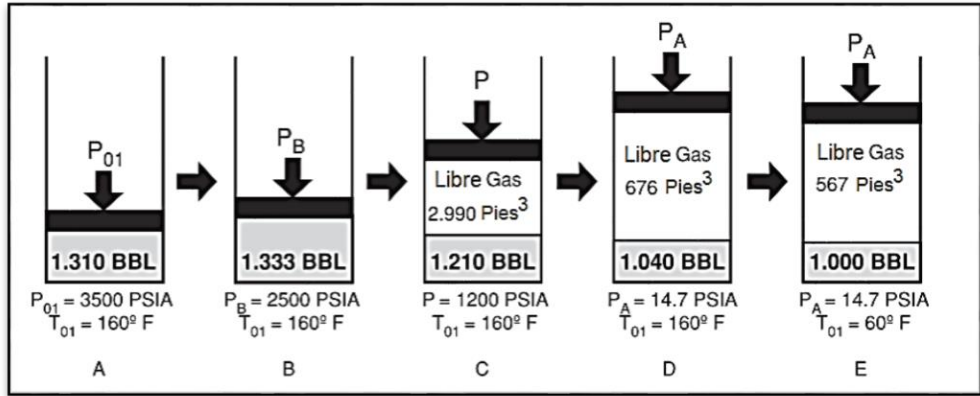
Los volúmenes de superficie de gas y líquido se refieren a condiciones estándar, de modo que las unidades son pies cúbicos estándar por barril de tanque de almacenamiento, scf / STB.



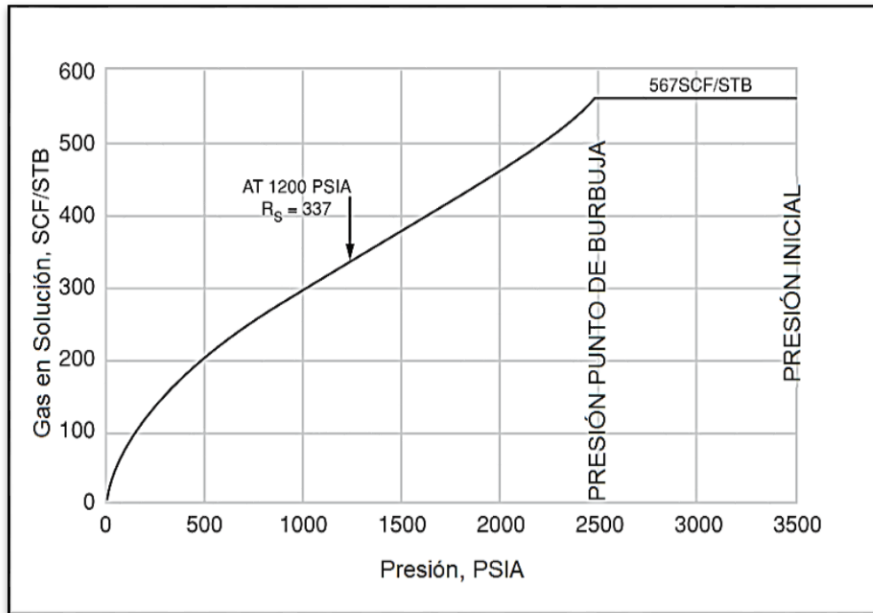
*Figura 2. Relación Gas-Petróleo en Solución
(Adaptado de Heriot-Watt & Todd, 2011)*

La relación gas-petróleo en solución también se llama relación gas-petróleo disuelta y ocasionalmente solubilidad de gas.

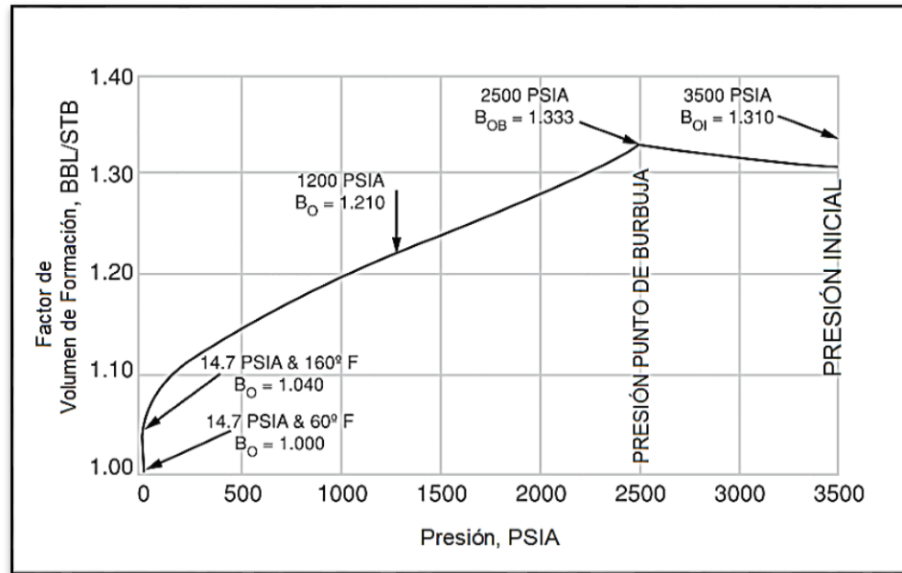
Estos parámetros de petróleo negro, B_o y R_s se ilustran en la Figura 3 a, b y c de (Heriot-Watt & Todd, 2011), donde presentan la curva R_s y B_o para el campo Big Sandy en los Estados Unidos. También se presenta el concepto visual de los cambios durante la disminución de la presión y la temperatura.



(a)



(b)



(c)

*Figura 3. Relación gas-petróleo y el factor de volumen de formación de petróleo para el yacimiento de Big Sandy Field
(Adaptado de Heriot-Watt & Todd, 2011)*

2.1.2.4. Factor de Volumen de Formación Total

El volumen de petróleo a la presión más baja es B_o . La relación gas-petróleo en solución en el punto de burbuja es R_{sb} , menos la cantidad restante en solución a la presión más baja, R_s . El gas desprendido se llama *gas libre*. Se convierte en condiciones de yacimiento multiplicando por el factor de volumen de formación de gas, B_g .

Este volumen total es el *factor de volumen de formación total*.

$$B_t = B_o + B_g(R_{sb} - R_s)$$

El factor de volumen de formación de gas debe expresarse en unidades de rb/scf, y el factor de volumen de formación total tiene unidades de rb/STB. Los dos factores de volumen de formación son idénticos a presiones superiores a la presión del punto de burbuja ya que no se libera gas en el yacimiento a estas presiones.

La diferencia entre los dos factores a presiones por debajo de la presión del punto de burbuja representa el volumen de gas liberado en el yacimiento. El volumen de este gas es $B_g(R_{sb} - R_s)$ rb de gas / STB.

El factor de volumen de formación total también se llama *factor de volumen de formación de dos fases*.

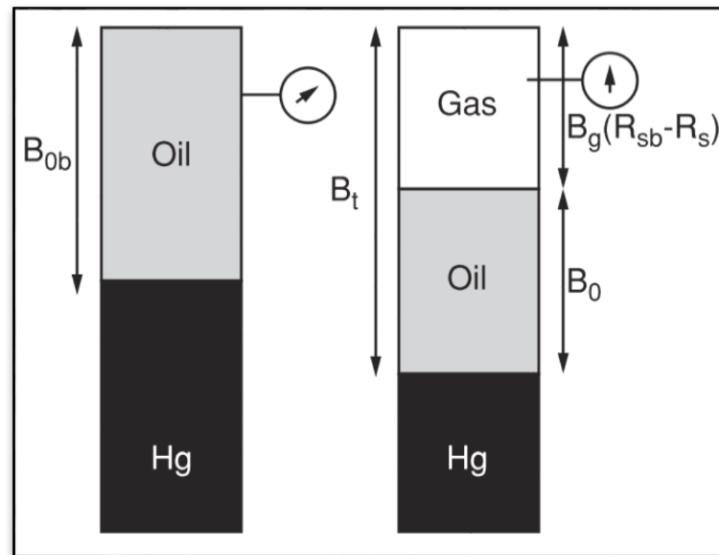
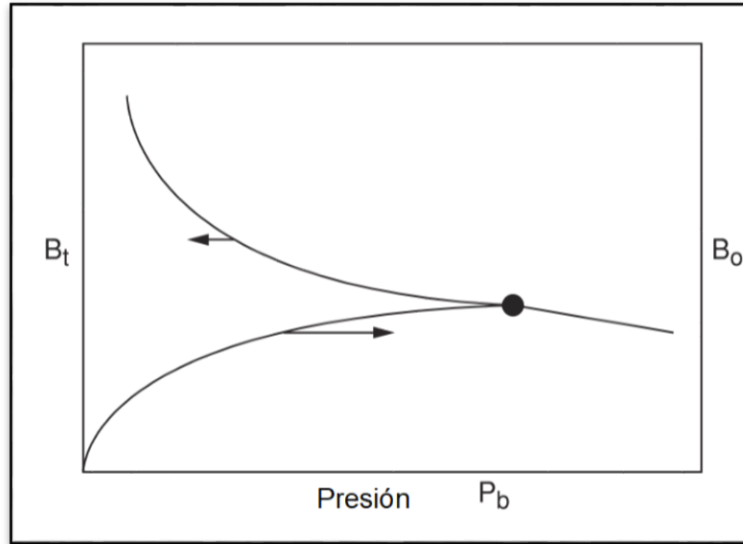


Figura 4. Factor de volumen de formación total o factor de volumen de dos fases (Heriot-Watt & Todd, 2011)

La figura 4 muestra el cambio de volumen a medida que la presión se reduce por debajo del punto de burbuja a temperatura constante del yacimiento.

Es importante tener en cuenta que B_t no tiene significancia de volumen en términos de yacimiento ya que la suposición en B_t es que el sistema permanece constante. Como se mencionó anteriormente, si la presión cae por debajo del punto de burbuja en el yacimiento, el gas que sale de la solución se aleja de su petróleo asociado debido a sus características de permeabilidad relativa favorables.

La figura 5 da una comparación del factor de volumen de formación total con el factor de volumen de formación de petróleo. Claramente por encima de P_b , los dos valores son idénticos ya que no se libera gas libre. Debajo de P_b , la diferencia entre los valores representa el volumen ocupado por el gas libre.



*Figura 5. Factor de volumen de formación de petróleo y total
(Adaptado de Heriot-Watt & Todd, 2011)*

El valor de B_t puede estimarse combinando estimaciones de B_o y cálculo de B_g y valores de solubilidad conocidos para las presiones en cuestión.

2.1.2.5. Coeficiente de Compresibilidad del Petróleo

Los cambios del volumen del petróleo por encima del punto de burbuja son muy significativos en el contexto de recuperación de petróleo subsaturado. Las variaciones del factor del volumen de formación de petróleo por encima del punto de burbuja reflejan estos cambios, pero se incorporan más fundamentalmente en el coeficiente de compresibilidad del petróleo o compresibilidad de petróleo

La ecuación para la compresibilidad de petróleo es:

$$C_o = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)$$

en términos de factores de volumen de formación, esta ecuación produce

$$C_o = -\frac{1}{B_o} \left(\frac{\partial B_o}{\partial P} \right)_T$$

Suponiendo que la compresibilidad no cambia con la presión la ecuación anterior puede ser integrada para producir;

$$C_o(P_2 - P_1) = -\ln \frac{V_2}{V_1}$$

Donde P_1 & P_2 , y V_1 & V_2 representan la presión y el volumen en las condiciones 1 y 2.

2.1.2.6. Coeficiente de Viscosidad del Petróleo

Uno de los aspectos más importantes de los petróleos pesados es su viscosidad, ya que la alta viscosidad de los petróleos pesados afecta directamente la recuperación y la productividad del yacimiento (Santos et al., 2014).

El *coeficiente de viscosidad* es una medida de la resistencia al flujo ejercido por un fluido. La *viscosidad* aparece como un coeficiente en cualquier ecuación que describa el flujo de fluido.

La viscosidad del petróleo generalmente tiene unidades de centipoise, aunque otras unidades están en uso. La viscosidad, como otras propiedades físicas de los líquidos, se ve afectada tanto por la presión como por la temperatura. Un *aumento de la temperatura* provoca una disminución de la viscosidad. Una *disminución de la presión* provoca una disminución de la viscosidad, siempre que el único efecto de la presión sea comprimir el líquido. Además, en el caso de los líquidos de yacimiento, hay un tercer parámetro que afecta la viscosidad. Una *disminución en la cantidad de gas en solución en el líquido* provoca un aumento en la viscosidad y, por supuesto, la cantidad de gas en solución es una función directa de la presión.

La viscosidad de un líquido está relacionada directamente con el tipo y tamaño de las moléculas que componen el líquido. La variación de la viscosidad del líquido con la estructura molecular no se conoce con exactitud; sin embargo, se sabe que las viscosidades de los líquidos que son miembros de una serie homóloga varían de manera regular, al igual que la mayoría de las otras propiedades físicas. Por ejemplo, los hidrocarburos de parafina pura exhiben un aumento regular de la viscosidad a medida que aumenta el tamaño y la complejidad de las moléculas de hidrocarburos.

A medida que se agota un yacimiento de petróleo negro, la producción no solo disminuye debido a la disminución de la presión disponible para conducir el petróleo al pozo y debido a la competencia del gas libre por el espacio para fluir, sino también debido a la viscosidad

del petróleo. ha aumentado. No es infrecuente un aumento de diez veces en la viscosidad del petróleo entre el punto de burbuja y la baja presión del yacimiento.

2.2. FUNDAMENTOS DE LAS PROPIEDADES DE LA ROCA

El material del que puede estar compuesta una roca de yacimiento de petróleo puede variar desde arena muy suelta y no consolidada hasta una arenisca, piedra caliza o dolomita muy dura y densa. Los granos se pueden unir con varios materiales, los más comunes son sílice, calcita o arcilla. El conocimiento de las propiedades físicas de la roca y la interacción existente entre el sistema de hidrocarburos y la formación es esencial para comprender y evaluar el rendimiento de un yacimiento dado.

Las propiedades de las rocas se determinan realizando análisis de laboratorio en núcleos del yacimiento a evaluar. Los núcleos se eliminan del entorno del yacimiento, con cambios posteriores en el volumen total del núcleo, el volumen de los poros, la saturación del fluido del yacimiento y, a veces, la humectabilidad de la formación. El efecto de estos cambios en las propiedades de la roca puede variar de insignificante a sustancial, dependiendo de las características de la formación y la propiedad de interés, y debe evaluarse en el programa de prueba. Básicamente, existen dos categorías principales de pruebas de análisis de núcleos que se realizan en muestras de núcleos con respecto a las propiedades físicas de las rocas del yacimiento. Estos son:

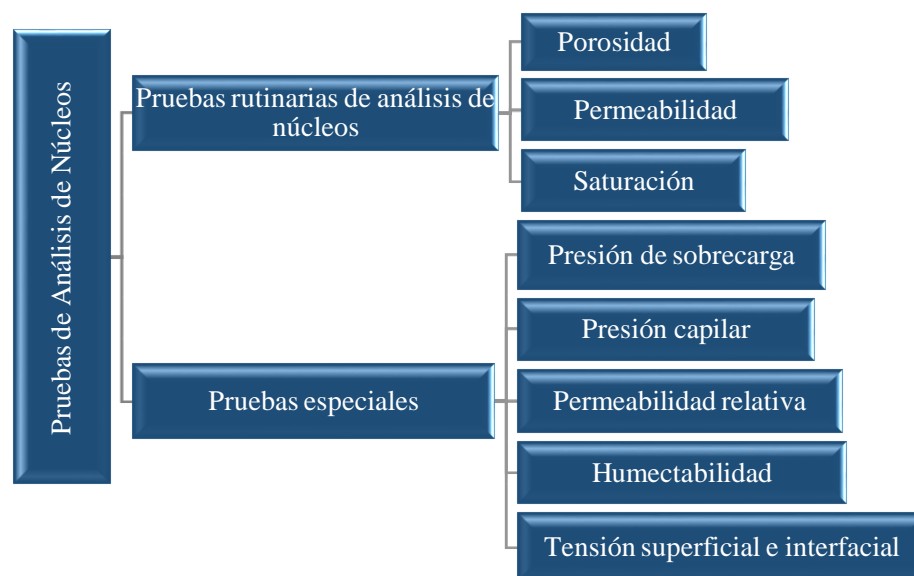


Diagrama 1. Pruebas de Análisis de Núcleos
(Adaptado de Ahmed, 2019)

Los datos de propiedad de roca anteriores son esenciales para los cálculos de ingeniería de yacimientos, ya que afectan directamente tanto la cantidad como la distribución de hidrocarburos y, cuando se combinan con las propiedades del fluido, controlan el flujo de las fases existentes (gas, petróleo y agua) dentro del yacimiento (Ahmed, 2019).

2.2.1. Porosidad

La porosidad de una roca es una medida de la capacidad de almacenamiento (volumen de poros) que es capaz de contener fluidos. Cuantitativamente, la porosidad es la relación entre el volumen de los poros y el volumen total. Esta importante propiedad de roca está determinada matemáticamente por la siguiente relación generalizada:

$$\phi = \frac{\text{volumen de poro}}{\text{volumen total}}$$

Donde ϕ es porosidad.

A medida que los sedimentos se depositaban y las rocas se formaban durante los tiempos geológicos pasados, algunos espacios vacíos que se desarrollaron se aislaron de los otros espacios vacíos por cementación excesiva. Por lo tanto, muchos de los espacios vacíos están interconectados, mientras que algunos de los espacios porosos están completamente aislados. Esto conduce a dos tipos distintos de porosidad, específicamente:

2.2.1.1. Porosidad Absoluta

La porosidad absoluta se define como la relación del espacio total de poros en la roca con respecto al volumen total. Una roca puede tener una considerable porosidad absoluta y, sin embargo, no tener conductividad al fluido por falta de interconexión de poros. La porosidad absoluta generalmente se expresa matemáticamente por las siguientes relaciones:

$$\phi_a = \frac{\text{volumen total de poro}}{\text{volumen total}}$$

o

$$\phi_a = \frac{\text{volumen total} - \text{volumen de grano}}{\text{volumen total}}$$

Donde ϕ_a es porosidad absoluta

2.2.1.2. Porosidad Efectiva

La porosidad efectiva es el porcentaje de espacio de poro *interconectado* con respecto al volumen total, o:

$$\phi = \frac{\text{volumen de poro interconectado}}{\text{volumen total}}$$

Donde ϕ es porosidad efectiva

La porosidad efectiva es el valor que se utiliza en todos los cálculos de ingeniería de yacimientos porque representa el espacio de poro interconectado que contiene los fluidos de hidrocarburos recuperables.

La porosidad puede clasificarse según el modo de origen como: inducida u original. La porosidad *original* es la desarrollada en la deposición del material, mientras que la porosidad *inducida* se originó por algún proceso geológico posterior a la deposición de la roca. La porosidad intergranular de las areniscas y la porosidad intercrystalina y oolítica de algunas calizas tipifican la porosidad original. La porosidad inducida se caracteriza por el desarrollo de fracturas que se encuentran en lutitas y calizas y por los slugs o cavidades de solución que se encuentran comúnmente en las calizas. Las rocas que tienen porosidad original son más uniformes en sus características que aquellas rocas en las que se incluye una gran parte de la porosidad. Para la medición cuantitativa directa de la porosidad, se debe confiar en las muestras de formación obtenidas por extracción de núcleos.

Una aplicación importante de la porosidad efectiva es su uso para determinar el volumen original de hidrocarburos en sitio. Considere un yacimiento con una extensión de área A de acres y un espesor promedio de pies h . El volumen total del yacimiento puede determinarse a partir de las siguientes expresiones:

$$\text{Volumen Total} = 43,560Ah, \text{ ft}^3$$

o

$$\text{Volumen Total} = 7,758Ah, \text{ bbl}$$

Donde

A es la extensión de área, acres

h es el grosor promedio

El volumen de poro del yacimiento VP se puede determinar combinando las ecuaciones anteriores. Expresando el volumen del poro del yacimiento en pies cúbicos da:

$$VP = 43,560Ah\phi, \text{ ft}^3$$

Expresar el volumen del poro del yacimiento en barriles da:

$$VP = 7,758Ah\phi, \text{ bbl}$$

2.2.2. Saturación

La saturación se define como esa fracción, o porcentaje, del volumen de poro ocupado por un fluido particular (petróleo, gas o agua). Esta propiedad se expresa matemáticamente por la siguiente relación:

$$\text{saturación de fluidos} = \frac{\text{volumen total del fluido}}{\text{volumen de poros}}$$

La aplicación del concepto matemático de saturación anterior a cada fluido del yacimiento da:

$$S_o = \frac{\text{volumen de petróleo}}{\text{volumen de poro}}$$

$$S_g = \frac{\text{volumen de petróleo}}{\text{volumen de poro}}$$

$$S_w = \frac{\text{volumen de petróleo}}{\text{volumen de poro}}$$

Donde

S_o Saturación del petróleo

S_g Saturación del gas

S_w Saturación del agua

Por consiguiente, todos los valores de saturación se basan en el volumen de poros y no en el volumen bruto del yacimiento. La saturación de cada fase individual oscila entre cero y 100%. Por definición, la suma de las saturaciones es 100%, así:

$$S_o + S_g + S_w = 1,0$$

Se cree que los fluidos en la mayoría de los yacimientos han alcanzado un estado de equilibrio y, por lo tanto, se habrán separado según su densidad; es decir, el petróleo cubierto por gas y el agua por debajo. Además del agua del fondo (o borde), habrá agua connata distribuida en todas las zonas de petróleo y gas. El agua en estas zonas se habrá reducido a un mínimo irreducible. Las fuerzas que retienen el agua en las zonas de petróleo y gas se denominan *fuerzas capilares* porque son importantes solo en espacios de poros de tamaño capilar.

La saturación de agua connata (intersticial) S_{wc} es importante principalmente porque reduce la cantidad de espacio disponible entre el petróleo y el gas. Generalmente no se distribuye uniformemente en todo el yacimiento, pero varía con la permeabilidad, la litología y la altura por encima de la capa freática libre.

Otra fase particular de saturación de interés se llama *saturación crítica* y está asociada con cada fluido del yacimiento. La definición y la importancia de la saturación crítica para cada fase se describe a continuación.

2.2.2.1. Saturación crítica de petróleo, S_{oc}

Para que la fase de petróleo fluya, la saturación del mismo debe exceder un cierto valor, que se denomina saturación crítica de petróleo. En esta saturación particular, el petróleo permanece en los poros y, a todos los efectos prácticos, no fluirá.

2.2.2.2. Saturación residual de petróleo al agua, S_{orw}

Durante el proceso de desplazamiento del sistema de petróleo crudo de los medios porosos por inyección de agua o gas (o invasión), quedará algo de petróleo restante que se caracteriza cuantitativamente por un valor de saturación que es mayor que la *saturación crítica de petróleo*. Este valor de saturación se denomina *saturación residual de petróleo al agua* S_{orw} . El término saturación residual generalmente se asocia con la fase no humectante cuando está siendo desplazado por una fase humectante.

2.2.2.3. *Saturación de petróleo móvil, S_{om}*

La saturación de petróleo móvil S_{om} es otra saturación de interés y se define como la fracción del volumen de poro ocupado por el petróleo móvil como se expresa en la siguiente ecuación:

$$S_{om} = 1 - S_{wc} - S_{oc}$$

2.2.2.4. *Saturación crítica de gas, S_{gc}*

A medida que la presión del yacimiento disminuye por debajo de la presión del punto de burbuja, el gas evoluciona desde la fase de petróleo y, en consecuencia, la saturación del gas aumenta a medida que disminuye la presión del yacimiento. La fase gaseosa permanece inmóvil hasta que su saturación excede una cierta saturación, llamada *saturación gaseosa crítica*, por encima de la cual el gas comienza a moverse.

2.2.2.5. *Saturación crítica de agua, S_{wc}*

La saturación de agua crítica, la saturación de agua connata y la saturación de agua irreducible se usan de manera intercambiable para definir la máxima saturación de agua en la que la fase de agua permanecerá inmóvil.

2.2.3. **Mojabilidad**

La mojabilidad o también llamada humectabilidad se define como la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse a una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. El concepto de humectabilidad se ilustra en la Figura 6. Se colocan pequeñas gotas de tres líquidos (mercurio, petróleo y agua) en una placa de vidrio limpia. Las tres gotas se observan desde un lado como se ilustra dicha figura. Por otro lado, también se aprecia que el mercurio conserva una forma esférica, la gota de petróleo desarrolla una forma aproximadamente hemisférica, pero el agua tiende a extenderse sobre la superficie del vidrio.

La tendencia de un líquido a extenderse sobre la superficie de un sólido es una indicación de las características de *humectación* del líquido para el sólido. Esta tendencia de propagación se puede expresar más convenientemente midiendo el ángulo de contacto en la superficie *líquido-sólida*. Este ángulo, que siempre se mide a través del líquido hasta el sólido, se llama ángulo de contacto θ .

El ángulo de contacto θ ha alcanzado importancia como medida de humectabilidad. Como se muestra en la Figura 6, a medida que disminuye el ángulo de contacto, aumentan las características húmedas del líquido. La humectabilidad completa se evidenciaría con un ángulo de contacto cero, y la no humectación completa se evidenciaría con un ángulo de contacto de 180° .

La humectabilidad de las rocas del yacimiento a los fluidos es importante porque la distribución de los fluidos en los medios porosos es una función de la humectabilidad. Debido a las fuerzas de atracción, la fase de humectación tiende a ocupar los poros más pequeños de la roca y la fase no humectante ocupa los canales más abiertos.

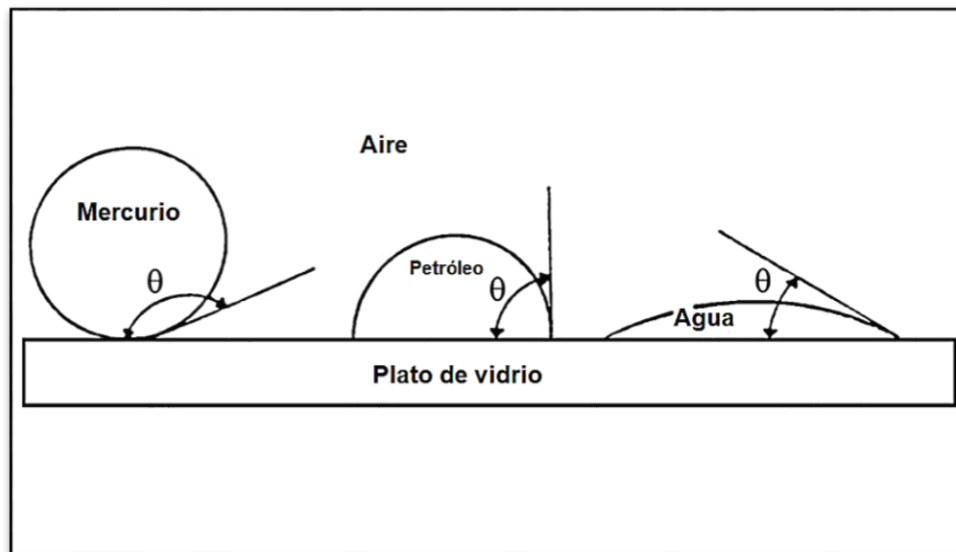


Figura 6. Ilustración de Mojabilidad.
(Adaptado de Ahmed, 2019)

2.2.4. Tensión Superficial e Interfacial

Al tratar con sistemas multifásicos, es necesario considerar el efecto de las fuerzas en la interfaz cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto. Si estos dos fluidos son líquidos y gaseosos, el término *tensión superficial* se usa para describir las fuerzas que actúan sobre la interfaz. Mientras que, si la interfaz está entre dos líquidos, las fuerzas actuantes se denominan *tensión interfacial*.

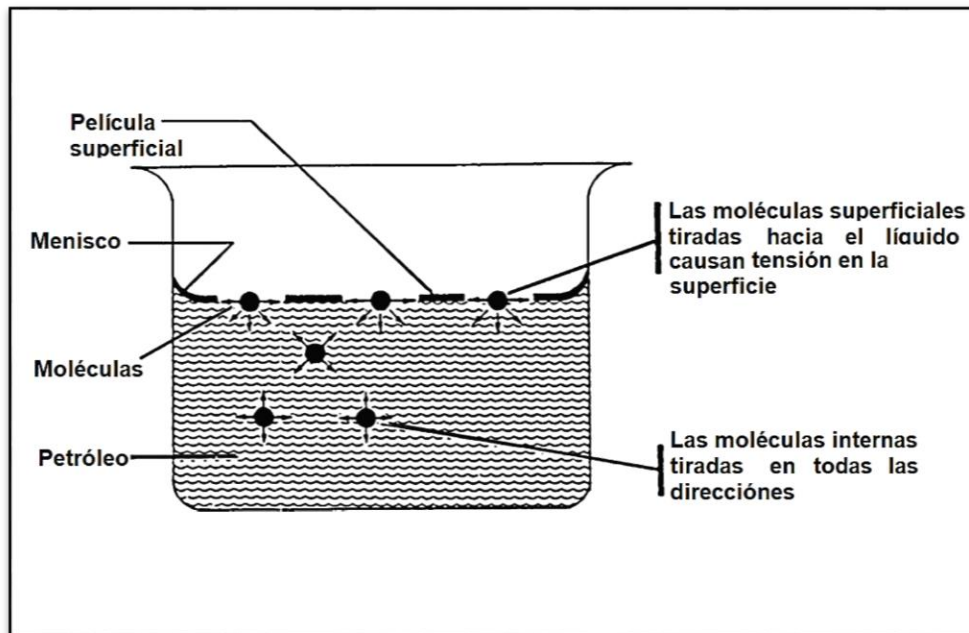
Las superficies de los líquidos generalmente se cubren con lo que actúa como una película delgada. Aunque esta película aparente posee poca resistencia, actúa como una membrana

delgada y resiste la rotura. Se cree que esto es causado por la atracción entre moléculas dentro de un sistema dado. Todas las moléculas se atraen entre sí en proporción al producto de sus masas e inversamente como los cuadrados de la distancia entre ellas.

Considere los dos fluidos inmiscibles, aire (o gas) y agua (o petróleo) como se muestra esquemáticamente en la Figura 7. Una molécula líquida, que está alejada de la interfaz, está rodeada por otras moléculas líquidas, lo que tiene una fuerza de atracción neta resultante sobre la molécula de cero. Sin embargo, una molécula en la interfaz tiene una fuerza que actúa sobre ella desde las moléculas de aire (gas) que se encuentran inmediatamente sobre la interfaz y desde las moléculas líquidas que se encuentran debajo de la interfaz.

Las fuerzas resultantes están desequilibradas y dan lugar a tensión superficial. La fuerza de atracción desequilibrada entre las moléculas crea una superficie similar a una membrana con una tensión medible, es decir, tensión superficial. De hecho, si se coloca con cuidado, una aguja flotará en la superficie del líquido, sostenida por la membrana delgada a pesar de que es considerablemente más densa que el líquido.

La tensión superficial o interfacial tiene las unidades de fuerza por unidad de longitud, por ejemplo, dinas / cm, y generalmente se denota con el símbolo σ .



*Figura 7. Ilustración de tensión superficial.
(Adaptado de Ahmed, 2019)*

Si se coloca un tubo capilar de vidrio en un gran recipiente abierto que contiene agua, la combinación de la tensión superficial y la humectabilidad del tubo al agua hará que el agua se eleve en el tubo por encima del nivel del agua en el recipiente fuera del tubo como se muestra en la Figura 8

El agua se elevará en el tubo hasta que la fuerza total que actúa para jalar el líquido hacia arriba se equilibre con el peso de la columna de líquido que se apoya en el tubo. Suponiendo que el radio del tubo capilar es r , la fuerza ascendente total F_{up} , que mantiene el líquido hacia arriba, es igual a la fuerza por unidad de longitud de superficie por la longitud total de superficie, o (Ahmed, 2019)

$$F_{up} = (2\pi r)(\sigma_{gw})(\cos \theta)$$

Dónde

σ_{gw} tensión superficial entre aire (gas) y agua (petróleo), dinas / cm

θ Angulo de contacto

r radio, cm

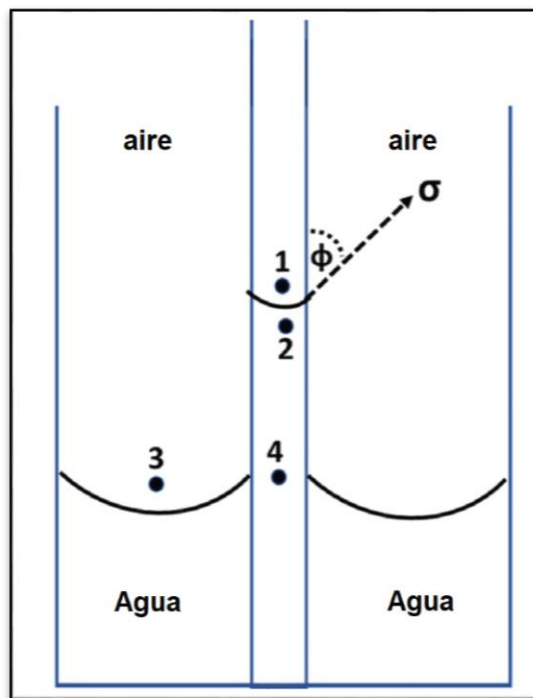
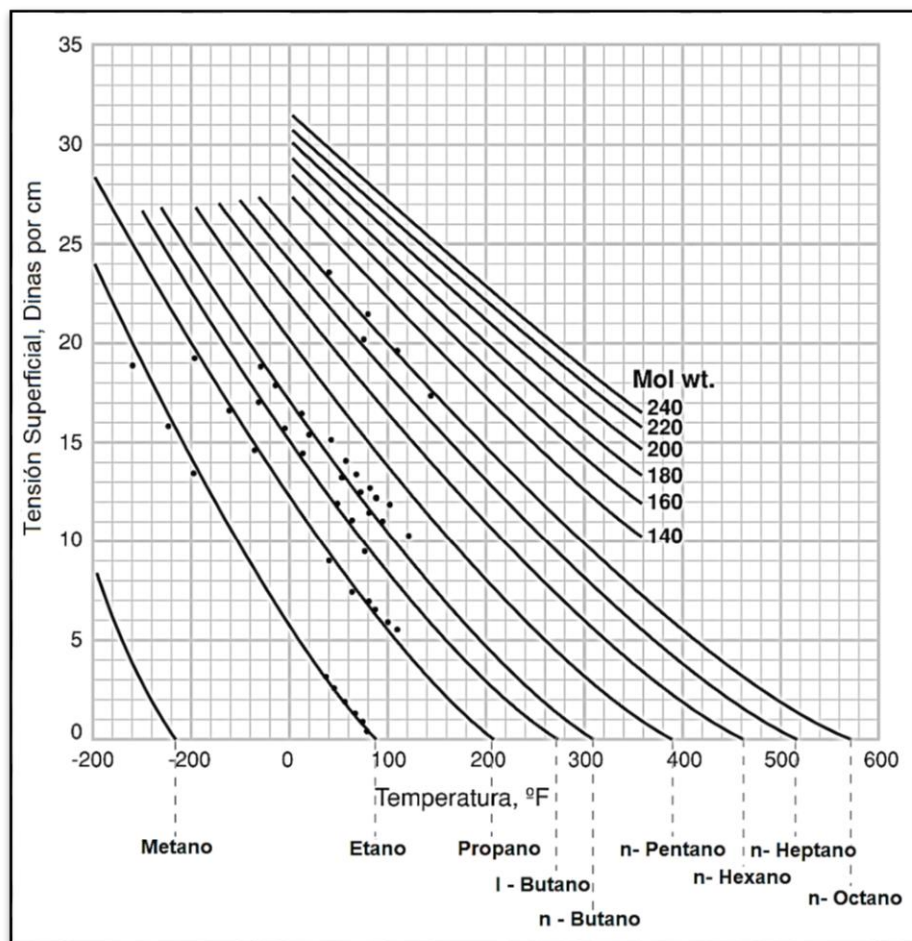


Figura 8. Ilustración de tensión superficial.
(Adaptado de Ahmed, 2019)

En los últimos años la tensión interfacial (IFT) se ha convertido en una propiedad física importante en el contexto de la recuperación de hidrocarburos retenidos en los yacimientos, en particular para los condensados de gas.

IFT surge del desequilibrio de las fuerzas moleculares en la interfaz entre dos fases. Durante muchos años se ha descuidado, pero más recientemente se ha dado cuenta de que en los procesos de inyección de gas y condensación; la magnitud de las diversas fuerzas, las fuerzas superficiales, gravitacionales y viscosas pueden tener un impacto significativo en la movilidad de las diversas fases. A continuación, se mencionan brevemente algunas de las técnicas que se utilizan actualmente en la predicción de IFT para fluidos de yacimientos.

La tensión interfacial disminuye a medida que aumenta la temperatura y la presión, como se muestra para el efecto de la temperatura para los componentes puros en la figura 9.



*Figura 9. Tensiones interfaciales de hidrocarburos
(Adaptado de Heriot-Watt & Todd, 2011)*

Existen varios métodos para predecir IFT y requieren parámetros determinados experimentalmente. El trabajo en compuestos puros ha demostrado que IFT puede estar relacionado con la densidad, la compresibilidad y el calor latente de vaporización. La perspectiva multicomponente de las propiedades del fluido del yacimiento ha hecho uso de las relaciones IFT / densidad.

El Método Parachor (Heriot-Watt & Todd, 2011) ha ganado aceptación donde el IFT entre vapor y líquido está relacionado con la diferencia de densidad de las fases respectivas.

$$\sigma = \left(P_{\sigma} \frac{\rho_L - \rho_g}{M} \right)^4$$

Donde ρ_L y ρ_g son las densidades de las fases líquida y gaseosa respectivamente, y M es el peso molecular. σ es el IFT y P_{σ} es llamado el parachor.

(Katz, 1959 "c.p." Heriot-Watt & Todd, 2011) ha proporcionado los parachors para componentes puros como se muestra en la tabla a continuación y también se presentan en la figura 10 preparada por datos.

Tabla 3. Parachors, P_{σ} , por IFT

Fuente: Adaptada de (Heriot-Watt & Todd, 2011)

COMPONENTE	PARACHOR
<i>Metano</i>	77
<i>Etano</i>	108
<i>Propano</i>	150,3
<i>i-Butano</i>	181,5
<i>n-Butano</i>	189,9
<i>i- Pentano</i>	225
<i>n- Pentano</i>	231,5
<i>n-Hexano</i>	271
<i>n- Heptano</i>	312,5
<i>n- Octano</i>	351,5
<i>Hidrogeno</i>	34
<i>Nitrógeno</i>	41

Parachors ha demostrado que tiene una relación lineal con el peso molecular de acuerdo con la relación;

$$P_{\sigma} = 21,99 + 2,892M$$

y también a las propiedades críticas.

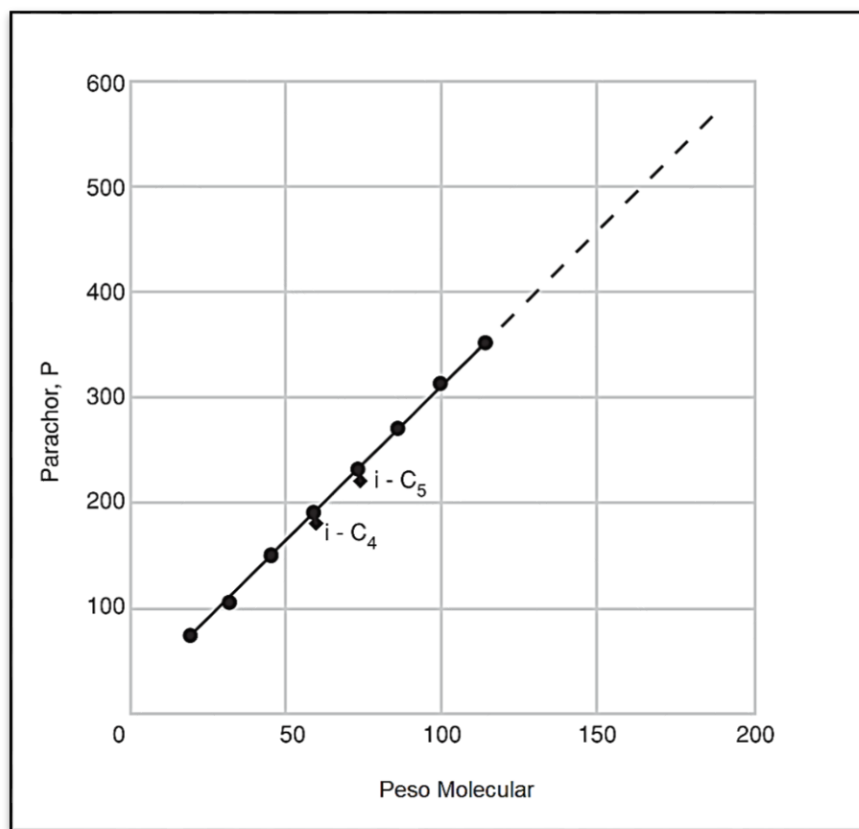


Figura 10. Parachors para calcular la tensión interfacial de hidrocarburos de parafina normales (Adaptado de Heriot-Watt & Todd, 2011)

$$P_{\sigma} = 0,324T_c^{1/4}V_c^{7/8}$$

Donde T_c es la temperatura crítica en kelvin y V_c el volumen crítico es en cm^3/gmol .

Para aplicar el enfoque de parachors a las mezclas, se puede utilizar el enfoque de promedio molar de (Weinaug & Katz, 1943 "c.p." Heriot-Watt & Todd, 2011).

$$\sigma = \left[\sum_j P_{\sigma} \left(x_j \frac{\rho_L}{M_L} \right) - y_j \frac{\rho_g}{M_g} \right]^4$$

x_j y y_j son las fracciones moles de los componentes en el líquido y fases del gas.

(Firoozabadi, 1988 "c.p." Heriot-Watt & Todd, 2011) ha proporcionado parachors para poder realizar cálculos para componentes pesados utilizando la siguiente ecuación:

$$P_s = -11,4 + 3,23M + 0,0022M^2$$

Donde M es el peso molecular de los componentes pesados. Figura 8.

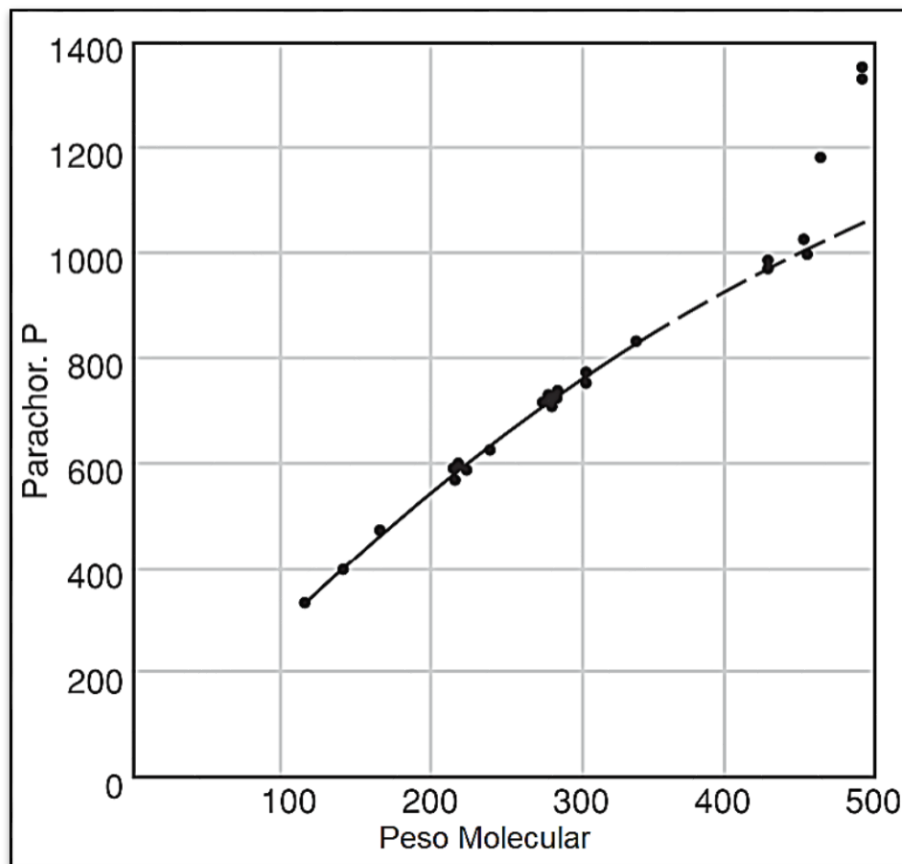


Figura 11. Parachors de fracciones pesadas para calcular la tensión interfacial de los líquidos del yacimiento. (Adaptado de Heriot-Watt & Todd, 2011)

2.2.5. Presión Capilar

Las fuerzas capilares en un yacimiento de petróleo son el resultado del efecto combinado de la superficie y las tensiones interfaciales de la roca y los fluidos, el tamaño de los poros y

la geometría, y las características de humectación del sistema. Cualquier superficie curva entre dos fluidos inmiscibles tiene la tendencia a contraerse en el área más pequeña posible por unidad de volumen. Esto es cierto si los fluidos son petróleo y agua, agua y gas (incluso aire) o petróleo y gas. Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, existe una discontinuidad en la presión entre los dos fluidos, que depende de la curvatura de la interfaz que separa los fluidos. Llamamos a esta diferencia de presión, *la presión capilar* y es referida por p_c .

El desplazamiento de un fluido por otro en los poros de un medio poroso es ayudado u opuesto por las fuerzas superficiales de la presión capilar. Como consecuencia, para mantener un medio poroso parcialmente saturado con fluido no humectante y mientras el medio también está expuesto al fluido humectante, es necesario mantener la presión del fluido no humectante a un valor mayor que el fluido humectante.

Denotando la presión en el líquido humectante por p_w y que en el líquido no humectante por p_{nw} , la presión capilar se puede expresar como:

$$p_c = p_{nw} - p_w$$

Datos

p_c Presión capilar

p_{nw} Presión de la fase no humectante

p_w Presión de la fase de humectación

Es decir, el exceso de presión en el fluido no humectante es la presión capilar, y esta cantidad es función de la saturación. Esta es la ecuación que define la presión capilar en un medio poroso.

Hay tres tipos de presión capilar:

- Presión capilar agua-petróleo (denotada como P_{cwo})
- Presión capilar de gasóleo (denotada como P_{cgo})
- Presión capilar gas-agua (denotada como P_{cgw})

Aplicando la definición matemática de la presión capilar expresada por la ecuación anterior, los tres tipos de presión capilar se pueden escribir como:

$$P_{cwo} = p_o - p_w$$

$$P_{cgo} = p_g - p_o$$

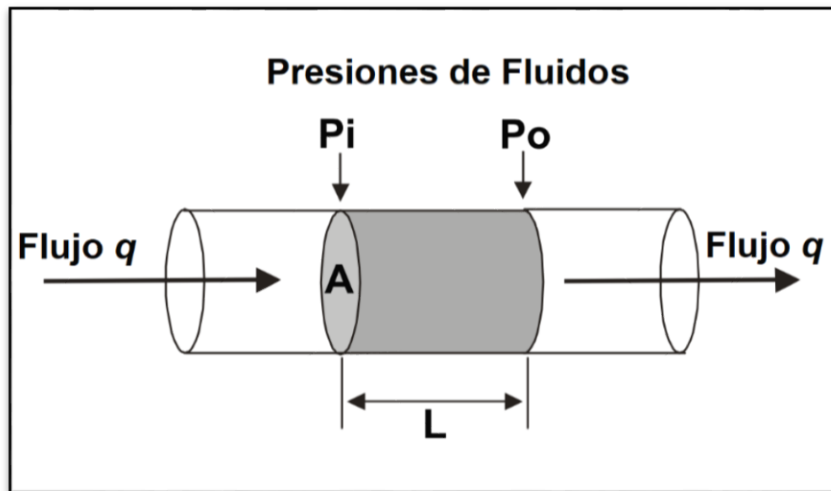
$$P_{cgw} = p_g - p_w$$

Donde P_g , P_o , P_w representan la presión de gas, petróleo y agua, respectivamente. Si las tres fases son continuas, entonces:

$$P_{cgw} = P_{cgo} - P_{cwo}$$

2.2.6. Permeabilidad

La permeabilidad es una propiedad del medio poroso que mide la habilidad y capacidad de la formación para transmitir fluidos. La permeabilidad, k , es una propiedad de roca muy importante porque controla el movimiento direccional y la velocidad de flujo de los fluidos del yacimiento en la formación. Esta caracterización de la roca fue definida matemáticamente por primera vez por Henry Darcy en 1856.



*Figura 12. Definición de permeabilidad.
(Adaptado de Glover, 2014)*

De hecho, la ecuación que define la permeabilidad en términos de cantidades medibles se llama *Ley de Darcy*.

$$v = - \frac{k dp}{\mu dL}$$

Donde

v Velocidad aparente de flujo de fluido, cm / seg

k Proporcionalidad constante, o permeabilidad, *Darcy's*

μ Viscosidad del fluido que fluye, cp

dp/dL Caída de presión por unidad de longitud, atm / cm

La velocidad, v , en la ecuación anterior no es la velocidad real del fluido que fluye, sino que es la velocidad aparente, determinada, dividiendo la tasa de flujo por el área transversal a través de la cual fluye el fluido. Sustituyendo la relación, q / A , en lugar de v y resolviendo para q resulta en:

$$q = - \frac{kA dp}{\mu dL}$$

Donde

q tasa de flujo a través del medio poroso, cm^3 / seg

A área transversal a través de la cual ocurre el flujo, cm^2

Con un caudal de un centímetro cúbico por segundo a través de un área de sección transversal de un centímetro cuadrado, con un fluido de una viscosidad de un centipoise y un gradiente de presión a una atmósfera por centímetro de longitud, es obvio que k es la unidad. Para las unidades descritas anteriormente, a k se le ha asignado arbitrariamente una unidad llamada Darcy en honor del hombre responsable del desarrollo de la teoría del flujo a través de medios porosos. Por lo tanto, cuando todas las otras partes de la ecuación anterior tienen valores de unidad, k tiene el valor de un Darcy.

Un Darcy es una permeabilidad relativamente alta ya que las permeabilidades de la mayoría de las rocas de los yacimientos son menores que un Darcy. Para evitar el uso de fracciones al describir permeabilidades, se utiliza el término *milidarcy*. 1 Darcy = 1000 md. (Ahmed, 2019)

2.2.6.1. Controles Sobre la Permeabilidad y el Rango de Valores de Permeabilidad en la Naturaleza

Intuitivamente, está claro que la permeabilidad dependerá de la porosidad; cuanto mayor es la porosidad, mayor es la permeabilidad. Sin embargo, la permeabilidad también depende

de la conectividad de los espacios porosos, a fin de que sea posible una vía para el flujo de fluido. La conectividad de los poros depende de muchos factores, incluidos el tamaño y la forma de los granos, la distribución del tamaño de los granos y otros factores, como el funcionamiento de las fuerzas capilares que dependen de las propiedades humectantes de la roca.(Glover, 2014)

A pesar de eso podemos hacer algunas generalizaciones si todos los demás factores se mantienen constantes:

- Cuanto mayor es la porosidad, mayor es la permeabilidad.
- Cuanto más pequeños son los granos, más pequeños son los poros y la garganta de poros, menor será permeabilidad.
- Cuanto más pequeño es el tamaño del grano, mayor es el área de superficie expuesta al fluido que fluye, lo que conduce a una mayor fricción entre el fluido y la roca y, por lo tanto, menor permeabilidad.

La permeabilidad de las rocas varía enormemente, desde 1 nanodarcy, nD ($1 \times 10^{-9}D$) a 1 microdarcy, μD ($1 \times 10^{-6}D$) para granitos, lutitas y arcillas que forman rocas de capa o compartimentan un yacimiento, hasta varias especies de rocas de yacimiento extremadamente buenas.

En general, se aplica un límite de 1 mD a las rocas del yacimiento, debajo del cual, la roca no se considera como una roca almacén a menos que se apliquen circunstancias inusuales (por ejemplo, es un yacimiento fracturado). Las permeabilidades para las rocas almacén se pueden clasificar como en la Tabla 4.

Tabla 4. Clasificación de permeabilidad del yacimiento.

Fuente: Adaptada de (Glover, 2014)

VALOR DE PERMEABILIDAD (MD)	CLASIFICACIÓN
<10	Justa
10 - 100	Alto
100 - 1000	Muy alto
> 1000	Excepcional

2.2.6.2. Permeabilidad Relativa

Como se indicó anteriormente, la permeabilidad depende de muchos factores. Quizás no sea sorprendente, uno de esos factores es el grado en que el espacio de poros disponible está saturado con el fluido que fluye. El espacio poroso puede no estar completamente saturado con un fluido, pero puede contener dos o más. Por ejemplo, puede haber, y generalmente hay, tanto petróleo como agua en los poros. Lo que, es más, ambos pueden estar fluyendo a diferentes tasas al mismo tiempo. Claramente, las permeabilidades individuales de cada uno de los fluidos serán diferentes entre sí y no serán las mismas que la permeabilidad de la roca con un solo fluido presente. Estas permeabilidades dependen de las propiedades de la roca, pero también de las saturaciones, distribuciones y propiedades de cada uno de los fluidos.

Si la roca contiene un fluido, la permeabilidad de la roca es máxima, y este valor se llama *permeabilidad absoluta*.

Si hay dos fluidos presentes, las permeabilidades de cada fluido dependen de la saturación de cada fluido, y se pueden representar gráficamente contra la saturación del fluido, como en la figura 13. Estos se llaman *permeabilidades efectivas*. Ambas permeabilidades efectivas son siempre menores que la permeabilidad absoluta de la roca y su suma también es siempre menor que la permeabilidad absoluta de la roca. Las permeabilidades efectivas individuales se expresan con mayor frecuencia como una fracción de la permeabilidad absoluta de la roca a cualquiera de los dos fluidos cuando están presentes al 100% de saturación, y se denominan *permeabilidades relativas*.

Por lo tanto, si el 100% de agua ocupa la roca, la permeabilidad absoluta al agua es k_{aw} , y lo mismo se aplica al 100% de saturación con petróleo (k_{ao}) y gas (k_{ag}).

Si dos, o los tres, de estos fluidos están presentes juntos en la roca en alguna saturación parcial S_w , S_o y S_g , podemos medir sus permeabilidades efectivas, que son k_{ew} , k_{eo} y k_{eg} , que serán menos que sus valores absolutos. Podemos definir y calcular los valores de permeabilidad relativa expresando las permeabilidades efectivas como una fracción de alguna permeabilidad de base, que es arbitraria pero generalmente la permeabilidad absoluta de uno de los fluidos presentes. Por ejemplo, si tomamos k_{ao} como la permeabilidad base, las permeabilidades relativas son:

$$k_{rw} = k_{ew}/k_{ao}$$

$$k_{rg} = k_{eg}/k_{ao}$$

$$k_{ro} = k_{eo}/k_{ao}$$

Tenga en cuenta que el valor preciso de las permeabilidades relativas depende de la permeabilidad base con la que se calculan, y esto siempre debe citarse cada vez que se utilicen permeabilidades relativas.

Con referencia a la figura 13 se puede ver que la permeabilidad efectiva y, de ahí, la relativa de un fluido dado disminuye a medida que disminuye la saturación de ese fluido, y que hay un valor umbral de saturación de cualquier fluido dado que necesita estar presente antes de eso el fluido se moverá. Este último punto es, por un lado, *intuitivo*, ya que uno esperaría la necesidad de que haya suficiente fluido antes de que una vía conectada y fluida pueda surgir, y por otro lado *crítico*, porque implica que los fluidos quedan atrapados. (inamovible) en una roca cuando todavía están presentes en cantidades significativas.

En la figura, el petróleo está inmóvil hasta que su saturación sea aproximadamente del 20%, lo que indica que no podemos producir en zonas que contengan menos del 20% de petróleo, y que no podremos producir el último 20% de petróleo en zonas que inicialmente tienen mayores saturaciones de petróleo. Esto se conoce como la saturación de petróleo residual, S_{or} .

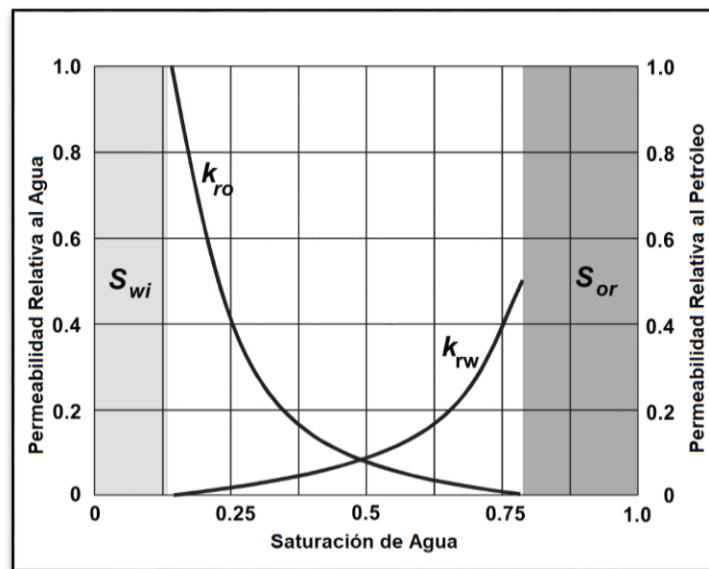


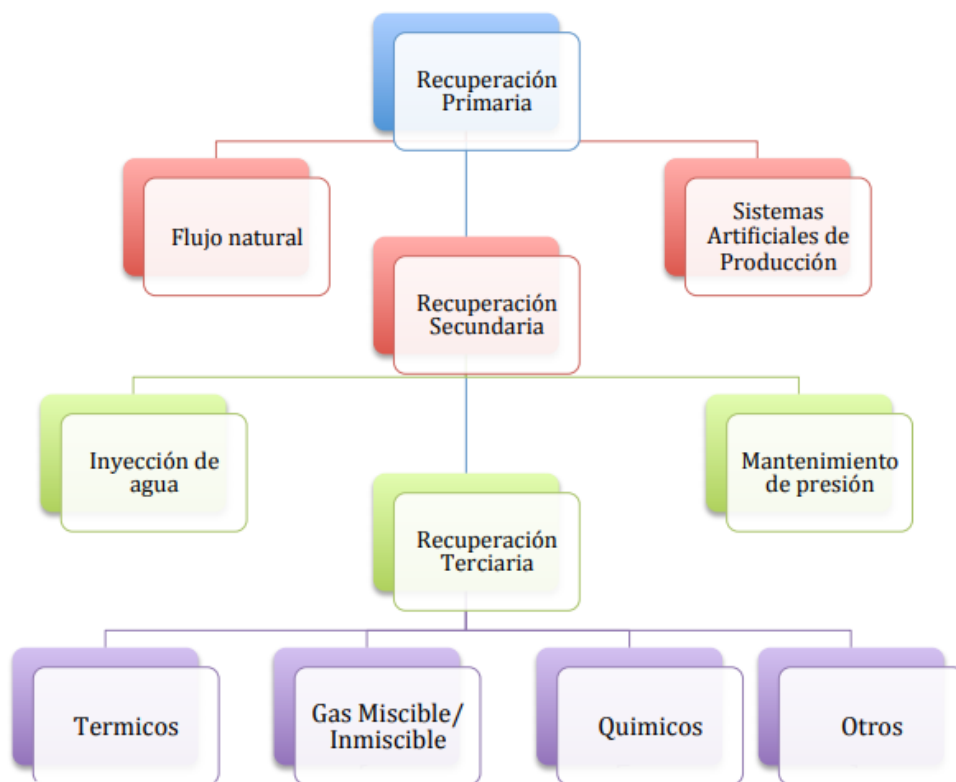
Figura 13. Curvas de permeabilidad relativa para un sistema de petróleo / agua que está mojado por agua. (Adaptado de Glover, 2014)

CAPÍTULO III

RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEOS

3.1. INTRODUCCIÓN A LA RECUPERACIÓN MEJORADA

Los mecanismos de recuperación primaria y secundaria conforman el 85% de la producción mundial con un factor de recobro del 35%, sin embargo, al considerarla baja se ha implementado nuevos métodos como los de recuperación mejorada más conocidos como EOR ((Enhanced Oil Recovery), que involucra en su mayoría inyección de fluidos dentro del yacimiento.



*Diagrama 2. Clasificación de las etapas de explotación de un yacimiento.
Adaptada de Integrated petroleum reservoir, Setter & Thakur (Granados, 2015)*

No obstante, las operaciones de recuperación de petróleo de un yacimiento siguen distintas etapas, cada una contiene sus propios mecanismos para la extracción de petróleo ya sea natural o artificial; encabezando con la primaria, donde el petróleo es producido por la

energía natural del yacimiento, continuando con la secundaria que es más conocida como inyección de agua utilizada después de la declinación de la primaria, aunque también se realiza la inyección de gas, cuyo objetivo es aumentar la energía natural para desplazar el petróleo, y finalmente la recuperación mejorada utilizada cuando el anterior mecanismo deja de ser útil, no obstante, existen yacimientos que contienen crudos que simplemente no pueden producir de forma natural o por un mecanismo secundario por lo que emplean directamente un método de recuperación mejorada, es decir depende del tipo de crudo, la aplicación de cada mecanismo.

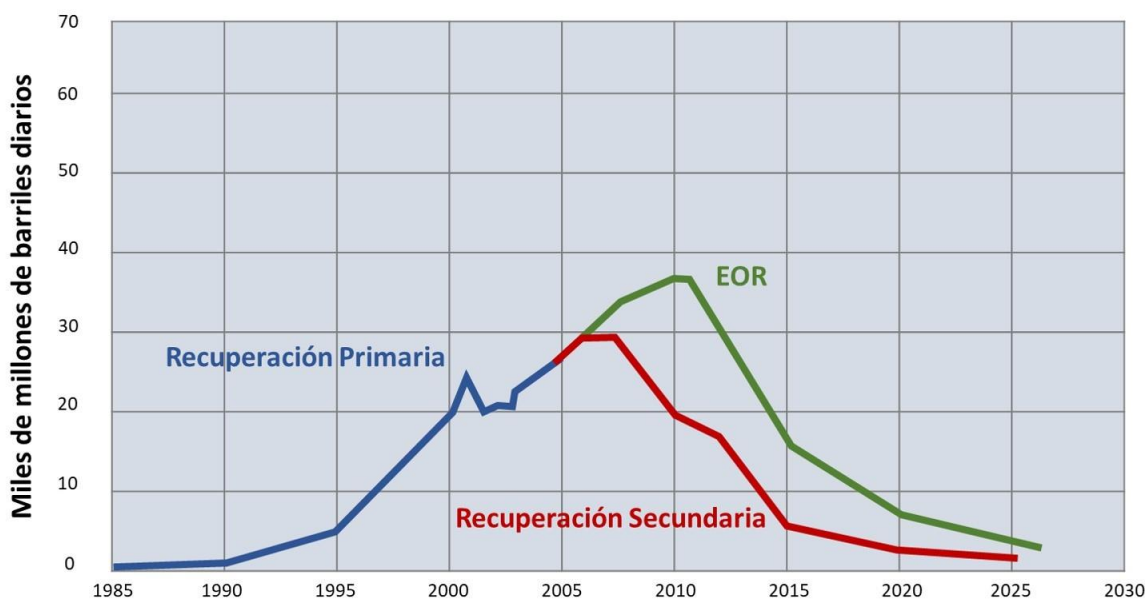


Figura 14. Producción mundial de petróleo (CNH)
(Alcántara, 2019)

La recuperación mejorada es la última etapa que se realiza en el proceso de recobro de petróleo, siendo una aplicación y optimización de técnicas avanzadas en el que se trata de recuperar la mayor cantidad de petróleo in situ (POES) sin afectar las propiedades de la roca, introduciendo condiciones o fluidos que no se encuentran en el yacimiento y logrando controlar los fenómenos causantes del entrapamiento del crudo, la humectabilidad, viscosidad de los fluidos y la tensión interfacial (IFT) que existe entre el petróleo y el agua; debido que el yacimiento puede contener aun el 60 - 80% de POES después de la aplicación de anteriores métodos de recuperación, evitando así el abandono del pozo y pérdidas económicas.

El factor de recuperación se puede obtener por diferentes métodos ya sea matemáticos, gráficos o por simulaciones numéricas, este está en un rango de 8 a 15%, dependiendo de las características de los fluidos desplazantes y desplazados.

Este se puede definir como la cantidad de hidrocarburos que se puede recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, la cual es expresada en porcentaje y se encuentra en función del mecanismo de desplazamiento aplicado.

Además, depende de muchas variables entre ellas tenemos:

- Heterogeneidad de la roca
- Propiedades físicas-químicas de los fluidos
- Anisotropía de las propiedades de las rocas
- Tipo de empuje
- Proceso de explotación
- Ritmo de extracción
- Numero de pozos y su ubicación

Estas dependen de la certidumbre de ocurrencia, facilidades de producción y métodos de recuperación.

La elección del método o es arbitraria, esta depende de los siguientes factores:

- a. Características del yacimiento
- b. Características del petróleo
- c. Espesor saturado de petróleo
- d. Saturación de agua
- e. Profundidad del yacimiento
- f. Presión del yacimiento

El factor de recobro de petróleo está dado por:

$$F_R = \frac{N_p}{N}$$

Donde:

N_p es el petróleo producido

N es el petróleo origina en sitio (POES)

El Petróleo original in situ es la cantidad acumulada inicial de petróleo que se encuentra en la roca reservorio. Este cálculo se puede obtener por medio de una Simulación Matemática o el Método volumétrico, el cual se lo realiza con ayuda de mapas isópacos y los resultados de estudios petrofísicos promedios del yacimiento; este es expresado por:

$$POES = \frac{7758 * A * h * \emptyset * (1 - S_w)}{B_{oi}}$$

Donde:

7758 factor de conversión de acres-ft a Bbls

A: área del yacimiento en acres-ft

h: espesor de la formación que contiene el yacimiento, ft

\emptyset : porosidad, decimal

S_w: saturación de agua, decimal

B_{oi}: factor del volumen de formación (factor adimensional)

La recuperación mejorada se clasifica en dos grupos de métodos:

Métodos Térmicos

Se basa en la inyección de agua caliente o vapor en forma continua o alterna y la combustión in situ, con el propósito de introducir calor dentro del yacimiento y aumentar la temperatura y su movilidad, disminuyendo la viscosidad del crudo. Otras tecnologías incluyen calefacción electromagnética y radiación de microondas.

Métodos No - térmicos

Procesos que involucran la inyección de sustancias especiales para modificar las propiedades de los fluidos del yacimiento, mejorando la eficiencia de barrido del petróleo hacia los pozos productores y la razón de movilidad.

Por lo tanto, los sistemas químicos pueden ser aplicados a crudos pesados y extrapesados debido a la información analizada en proyectos de crudos livianos, sin embargo, este varia

en el aspecto económico con respecto a la cantidad y concentración del químico para el aumento del factor de recobro.

Químicos, se realiza mediante inyección de polímeros, surfactantes, bases (soluciones causticas) y mezclas químicas (ASP, SP), reduciendo las fuerzas capilares e interfaciales entre el agua y petróleo, aumentando la eficiencia de desplazamiento volumétrico del agua de inyección, mejorando la relación de movilidad.

Otros, inyección microbiana.

La recuperación terciaria es un mecanismo avanzado que sigue o no un proceso cronológico debido a que no están restringidos como una recuperación secundaria, ésta puede ser realizado sin la intervención de una recuperación primaria y secundaria, por ser un acoplamiento de sucesos mecánicos que pueden ser iniciales o después de una recuperación secundaria para alargar la vida productiva de un yacimiento de petróleo de otro poco rentable y depletado.

Un buen ejemplo de esto, es un yacimiento de crudo pesado o extrapesado que no pueden ser producidos por ningún método primario ni secundario y solo se obtuvo petróleo a través de la inyección de vapor, un método de recuperación mejorada.

La aplicación de esta técnica se encuentra relacionada con el precio internacional del crudo, ya que esto representa una inversión adicional en la extracción del crudo. Por cada una de estas razones, la recuperación mejorada mediante inyección de químicos es atractiva puesto que mejora la eficiencia de barrido y aumenta el factor de recobro de petróleo.

No obstante, no todos los yacimientos son susceptibles a EOR, estas deben ser seleccionadas mediante prácticas efectivas para identificar los mejores candidatos, mediante proyecciones de suposiciones de flujos efectivos para evaluar la rentabilidad.

3.1.1. Principios de la Recuperación Mejorada de Petróleo

Un método de recuperación mejorada de petróleo tiene como propósito cumplir uno o más de los siguientes objetivos:

3.1.1.1. Mejorar la Relación de Movilidad

Definida como la relación entre la movilidad del fluido desplazante y la movilidad del fluido desplazado, como se muestra en la siguiente ecuación:

$$M = \frac{\lambda_{desplazante}}{\lambda_{desplazado}}$$

En caso de que el fluido desplazante es agua y el desplazado petróleo, la ecuación se representa de la siguiente manera:

$$M = \frac{\lambda_w(\text{mov. del agua})}{\lambda_o(\text{mov del petróleo})} = \frac{k_w/u_w}{k_o/u_o}$$

$$M = \frac{k_w * u_o}{k_o * u_w}$$

Donde:

$k_{w,o}$ Permeabilidad efectiva del fluido

u viscosidad

Sin embargo, hay que tener en cuenta que si $M < 1$, significa que el crudo se mueve más fácilmente que el agua, lo que se considera favorable, pero si $M = 1$ representa que ambos fluidos tienen igual movilidad.

Asimismo, si $M > 1$, significa que el fluido desplazante ya sea agua, se moverá más fácilmente que el fluido desplazado. Por lo tanto, para el desplazamiento efectivo del fluido es importante conocer la relación de movilidad, la cual puede hacerse más pequeña por una de las siguientes maneras:

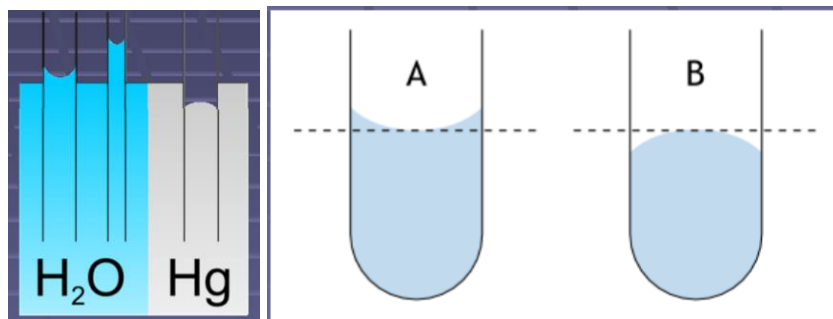
- Reducción de la viscosidad del fluido desplazado
- Aumento de la viscosidad del fluido desplazante
- Aumento de la permeabilidad efectiva de petróleo
- Disminución de la permeabilidad efectiva para el fluido desplazante

3.1.1.2. Incrementar el Número Capilar

La capilaridad es una cualidad que posee una sustancia de absorber a otra. Cuando un líquido entra en contacto con una superficie, aparecen fuerzas intermoleculares o de atracción

entre las moléculas de la superficie y del líquido, esta fuerza de adhesión es la que da origen a la capilaridad.

Si el efecto de la atracción de la superficie al líquido es mayor que la fuerza de atracción entre las moléculas del líquido, este asciende por la superficie de contacto. Cuando esto sucede con las paredes interiores de un tubo de diámetro pequeño o capilar, el líquido puede llegar a subir varios centímetros. En este caso decimos que el líquido moja la superficie. Este en caso de mercurio y el vidrio la tensión superficial le gana a la adhesión, este por ende no moja la superficie del vidrio como se observa en el caso B. (<http://mmc2.geofisica.unam.mx>, 2015)



*Figura 15. Capilaridad Agua y Mercurio
(<http://mmc2.geofisica.unam.mx>, 2015)*

El Número Capilar (N_c) se define como la relación adimensional entre las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares y se representa por la siguiente ecuación:

$$N_c = \frac{uv}{\gamma} = \frac{k\Delta p}{\gamma L}$$

Donde:

v velocidad de poro

γ tensión interfacial entre los fluidos desplazados y los desplazantes (H₂O – Oil)

k permeabilidad efectiva al fluido desplazado

$\Delta p/\gamma$ gradiente de presión a través de la distancia L .

Hay que tener en cuenta que se puede aumentar el número capilar, y por lo tanto la saturación de petróleo residual disminuye, ya sea reduciendo la viscosidad del petróleo, aumentando el gradiente de presión o simplemente disminuyendo la tensión interfacial (IFT).

3.1.2. Factores que afectan al Proceso de Recuperación Mejorada de Petróleo

Unos de los principales objetivos de la recuperación mejorada de petróleo es recuperar la mayor cantidad de petróleo remanente en el yacimiento.

En la inyección de químicos la recuperación es afectada por los siguientes factores:

- Volumen poroso a contactarse (Eficiencia Volumétrica)
- Cambio de saturación en el Volumen poroso a contactarse (Eficiencia de Desplazamiento)
- Cambios en la Relación de Movilidad y en la Tensión Interfacial

Estos factores se representan por la siguiente ecuación:

The diagram is enclosed in a rectangular box. At the top, it reads 'Clave: γ (tensión superficial), λ (movilidad)'. Below this, three equations are shown: $E_D = f(\gamma)$ on the left, $E_V = f(\lambda)$ on the right, and $E_A = f(\lambda)$ at the bottom. Dashed arrows point from each of these three equations towards a central equation: $N_P = E_D * E_A * E_V * \frac{S_o(PV)}{B_o}$.

Figura 16. Factores que afectan a la recuperación de petróleo en procesos EOR por inyección de químicos. (Javier, 2013)

3.1.2.1. Eficiencia de Barrido Vertical (E_v)

Debido a la heterogeneidad que presenta un yacimiento, solo una fracción del área vertical de este, es contactada por el fluido desplazante.

Esta se define con la siguiente ecuación:

$$E_v = \frac{\text{área vertical invadida}}{\text{área vertical total invadible}}$$

Los Factores que afecta la eficiencia vertical de barrido son:

- a. Permeabilidad efectiva vertical de la roca (k_e)

- b. Razón de movilidad ($a > \text{razon de movilidad}, < E_v$)
- c. Heterogeneidad del yacimiento
- d. Volumen del fluido inyectado ($a > V_{iny}, > E_v$)
- e. Flujo cruzado entre capas

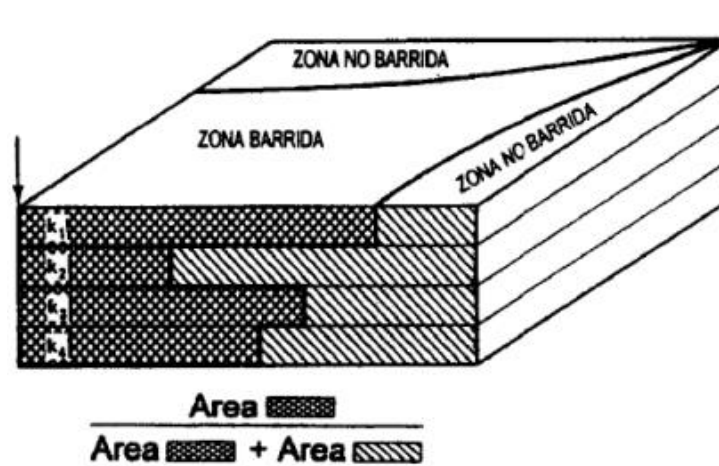


Figura 17. Eficiencia de Barrido Vertical E_v
(Loredo, 2012)

3.1.2.2. Eficiencia de Barrido Areal (E_A)

Es la fracción invadida respecto al área horizontal del yacimiento, esta se relaciona con factores que se dan en la naturaleza, los cuales son incontrolables como: las propiedades de la roca (k_e) y las propiedades del sistema roca – fluido, quienes tienen una influencia directa sobre el volumen de roca invadido por el fluido inyectado, además de la dirección y velocidad del movimiento de los fluidos.

La eficiencia de barrido areal se representa con la siguiente ecuación:

$$E_A = \frac{\text{área horizontal invadida}}{\text{área horizontal total invadible}}$$

Factores de los cuales depende la eficiencia de barrido areal:

- a. Razón de movilidad
- b. Tipo de arreglo geométrico entre pozos productores e inyectores
- c. Heterogeneidad areal
- d. Se encuentra en función del volumen de fluidos inyectados y del tiempo

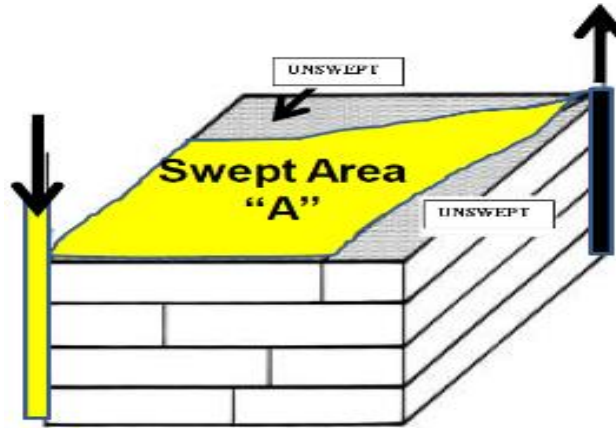


Figura 18. Eficiencia de Barrido Areal E_a .
(Silva, 2013)

3.1.2.3. Eficiencia de Barrido Volumétrico (E_{Vo})

Se conoce como la fracción del volumen total del yacimiento, que es invadido o entra en contacto con el fluido desplazante.

Esta eficiencia se puede definir con las siguientes ecuaciones:

$$E_{Vo} = \frac{\text{volumen invadido}}{\text{volumen total invadible}}$$

$$E_{Vo} = E_A * E_V$$

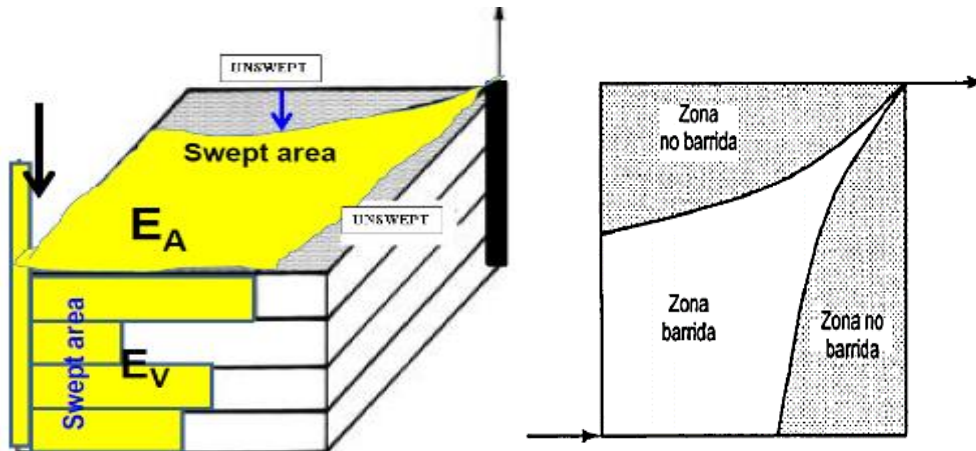


Figura 19. Eficiencia de Barrido Volumétrico.
Adaptada de (Loredo, 2012) & (Silva, 2013)

Asimismo, esta eficiencia es afectada por:

- Barreras estructurales (buzamientos, fallas, fracturas)
- Cambios laterales y verticales en facies (Φ , k , geometría)

3.1.2.4. *Eficiencia Microscópica de Desplazamiento (E_D)*

Es la fracción del volumen de petróleo contactado movilizado, es decir, la fracción de petróleo móvil que ha sido recuperado de la zona barrida a un tiempo dado.

Se representa a través de la siguiente ecuación:

$$E_D = \frac{\text{Volumen de Petróleo Contactado movilizado}}{\text{Volumen de Petróleo Contactado}}$$

También se puede expresar como:

$$E_D = \frac{\bar{S}_w - S_w^2}{1 - S_w^2}$$

Donde:

\bar{S}_w : Saturación de agua promedio durante la inyección

S_w^2 : Saturación de agua inicial

3.1.2.5. *Eficiencia de Recobro (E_r)*

Se define como el producto entre la eficiencia vertical de barrido y la eficiencia de desplazamiento.

Esta eficiencia se representa a través de la siguiente ecuación:

$$E_r = E_V * E_D$$

Como se observa, la eficiencia de barrido y de recobro son los factores principales que afectan la recuperación de petróleo durante el proceso de inyección; sin embargo, estos también son afectados por otros, entre los cuales nombraremos los más importantes:

1. Razón de Movilidad

Este factor influye directamente en la eficiencia de desplazamiento, dentro de la eficiencia microscópica de desplazamiento del petróleo dentro de los poros.

Para que exista un desplazamiento estable debe existir una $M < 1$, con el fin de mejorar la eficiencia de barrido y así aumentar la recuperación de petróleo.

Al igual que la eficiencia de desplazamiento, la eficiencia de barrido areal y la vertical decrecen a medida que crece la razón de movilidad, es decir, si el fluido desplazante fluye

más rápido que el petróleo, el desplazamiento es ineficiente desde el punto de vista macroscópico.

Además, la relación de movilidad es una función de la permeabilidad efectiva, la cual está en función de la saturación del fluido y la viscosidad de los fluidos desplazante y desplazado.

Mientras que, si $M > 1$ el fluido desplazante no formara un frente uniforme a medida que avanza la inyección, tendiendo a canalizarse hacia las áreas con mayor permeabilidad y por ende obtener un recobro sumamente pobre.

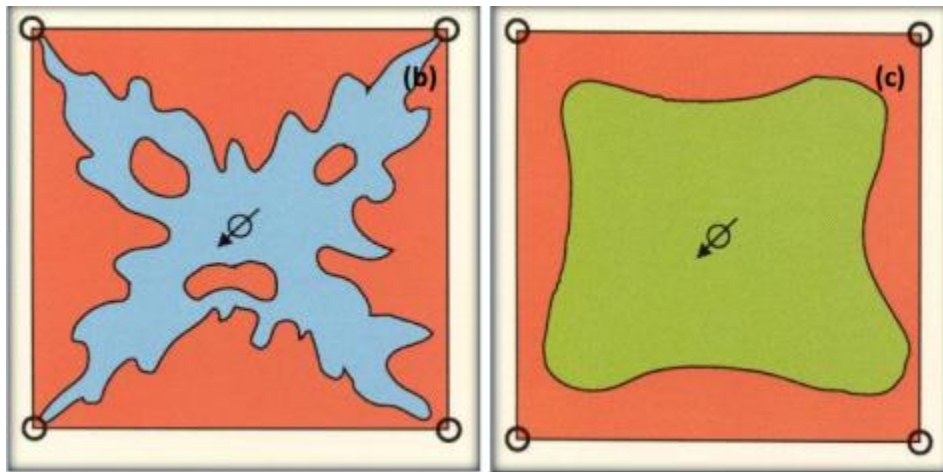


Figura 20. Inyección de agua y la de polímero con Razón de Movilidad ($M > 1$) desfavorable en un arreglo de inyección 5 spot invertido (Javier, 2013)

2. Patrones de Inyección

En yacimientos homogéneos o continuos, se ha demostrado que la inyección de agua es más efectiva, si se mantiene la presión por inyección en la periferia, si ésta falla por falta de continuidad entre la periferia y el centro del yacimiento, por la heterogeneidad y baja permeabilidad, es mejor producir e inyectar por medio de patrones o arreglos de pozos tomando en cuenta las características del yacimiento y de los fluidos que contiene.

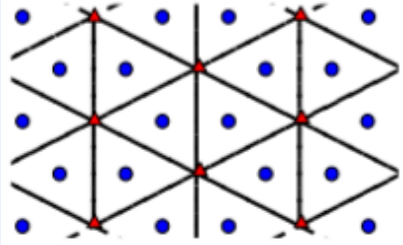
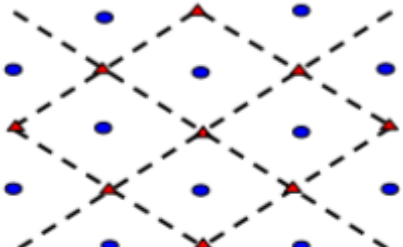
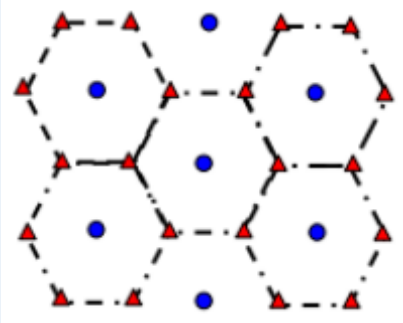
De esta manera, se puede utilizar en un proceso de inyección arreglos de 5, 7 y 9 pozos, en yacimientos con cierto grado de heterogeneidad y poco buzamiento; mientras que en yacimientos inclinados son preferibles los arreglos en línea, para obtener un buen control del frente de barrido.

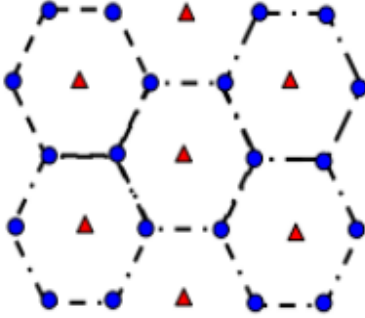
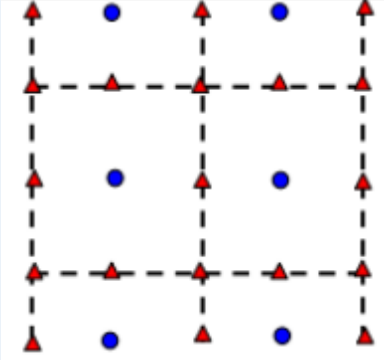
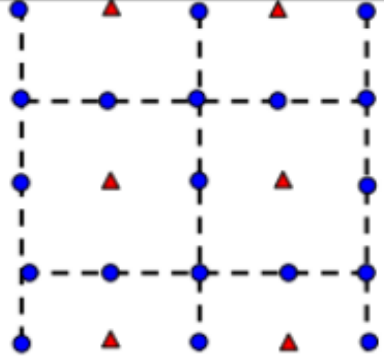
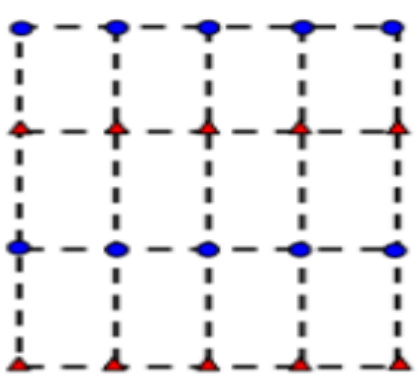
La selección depende de la estructura y límites del yacimiento, permeabilidad, continuidad de las arenas, porosidad y posición de los pozos existentes.

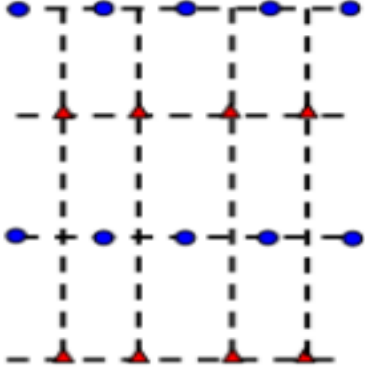
De esta forma, para obtener un barrido uniforme es necesario que los pozos inyector se distribuyan entre los productores, es decir, los pozos productores se convierten en inyectores o en otros casos se pueden perforar pozos inyectores interespaciados que posean una buena distribución uniforme.

Tabla 5. Características de los arreglos de pozos

Elaborado por: Evelyn y Johanna

TIPOS DE ARREGLOS	RELACIÓN ENTRE POZOS PRODUCTORES E INYECTORES	PATRÓN REQUERIDO	▲ POZO INYECTOR ● POZO PRODUCTOR ALINEACIÓN DE LOS POZOS
4 pozos	2	Triángulo equilátero	
5 pozos	1	Cuadrado	
7 pozos	½	Cuadrado	

<p>Invertido de 7 pozos</p>	<p>2</p>	<p>Triángulo equilátero</p>	
<p>9 pozos</p>	<p>1/3</p>	<p>Cuadrado</p>	
<p>Invertido de 9 pozos</p>	<p>3</p>	<p>Cuadrado</p>	
<p>Empuje de Línea Directa</p>	<p>1</p>	<p>Rectángulo</p>	

Empuje de Línea Alterna	1	Modificación del arreglo de empuje de línea directa, desplazando los pozos inyectoros a lo largo	
-------------------------	---	--	---

De igual manera si hablamos de las movilidades de los fluidos desplazante y desplazado, es preferible:

- Un arreglo de 7 pozos normales, si la movilidad del fluido desplazante es menor que la del petróleo.
- Un arreglo de 7 pozos invertidos, si la movilidad del fluido desplazante es mayor que la del petróleo.
- Un arreglo de 5 pozos, si la movilidad del fluido desplazante es igual a la del petróleo.

Sin embargo, los arreglos de 7 pozos son mejor que los de 5 pozos por las siguientes razones:

- Menor número de pozos inyectoros
- Mayor eficiencia de barrido áreal

3. Tasa de inyección

Es importante conocer la miscibilidad entre el fluido inyectado y los fluidos presentes en el yacimiento, debido a que un proceso de inyección es miscible cuando su presión es mayor a la presión mínima de miscibilidad.

La alta tasa de inyección en yacimientos horizontales disminuye el efecto negativo de la segregación gravitacional sobre la eficiencia de barrido vertical, pero puede producir una rápida canalización del fluido desplazante. Mientras que en yacimientos inclinados o naturalmente fracturados es recomendable inyectar tasas bajas por las siguientes razones:

- a. Benefician la imbibición del agua en la matriz y su segregación gravitacional en las fracturas
- b. Benefician la segregación gravitacional y evita el Adedamiento (canalización) del frente de invasión

3.1.3. Fenómenos involucrados en la Recuperación Mejorada de Petróleo

Para comprender el alcance de los diferentes métodos de recuperación es necesario entender la naturaleza de los fenómenos involucrados.

3.1.3.1. Fenómeno a la escala de los poros (Capilaridad)

1. Adsorción

Considerando que el medio poroso contiene solo salmuera (W) y petróleo (O), fases que se distribuyen según las leyes de la hidrostática y de la capilaridad.

La ley fundamental de la capilaridad relaciona la diferencia de presión entre los lados de una interfase (Presión Capilar) con la curvatura:

$$P_c = P_o - P_w = 2\gamma H$$

Donde:

γ :es la tensión interfacial

H : curvatura promedio de la interfase.

La Presión Capilar en procesos de desplazamiento de fluidos inmiscibles en recuperación mejorada, es una diferencia de presión entre las fases, en las cuales se obtienen valores de saturación de agua irreducible de un yacimiento de las curvas de presión capilar.

Mientras que los fenómenos de adsorción son importantes, debido a que las sustancias surfactantes son susceptibles de adsorberse sobre los sólidos presentes, entre ellos: Caliza, sílica y arcillas; además pueden generar intercambios iónicos entre los sólidos y la fase acuosa, modificando su composición.

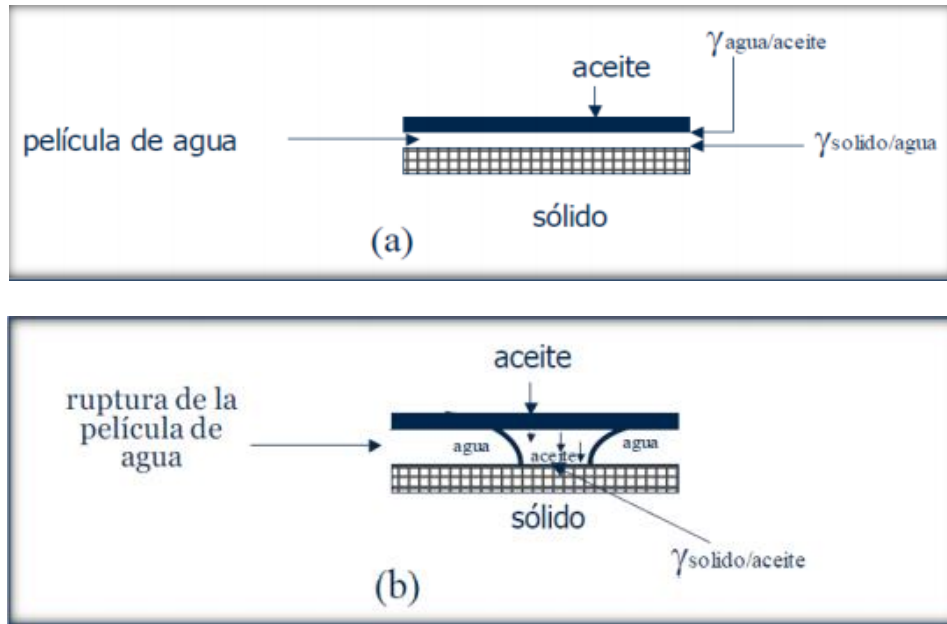


Figura 21. Adsorción de surfactante en la interfase agua – petróleo (Javier, 2013)

3.1.3.2. Fenómenos a escala del medio poroso

1. Drenaje e imbibición

Un medio poroso se caracteriza por su geométrica, sin embargo, en el caso de un medio poroso natural no es posible definir un solo tipo de geometría.

La porosidad es una de las propiedades intrínsecas relacionadas con el movimiento del fluido monofásico, la cual varía desde 0.05 para medios compactos a 0.48 para un apilamiento cúbico compacto de esferas rígidas del mismo diámetro. Además, existen otras características como la permeabilidad, distribución de los poros, tortuosidad promedio de los poros y presión capilar en caso de la presencia de dos fluidos inmiscibles.

Asimismo, S_o y S_w son las fracciones volumétricas del volumen poroso ocupada por cada fluido. La repartición de fluidos depende de la dimensión de los poros, tensión interfacial, ángulo de contacto y las saturaciones.

En la práctica se establece experimentalmente la variación de la cantidad de la siguiente forma:

$$P_c * L / \gamma$$

Donde:

L representa la longitud del medio

$P_c * L/\gamma$ corresponde a las curvas de drenaje e imbibición

Estos experimentos pueden mostrar que no es posible desplazar completamente unos de los fluidos por el otro, en este caso, existe una saturación residual del orden de 20% correspondiente a un fluido distribuido en forma de glóbulos desconectados unos de los otros y atrapados por las fuerzas capilares.

2. Ley de Darcy – Permeabilidades relativas

La permeabilidad es la principal propiedad que determina el movimiento de un fluido monofásico. Esta ley expresa una relación lineal, la cual está satisfecha a bajas velocidades involucradas.

Cuando el agua y petróleo, fluidos inmiscibles se desplazan conjuntamente en un medio poroso, se puede definir:

- Las presiones P_o (fase oleosa) y P_w (fase acuosa), cuya diferencia es P_c (presión capilar)
- Las saturaciones S_o y S_w
- Las velocidades de filtración v_o y v_w

La velocidad específica o de filtración es el flujo volumétrico por unidad de área del medio atravesado y se representa con la siguiente ecuación:

$$v = \frac{kdP}{udL}$$

Donde:

v : Velocidad específica o de filtración, es decir, el caudal volumétrico dividido por el área de sección recta del medio (cm/seg).

$\frac{dP}{dL}$: Gradiente de presión, atm/cm

Esta relación define las permeabilidades efectivas (coeficientes k_o y k_w), las cuales siempre son inferiores a la permeabilidad del medio poroso y la relación entre ellas se conoce como permeabilidad relativa (k_r).

$$k_{r(o,w)} = \frac{k_{o,w}}{k}$$

Cuando la tensión interfacial aumenta o los efectos capilares, la posición de las curvas k_o y k_w se desplaza hacia abajo, es decir disminuye. Si S_o del yacimiento es mayor que S_{or} el efecto de capilaridad es poco significativo, mientras que si S_o se acerca a S_{or} este fenómeno se vuelve dominante.

3.2. INTRODUCCIÓN A LOS MÉTODOS QUÍMICOS

Los métodos de inyección química se consideran una rama especial de los procesos EOR para producir petróleo residual, después de la inyección de agua. Estos métodos se utilizan para reducir la tensión interfacial, aumentar la viscosidad de la salmuera para el control de la movilidad y aumentar la eficiencia del barrido en la recuperación terciaria.

Uno de los propósitos principales de las inundaciones químicas es reducir la saturación de petróleo, que está relacionada con el número de capilares. La saturación de petróleo residual permanecerá constante si el proceso de inyección se opera con un número capilar bajo ($NC < 10^{-5}$), como sucede en las inundaciones de agua. Un incremento del número capilar tendrá el efecto de reducir la saturación residual de petróleo. Se puede lograr un alto número de capilares reduciendo el IFT.

Los procesos que comprenden este método son: la inyección de polímeros, surfactantes y alcalinos. Cada uno de estos químicos es inyectado en el yacimiento por medio de pozos inyectoros, con el propósito de reducir las fuerzas capilares e interfaciales en el yacimiento, además de permitir el desplazamiento del petróleo en el medio poroso.

Sin embargo, debido a innumerables pruebas realizadas en campo mediante combinaciones de estos, se dieron paso a nuevas alternativas tales como la inyección de alcalino – surfactantes – polímero (ASP) y un interés en las inyecciones que usan un agente surfactante – polímero (SP).

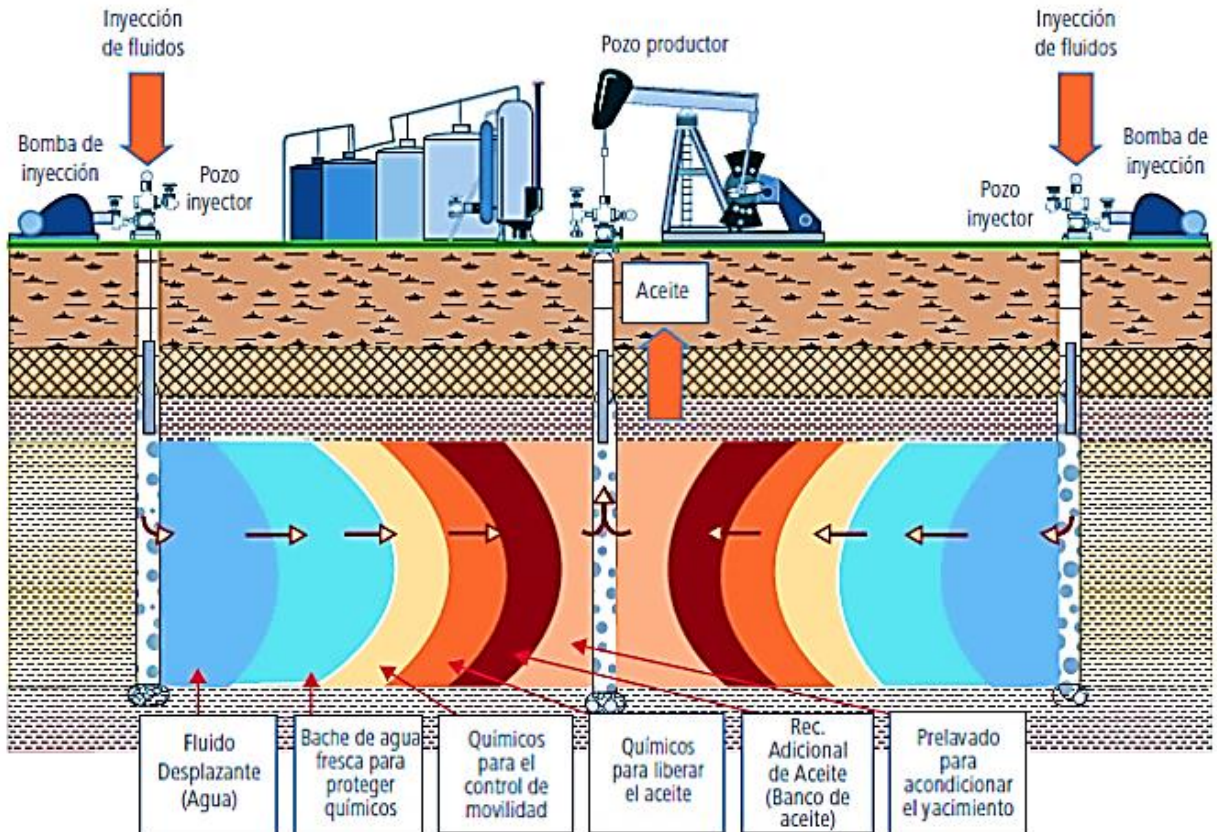


Figura 22. Proceso de inyección de químicos
(Granados, 2015)

3.1.4. Inyección de polímeros

3.1.4.1. Polímeros

Viene del griego poli (mucho, varios) y mero (unidad de repetición). Los polímeros son macromoléculas de alto peso molecular (10000 o mayor), constituidas por la unión repetida de moléculas más pequeñas de cadena larga denominadas monómeros por medio de enlaces covalentes, los cuales son uniones de elementos no metálicos que pueden estar enlazadas de forma lineal, tipo injerto, ramificada, en bloque y al azar.

Los polímeros que contienen monómeros de una sola composición química se llaman homopolímeros, y los que presentan monómeros de dos o más tipos químicos diferentes se denominan copolímeros.

Homopolímeros

A-A-A-A-A-A-A

Copolímeros A-B (Heteropolímeros)

‣ Al azar A-A-A-B-B-A-B-A

‣ Alternado A-B-A-B-A-B-A-B

‣ En bloque A-A-A-A-B-B-B-B

‣ Injerto A-A-A-A-A-A-A-A

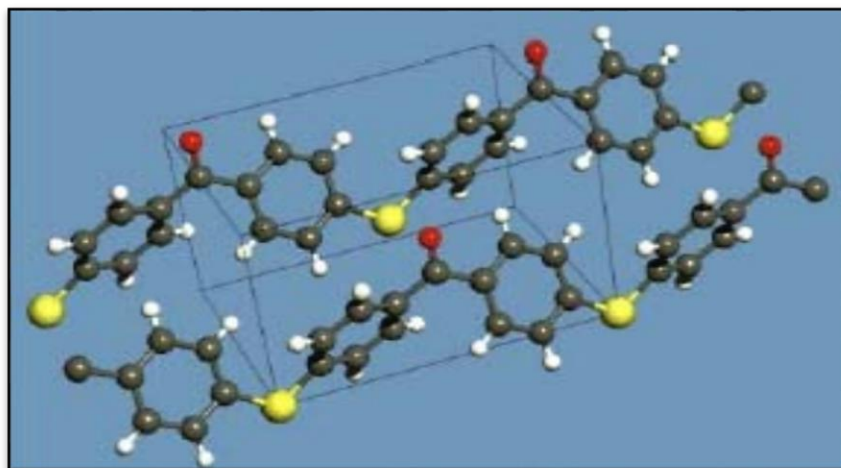
B

B

B

*Figura 23. Tipos de monómeros que lo forman
(Fernández, s.f.)*

Asimismo, las reacciones por las que se unen los monómeros entre sí se denominan reacciones de polimerización, la cual se define como un proceso químico por el cual, mediante calor, luz o un catalizador se unen varias moléculas de un compuesto de carácter no saturado (monómero) para formar una cadena de múltiples eslabones, de propiedades distintas y elevado peso molecular.



*Figura 24. Molécula de Polímero
(Velásquez, 2006)*

3.1.4.2. Inyección de Polímeros

La inyección de polímeros es una de las técnicas más rentables utilizada por más de 40 años, el cual permite un recobro adicional del 5 al 15% de petróleo. Además de reducir los costos de tratamiento y manejo de agua, por la cantidad mínima de agua para recuperar la misma cantidad de petróleo. Asimismo, el agua producida con el polímero puede ser reutilizada para futuras inyecciones

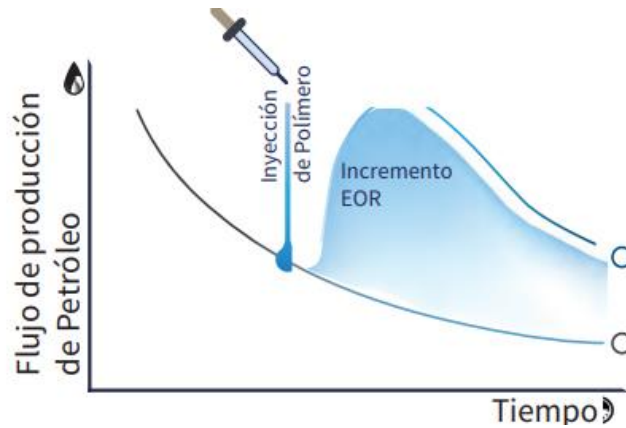


Figura 25. Incremento EOR en la Inyección de Polímeros
(Geología del Petróleo Sistemas Petrolíferos EOR 101, 2016)

Este método también se basa en el aprovechamiento de la viscosidad de soluciones acuosas con polímeros, con el fin de controlar la movilidad de los fluidos de formación. El uso más común se realiza en procesos de inyección de agua, aumentando su viscosidad y formando un tapón de polímeros de alto peso molecular para mejorar la razón de movilidad agua -petróleo, obteniendo un mejor desplazamiento y barrido areal y vertical.

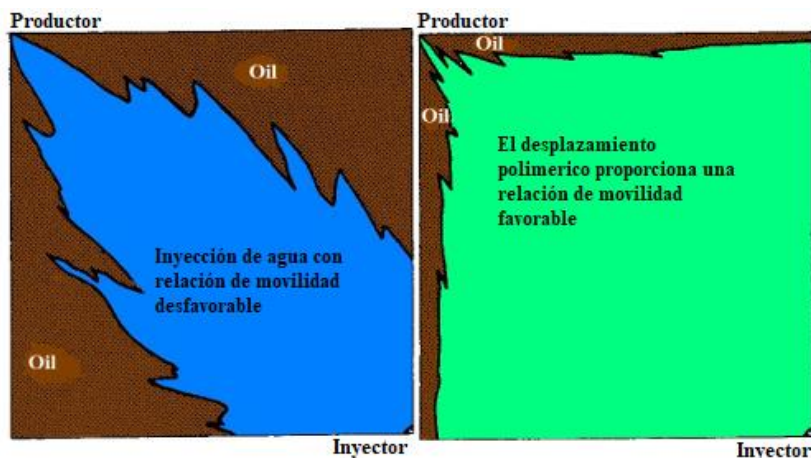


Figura 26. Mejoramiento de la eficiencia de barrido areal
Adaptado de (Medina, 2010)

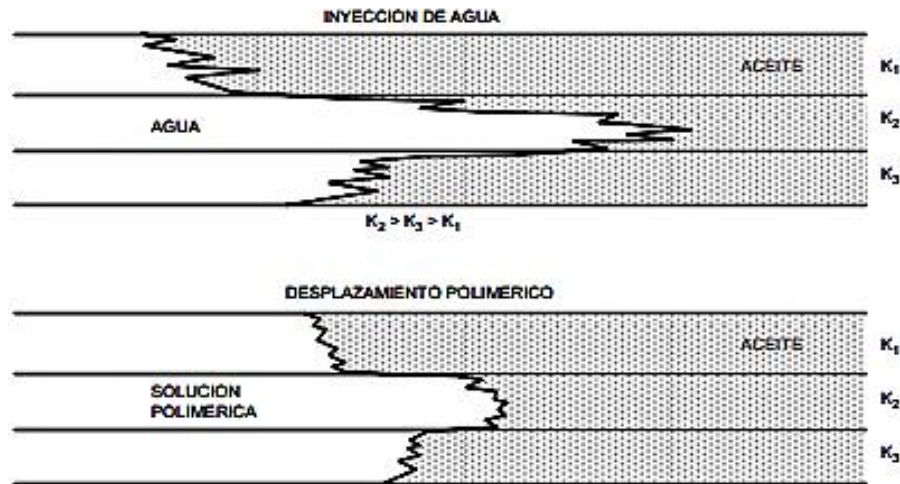


Figura 27. Mejoramiento de la eficiencia de barrido vertical (Medina, 2010)

El aumento de la permeabilidad relativa del petróleo y disminución de la permeabilidad relativa del agua, es un efecto de los polímeros, con el fin de modificar la curva de flujo fraccional y mejorar el barrido de petróleo.

Los parámetros que influyen en la eficiencia y rentabilidad de este método son:

- a. Adsorción de los polímeros por la roca
- b. Cantidad de polímero para reducir la relación de las movilidades
- c. Degradación de los polímeros por altas temperaturas
- d. Inyectividad de las arenas

Para evitar la mezcla entre la solución polimérica y el agua de alta salinidad, el polímero es inyectado en forma de bache seguido por agua de baja salinidad, para disminuir el contraste de movilidad la concentración de polímero es reducida hasta el último bache.

Dependiendo de las propiedades que presente el polímero, este funcionará mejor o peor dependiendo de las condiciones; por lo tanto, se debe considerar los diferentes factores para seleccionar el polímero óptimo. Además, de determinar el mejor peso molecular se debe considerar la viscosidad del petróleo y la permeabilidad del yacimiento.

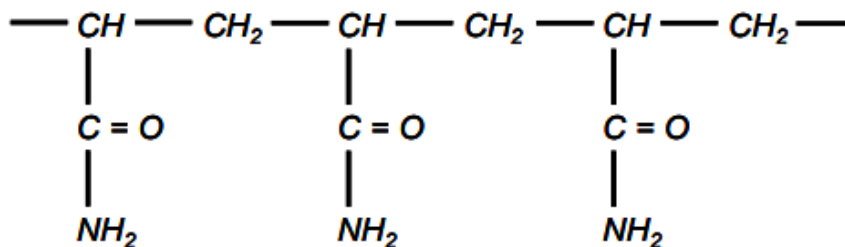
Las características que diferencian a los polímeros son:

1. Tipo de monómero
2. Número de monómeros o unidad repetidas

3. Tipo de conexión entre monómeros
4. Cómo se ramifican sus cadenas
5. ¿Cómo se elaboran los polímeros?: Puede ser de diferente materia prima ya sea natural, el etanol y el hule.

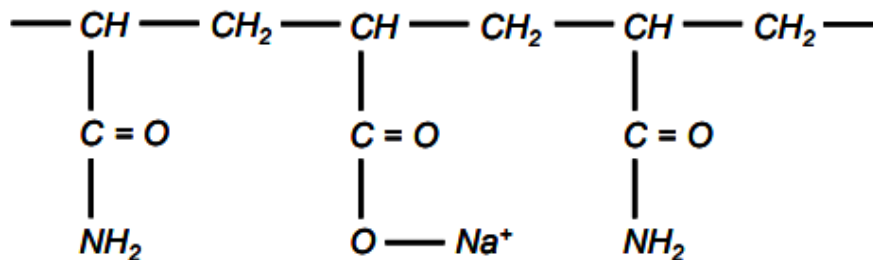
Los polímeros más utilizados en la industria del petróleo son:

Poliacrilamidas: Polímeros sintéticos más populares cuya unidad manomérica es la acrilamida, además tiene una polaridad alta lo que genera que sea afín al agua, aumentando la viscosidad de la solución, pero no al petróleo; el rendimiento de este polímero depende del grado de hidrólisis y peso molecular (3 a 10 millones).



*Figura 28. Estructura de la Poliacrilamida
(Medina, 2010)*

Para modificar las propiedades de la Poliacrilamida, algunas amidas se sustituyen químicamente (hidrólisis) por el grupo carboxyl, debido a esto se forma una poliacrilamida parcialmente hidrolizada; tal proceso tiende a incrementar la capacidad viscosificante del agua dulce y reducir la del agua salada. El grado de hidrolisis esta entre 30 – 35% de los monómeros de las acrilamidas, si este es menor nos indica que el polímero no es soluble en agua.



*Figura 29. Estructura de la Poliacrilamida parcialmente hidrolizada
(Medina, 2010)*

Además, aumenta la viscosidad, altera la permeabilidad de la roca en las zonas invadidas bajando la movilidad efectiva del agua inyectada.

Debido a que este polímero es sensible a la sal, se debe preparar las soluciones en agua con sólidos disueltos en cantidades inferiores a 10000ppm.

Biopolímero: Denominados polisacáridos, son polímeros naturales formados a partir de procesos de fermentación bacteriana, susceptibles a la biodegradación por lo que se agrega productos químicos para protegerlas contra el ataque de bacterias durante el almacenamiento y usos en el yacimiento; el más usado es la Goma Xantana, la cual tiene menos peso molecular que las poliacrilamidas en promedio de 2 a 5 millones, además, tiene excelentes destrezas viscosificantes en aguas salinas a diferencia de las que se presentan en aguas dulces.

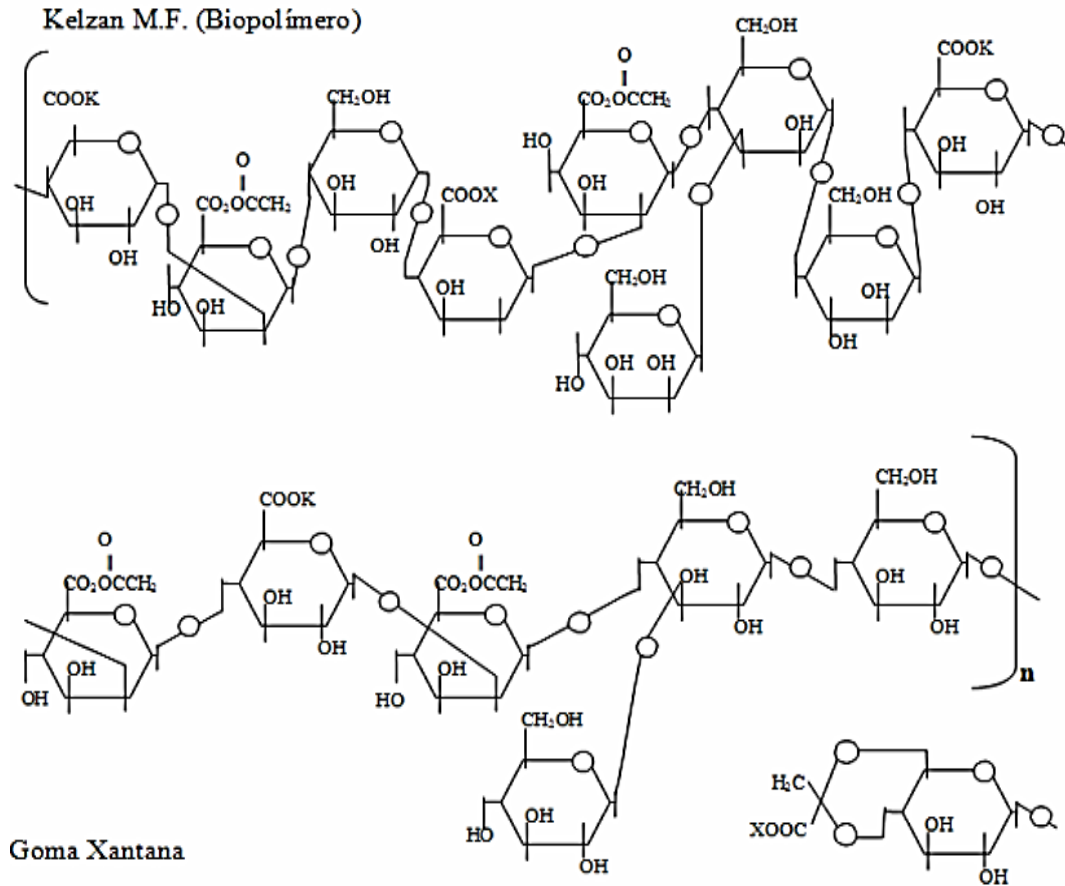


Figura 30. Estructura de un Biopolímero (Medina, 2010)

Su propagación es más fácil en el yacimiento, sin embargo, son propensos a ataques bacterianos en donde la temperatura es baja. Además, son lineales y menos sensibles a la salinidad.

Semisintéticos: Obtenidos por el manejo químico de los Biopolímeros.

3.1.4.3. Propiedades de los Polímeros

Los polímeros más utilizados son aquellos solubles en agua e insolubles en petróleo o alcohol con alto peso molecular que producen incremento en la viscosidad del agua. Además, tiene concentraciones que varían de 250 y 2000 mg/L de polímeros disueltos en agua, esta no influye la cantidad de la absorción del polímero, asimismo depende del contenido mineral del agua de yacimiento para que se diluya.

Las moléculas del polímero interactúan con la superficie sólida del poro y la matriz mientras el polímero en solución se mueve por el medio poroso.

Los factores que afectan la Recuperación de Petróleo al usar la inyección de polímeros son:

- Temperatura
- Degradación de los polímeros a la alta salinidad del agua
- Formación de geles
- Envejecimiento o degradación del polímero
- Altos esfuerzos de corte
- Formación de geles

3.1.4.4. Fenómenos Físicos involucrados

Estos se pueden dividir en tres grupos principales dependiendo de que fase está siendo afectada:

1. Fase Agua

- ✓ Incremento de la viscosidad de la fase acuosa a medida que se incrementa la concentración del polímero.

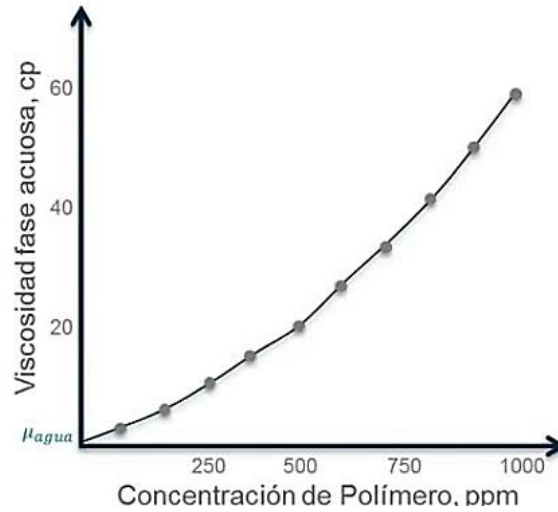


Figura 31. Incremento de la viscosidad del agua (Ltd., 2017)

Esto se debe a la reducción de la Relación de Movilidad (M), cuando se aumenta la viscosidad del agua, por esta razón al frenar la movilidad del agua, el frente de barrido es mucho más uniforme empujando el petróleo de mejor manera.

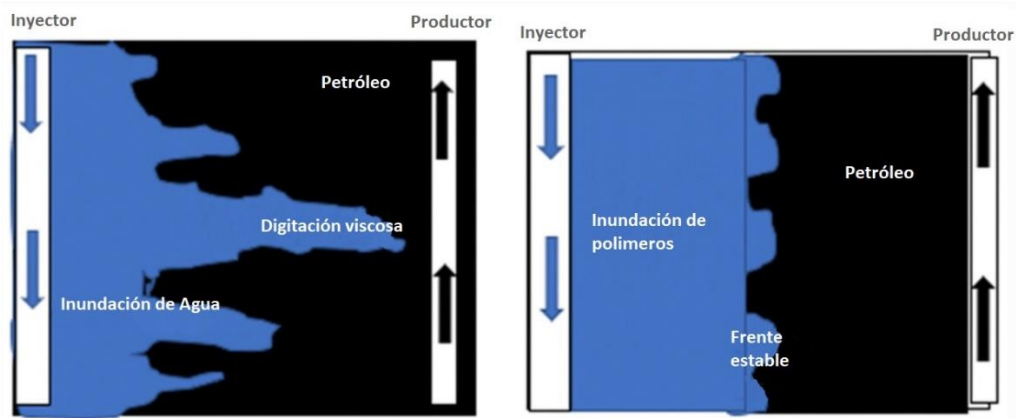
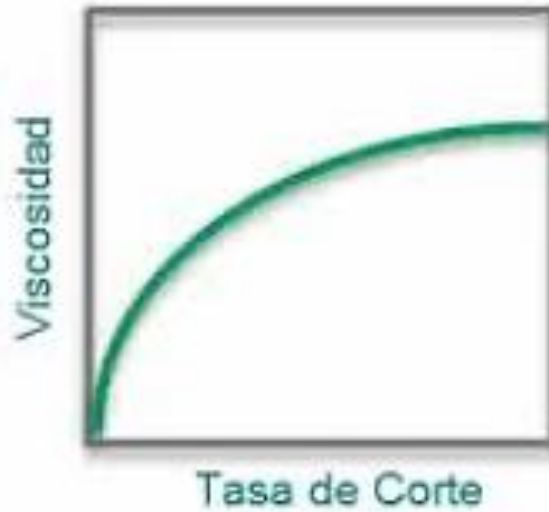


Figura 32. Reducción de la Relación de Movilidad Adaptado de (Ltd., 2017)

✓ Viscosidad del polímero vs Tasa de Corte o esfuerzo de cizallamiento

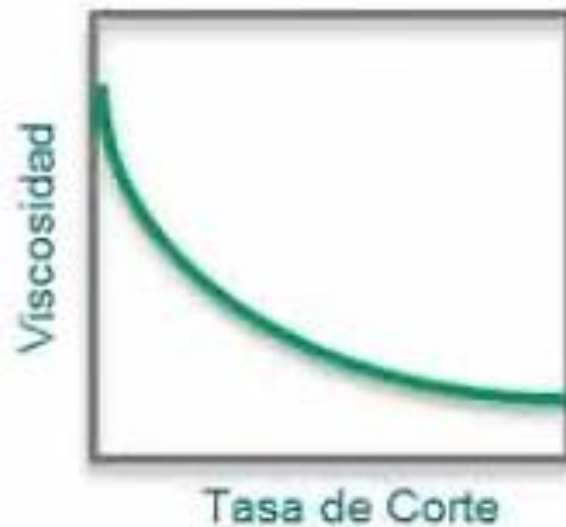
Normalmente cuando se aumenta la Tasa de Corte la viscosidad disminuye, sin embargo, ocurre dos efectos:

Espesamiento: A medida que se aumenta la Tasa de corte aumenta también la viscosidad, esto sucede con fluidos elásticos plásticos o fluidos dilatantes.



*Figura 33. Espesamiento
(Ltd., 2017)*

Adelgazamiento: Disminución de la viscosidad con el esfuerzo de cizallamiento.



*Figura 34. Adelgazamiento
(Ltd., 2017)*

- ✓ Reducción de viscosidad del polímero por salinidad de agua de formación

Este fenómeno se puede modelar a través de la Regla de mezclas no Lineal, esta función permite que podamos linealizar de alguna manera esta regla para obtener mejores resultados con el simulador.

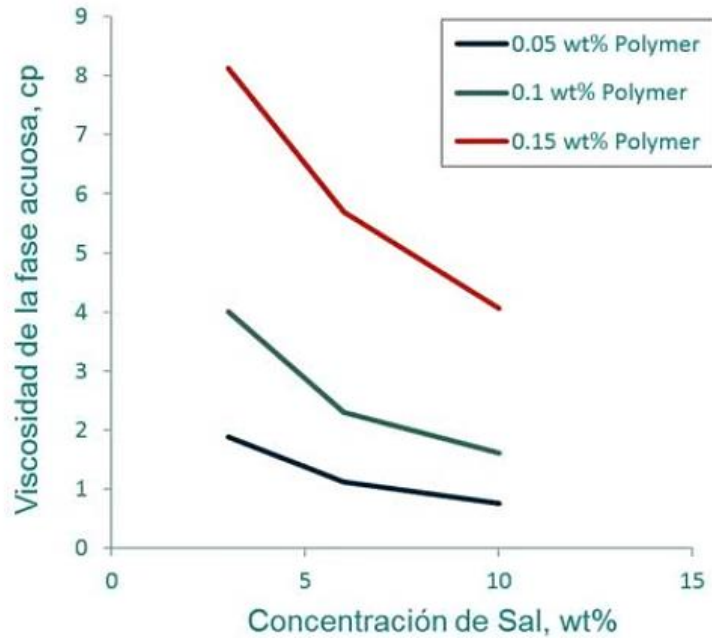


Figura 35. Viscosidad del Polímero vs Salinidad (Ltd., 2017)

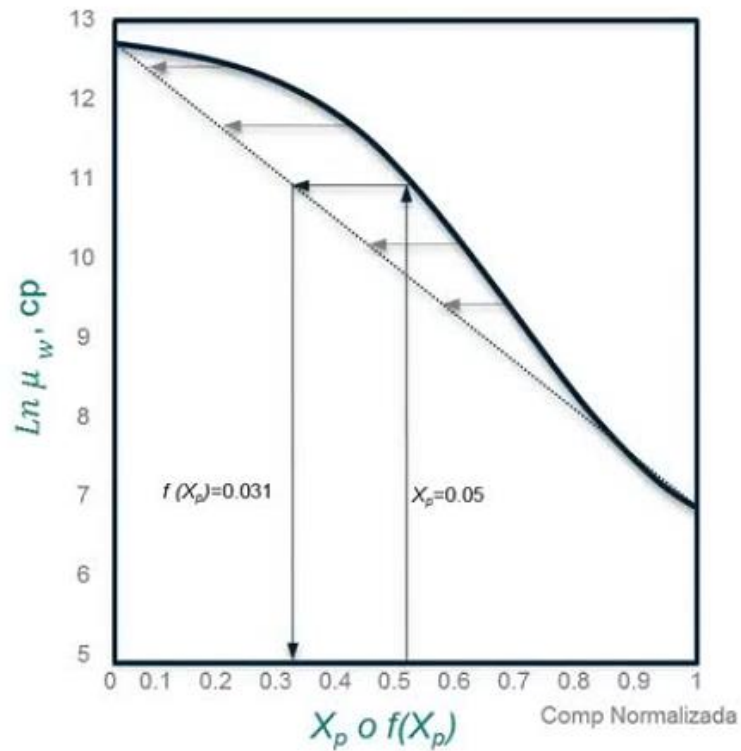
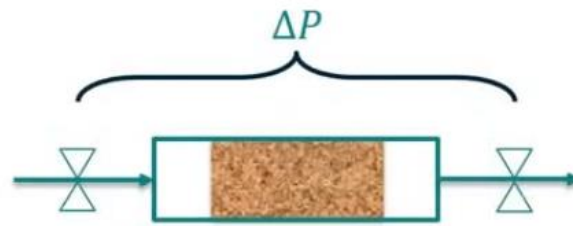


Figura 36. Regla de Mezclas No lineal (Ltd., 2017)

✓ Factor de Resistencia Residual

Denominado en laboratorio como la Diferencia de Presión después del tratamiento sobre la Diferencia de Presión antes del tratamiento.



$$RRF = \frac{\Delta P_{después\ tratamiento}}{\Delta P_{antes\ tratamiento}}$$

Esto sucede cuando se inyecta a un caudal constante y a medida que se va inyectando algunas partículas de polímeros se adhieren en la superficie de la roca, disminuyendo el espacio por donde debe pasar el fluido, al disminuir este espacio y estar inyectando a la misma tasa se debe aumentar la presión para lograr que el fluido pase por un volumen más reducido.

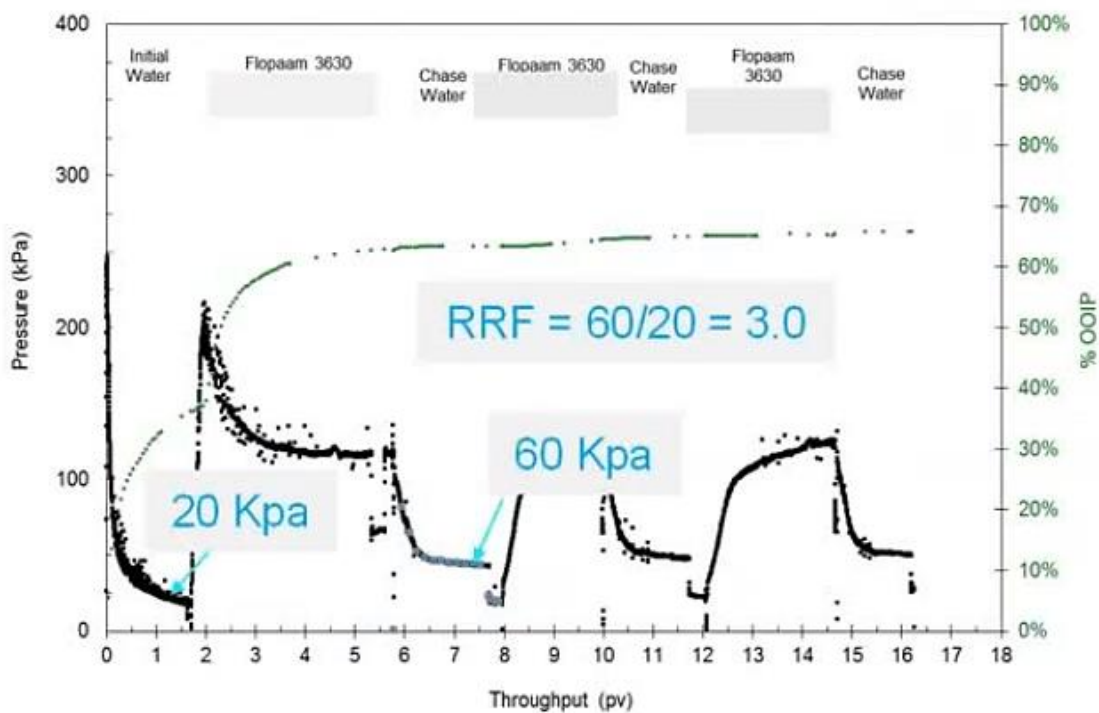


Figura 37. Factor de Resistencia Residual
(Ltd., 2017)

2. Fase Petróleo

La literatura no reporta ningún fenómeno físico.

3. Fase Roca

- ✓ Adsorción en la superficie de la partícula de polímero que se adhiere a la roca

La adsorción es la adherencia de algunas partículas de polímero en la superficie de la roca por cuestiones químicas.

Aquí se derivan varios efectos:

Máxima Adsorción, esta sucede cuando la roca llega a un punto máximo donde no se va a poder adherir más partículas.

Adsorción Residual, cuando detenemos la inyección del polímero y se comienza a inyectar agua fresca, esta agua va a intentar retirar las partículas que estaban inicialmente adheridas a la superficie hasta cierto punto donde ya no podrá retirarlas más.

Como se observa en la gráfica cuando la adsorción residual es menor a la máxima adsorción esto significa que el proceso es reversible, sin embargo, si fueran iguales el proceso sería irreversible.

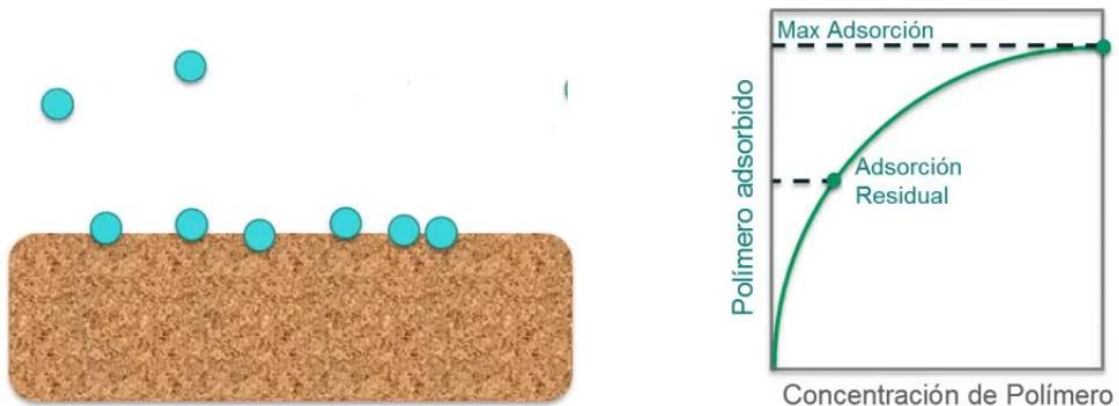


Figura 38. Adsorción en la superficie de la partícula de polímero que se adhiere a la roca (Ltd., 2017)

- ✓ Volumen de Poro inaccesible (IPV)

Las moléculas de polímero son muy grandes, lo que significa que no todo el volumen poroso va a tener acceso a este, el cual no va a poder reaccionar en todo el volumen de la roca debido a:

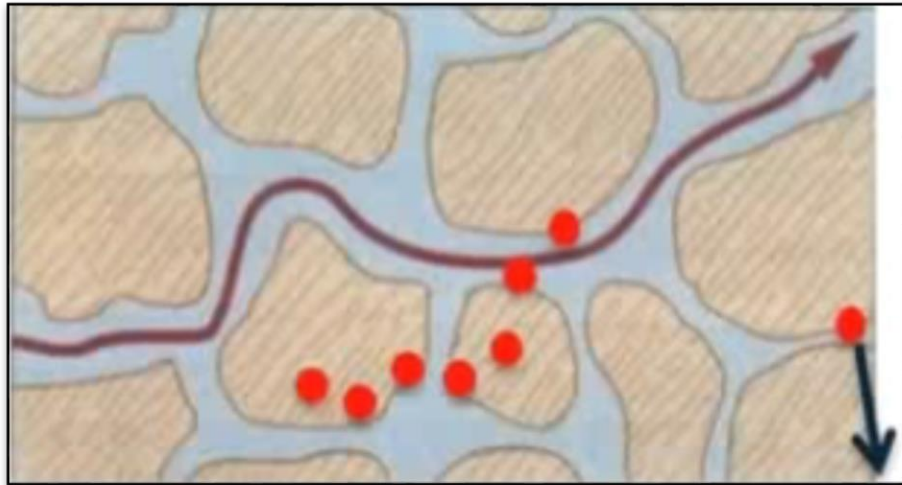
- ✓ Porosidad
- ✓ Permeabilidad
- ✓ Peso molecular (polímeros) y
- ✓ Distribución del tamaño poroso

En el laboratorio se debe medir el volumen que queda sin acceso al polímero, es decir, la fracción de volumen que no se va a poder alterar.

En el simulador va ir el volumen poroso accesible que viene dado por:

$$\phi_p = (1 - IPV) \cdot \phi$$

ϕ porosidad original



*Figura 39. Distribución del tamaño poroso
(Ltd., 2017)*

- ✓ Reducción del petróleo residual (Sor)

La saturación residual normalmente disminuye cuando aumenta el número capilar, el cual viene dado por los esfuerzos viscosos sobre los esfuerzos interfaciales, en el cual si se aumenta la velocidad lo normal es que la viscosidad disminuya por lo que el Numero Capilar se balancea, es decir, no cambia tanto y por ende el petróleo residual tampoco varia.

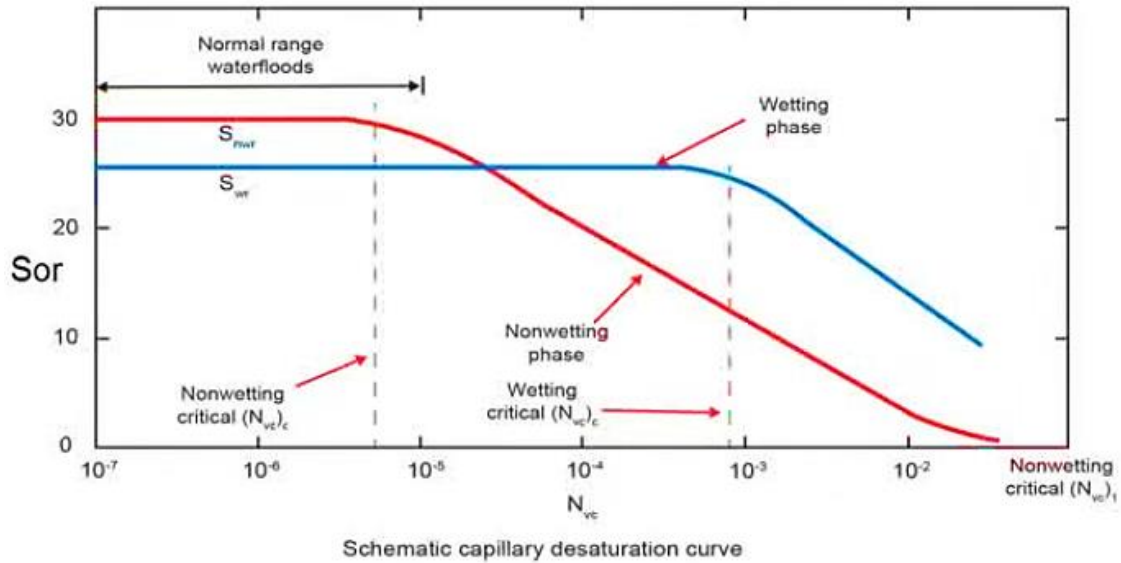


Figura 40. Reducción de la Saturación Residual - Número Capilar (Ltd., 2017)

$$N_c = \frac{\mu \cdot v}{\sigma}$$

Donde:

μ viscosidad

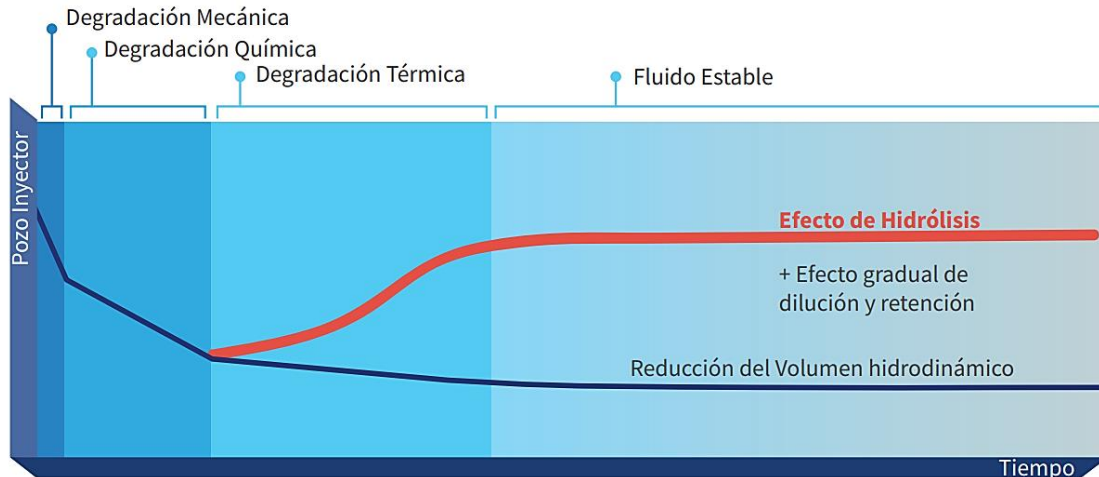
v velocidad

σ IFT

Cuando se habla de fluidos que son visco - elásticos o dilatantes, sucede lo contrario, cuando aumenta la velocidad la viscosidad también aumenta, se espesa el fluido alterando el campo de presión y desestabilizando el petróleo atrapado, es decir, empuja más petróleo del que estaba antes, por lo tanto, reduciendo el petróleo residual.

Este efecto puede reducir el S_{or} aún más que el efecto N_c .

Por último, el fenómeno de la **Degradación** que es la disminución de la viscosidad del polímero con el tiempo, estos son efectos que vienen desde el punto de vista mecánico, químico, térmico e inclusive biológico.



*Figura 41. Degradación de un Polímero
(Geología del Petróleo Sistemas Petrolíferos EOR 101, 2016)*

Degradación Química: Se refiere a la ruptura de la molécula de polímero, ya sea por ataque de contaminantes (óxido, hierro) por corto plazo o largo plazo a la estructura molecular por procesos como la hidrólisis. Por lo tanto, la estabilidad química del polímero se debe principalmente por las reacciones de oxidación – reducción y la hidrólisis.

Degradación Mecánica: Debido a las tensiones mecánicas sobre las macromoléculas, esta degradación describe la ruptura de las moléculas cuando están sujetas a altas velocidades de flujo en la alta región de tasa de flujo cerca de un pozo.

Degradación Biológica: Descomposición microbiana de las macromoléculas de los polímeros por bacterias o por procesos químicos gobernados por enzimas, durante el almacenamiento o en el yacimiento.

Las variables que afectan esta degradación incluyen el tipo de bacteria, temperatura, salinidad, presión y otros químicos presentes; además, se presenta principalmente a temperaturas y salinidades bajas.

3.1.4.5. Etapas de la Inyección de Polímeros

La inundación de polímeros se basa principalmente en el aumento de la viscosidad del agua para obtener un mejor desplazamiento del petróleo y factor de recobro. Asimismo, disminuir las zonas de mayor permeabilidad originando el flujo del petróleo atrapado en la de menor permeabilidad. Por lo tanto, las etapas deben ser diseñadas de acuerdo a las características del yacimiento. (Marcillo, 2015)

1. Preflujo de agua
2. Solución Polimérica
3. Agua
4. Desplazamiento de Banco de Petróleo

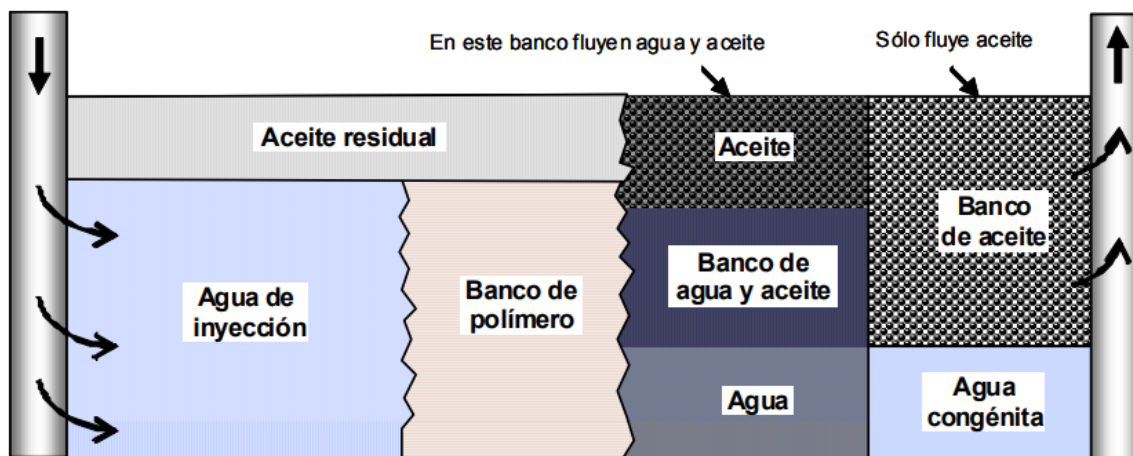


Figura 42. Etapas de la Inyección de polímeros (Medina, 2010)

Primero se inyecta un preflujo de agua de baja salinidad, con el objetivo de preparar el yacimiento ajustando la salinidad y el pH. Posteriormente, la inyección de polímeros, sin embargo, se debe tener en cuenta su concentración para impedir la diferencia de viscosidades entre el agua inyectada y los polímeros y evitar una digitación viscosa (fingering), lo que perjudicaría un desplazamiento efectivo.

Finalmente, la inyección de agua para desplazar los fluidos presentes en el yacimiento desde el pozo inyector al productor.

3.1.4.6. Parámetros o Criterios Técnicos

Para utilizar la inyección de polímeros como un Método de recuperación mejorada se debe tener los siguientes aspectos importantes:

Tabla 6. Parámetros o Criterios Técnicos de la inyección de Polímeros.

Fuente: Adaptada de (Silva, 2013)

CRITERIOS TÉCNICOS DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS	
PETRÓLEO	YACIMIENTO

Gravedad	API	>15, <40	Saturación de petróleo	% VP	>70 Promedio 80	
			Formación	Areniscas, pero se puede aplicar a carbonatos		
			Permeabilidad	md	>10 Promedio 800	
Viscosidad	cp	>10, <150	Profundidad	ft	<9000	
			Temperatura	°F	<200	
			Presión del Yacimiento	No Crítica		
Composición	No Crítica		Empuje de Agua	No o Débil		
			Espesor Neto	No Crítica		

Debido a que la viscosidad del petróleo controla la movilidad del mismo, esta no debe pasar de 150 cp, ya que al realizar este proceso lo único que se busca es reducir la relación de movilidad agua – petróleo.

Asimismo, se toma en cuenta la gravedad API pues está relacionada directamente con la viscosidad. También el tipo de formación, si se presenta formaciones de arcilla la mezcla del polímero con el agua debe ser evaluada y en formaciones carbonatadas la disolución de los carbonatos.

Este método tiene la ventaja de mejorar el barrido vertical, sin embargo, es ineficiente cuando en una inyección de agua la saturación de petróleo movable es baja, lo que conlleva a necesitar pruebas de laboratorio de núcleos.

3.1.4.7. Limitaciones de la Inyección de Polímeros

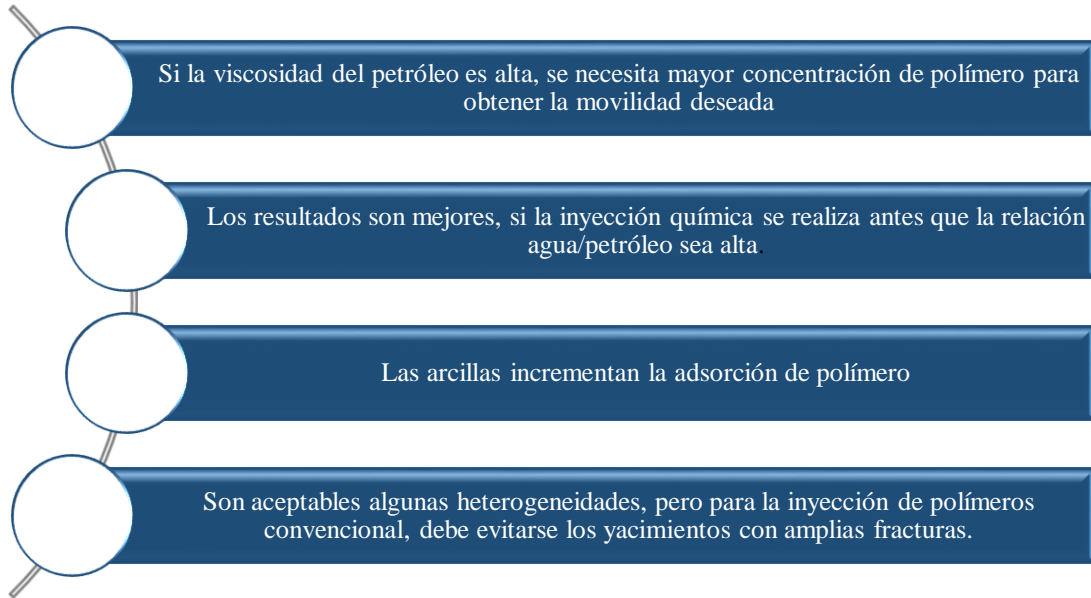


Diagrama 3. Limitaciones de la Inyección de polímeros (PEÑA, 2016)

3.1.4.8. Ventajas y Desventajas de la Inyección de Polímeros

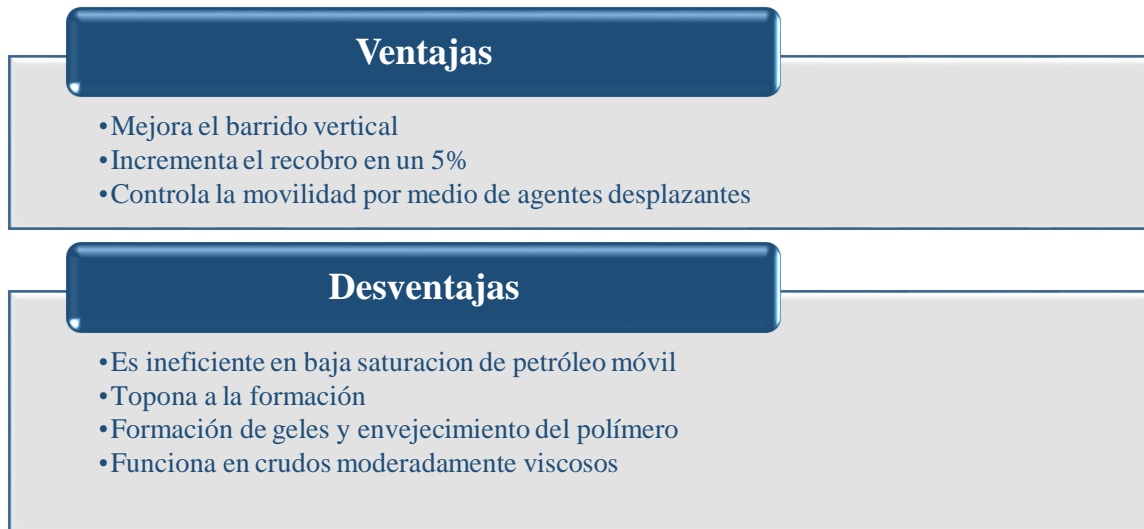


Diagrama 4. Ventajas y Desventajas de la Inyección de Polímeros (PEÑA, 2016)

3.1.5. Inyección de Surfactantes

Llamado también tensioactivo, agentes de humectación, jabón, detergente, emulsionante, etc; derivado del inglés Surface active agents, los cuales son sustancias o sales orgánicas formadas por compuestos orgánicos del petróleo que se usan para alterar la mojabilidad,

disminuir la tensión superficial entre la fase dispersa y la continua, incrementar la solubilidad del petróleo en el agua o disipar aditivos en agua o petróleo. Además, reduce la saturación de petróleo residual, el cual está relacionado con el número capilar.

Algunos estudios han comprobado que el fracaso a algunos proyectos se debe a que la tensión interfacial no se reduce lo suficiente para que se mueva el petróleo y sea desplazado por el fluido inyectado.

Asimismo, se debe mantener la tensión interfacial entre el petróleo y el tapón de la solución de surfactante entre 0,01 a 0,001 dinas/cm durante el desplazamiento.

Para que una sustancia se considere tensioactiva requiere de dos grupos:

- ✓ Una polar (hidrófilo), la cual se disuelve perfectamente en agua (cabeza), por ejemplo: el azúcar, ácido fórmico y la urea. Esta contiene heterátomos como O, S, N, P, los cuales aparecen principalmente en los siguientes grupos funcionales: alcoholes, éster, éter, sulfato, ácido, fosfato, amina, sulfonato, amida, etc. Además, este grupo puede tener grupos con carga o sin carga.
- ✓ Y otro no polar (hidrófobo), llamada también lipofílicas (cola), las cuales se disuelven en hidrocarburos, petróleos o grasas; es decir, son insolubles en agua. Además, es una cadena lineal o ramificada que están compuestos de hidrocarburos parafínicos, cicloparafínico o aromático, el cual puede contener halógenos.

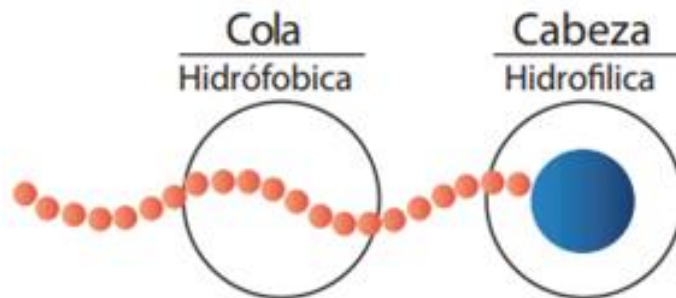


Figura 43. Grupos del Surfactante
(Geología del Petróleo Sistemas Petrolíferos EOR 101, 2016)

La diferencia entre los dos grupos o extremos de la molécula provoca que los surfactantes puedan romper la tensión superficial entre dos fases, ya sea entre un líquido y sólido o entre dos líquidos insolubles entre sí.

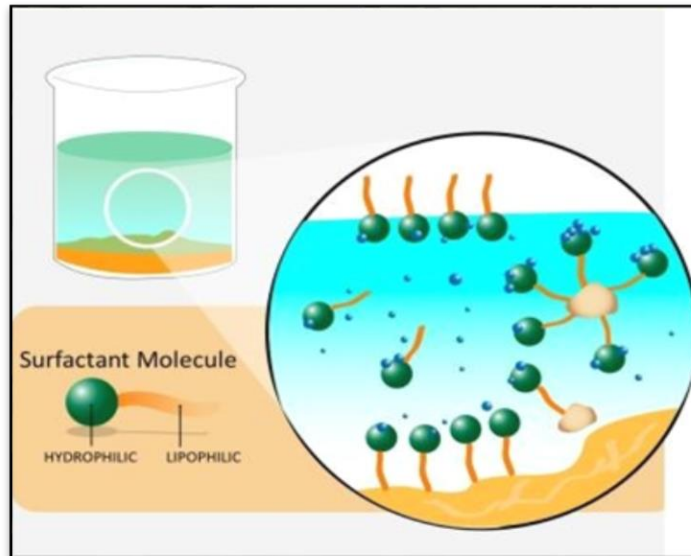


Figura 44. Orientación de las moléculas de un surfactante en el agua (SuperredTV, 2018)

La fase hidrofóbica es principalmente un hidrocarburo de 8 a 18 carbonos, los cuales pueden ser de hidrocarburos alifáticos, aromáticos o combinados; mientras que la fase hidrofílica se compone por grasas y petróleos naturales, polímeros sintéticos, fracciones en petróleo o alcoholes con alto peso molecular.

Estas moléculas de familia intermedia con una personalidad no tan definida son conocidas como moléculas anfílicas o anfipáticas, comprenden una parte lipofílica que está constituida por una o más cuerpos de hidrocarbonados o fluorcarbonados o silanos, unida a uno o varios grupos polares que se pueden disociar o no en iones, denominado hidrofílicos.

Debido a su doble afinidad, la molécula anfílica no está cómoda en solvente polar, ni en solvente orgánico. Por lo tanto, se debe satisfacer a ambos tipos de afinidades, donde la parte polar debe estar solventado por un solvente polar y el grupo apolar por un solvente orgánico, dadas condiciones solo ocurren en la frontera de dos fases.

Laughlin define los surfactantes como un anfifilo que abate la tensión superficial y forma agregados coloidales, ya sean cristales líquidos o micelas, en cantidades variables de agua; descartando como tensioactivo a los alcoholes, aminas y otros anfifilos simples.

El principal objetivo de la inyección de tensioactivos es recuperar el petróleo residual entre 20 y 40% del volumen poroso, debido a que los surfactantes son compuestos con gran

actividad interfacial tanto en superficies agua/aire como en la interfaz agua/petróleo. Este químico inyectado disminuye la tensión interfacial y moviliza el petróleo residual, el cual crea un banco de petróleo; donde, el petróleo y agua fluyen de manera continua.

Para verificar si la movilidad está controlada, el tapón de surfactante debe ser empujado por un determinado volumen de polímero, asimismo, se utilizan algunos aditivos que protegen a los surfactantes contra las sales minerales del agua de formación por la precipitación o secuestro de los cationes divalentes.

También, los tensioactivos poseen una ligera influencia sobre las viscosidades del agua y petróleo, pero se influyen en las permeabilidades relativas.

3.1.5.1. *Comportamiento de surfactantes en la interface de fluidos*

Las moléculas de surfactantes a bajas concentraciones se propagan en la interface donde se absorbe promoviendo la disminución de la tensión interfacial (A). Sin embargo, a medida que se incrementa la concentración del tensioactivo aumenta la cantidad de moléculas disponibles para absorberse en la interface, por ende, seguirá disminuyendo la tensión interfacial (B). (Marcillo, 2015)

Asimismo, llegará a un punto donde la tensión interfacial permanecerá constante (C) a pesar de seguir aumentando la concentración del surfactante, este lugar se denominará Concentración Crítica Micelar (CCM), lo cual ocurre cuando la interface ha sido completamente saturada y se han formado las micelas. (Marcillo, 2015)

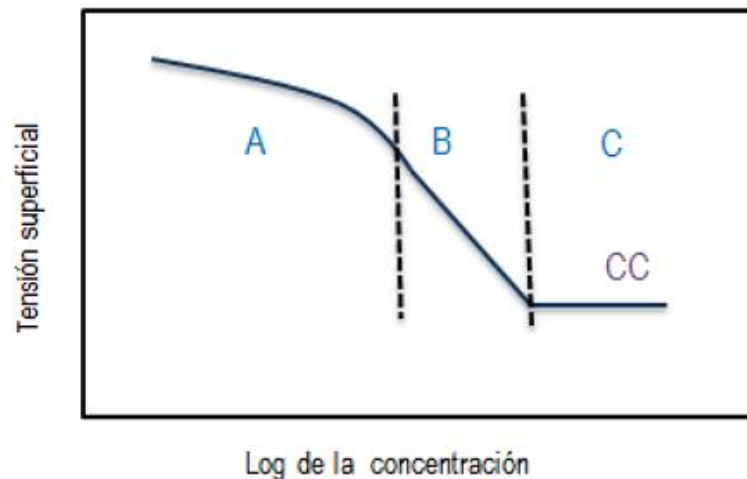


Figura 45. Descripción del comportamiento de la tensión superficial vs la concentración de surfactantes (Marcillo, 2015)

3.1.5.2. *Propiedades de los Surfactantes*

Entre las propiedades importantes de los tensioactivos tenemos:

- ✓ Reducción de la tensión superficial e interfacial
- ✓ Solubilización micelar
- ✓ Modificación del mojado
- ✓ Formación de espumas o emulsiones
- ✓ Estructuras formadas por los Surfactantes

3.1.5.3. *Parámetros o Criterios Técnicos*

Para aplicar la inyección de surfactantes se debe tener en cuenta los siguientes aspectos técnicos:

Tabla 7. Parámetros o Criterios Técnicos de la Inyección de Surfactantes

Fuente: Adaptada de (Silva, 2013)

CRITERIOS TÉCNICOS DE LA INYECCIÓN DE SURFACTANTES					
PETRÓLEO			YACIMIENTO		
Gravedad	API	>25	Saturación de petróleo	% VP	>30
			Formación	Areniscas	
			Permeabilidad	md	>20
Viscosidad	cp	<30	Profundidad	ft	<9000
			Temperatura	°F	<175
			Presión del Yacimiento	No Crítica	
Composición	No Crítica		Empuje de Agua	No o Débil	
			Espesor Neto	ft	>10

La saturación de petróleo residual debe ser mayor a 30% con el objetivo de incrementar la eficiencia de recobro; también, se debe tener en cuenta la salinidad, pues esta podría afectar el rendimiento de los surfactantes. Por lo tanto, la salinidad del medio acuoso debe ser menor a 500000ppm.

3.1.5.4. Fenómenos Fundamentales

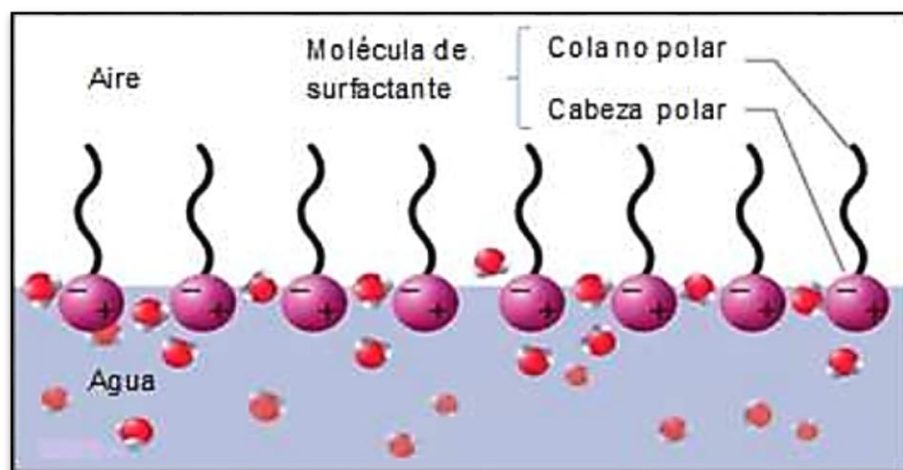
No existe una explicación absoluta, sin embargo, se puede asegurar que todas las propiedades y usos de los tensioactivos proviene de 2 propiedades fundamentales:

- La capacidad de adsorberse a las interfaces
- La tendencia a asociarse para formar estructuras organizadas

Otra, pero menos importante es su carácter anfífilo.

1. Adsorción

Definida como un fenómeno espontáneo, impulsado por la disminución de energía libre del surfactante. Debido a la dualidad polar-apolar, una molécula de surfactante no puede satisfacer su doble afinidad, si esta se coloca en una interface agua – aire o agua – petróleo, esta se oriente de tal manera que el grupo polar este en el agua y el apolar fuera de esta, en el aire o en petróleo.



*Figura 46. Adsorción de Surfactante
(Loredó, 2012)*

La adsorción es causada por la atracción entre moléculas y la superficie mineral, estas fuerzas difieren bastante, según el tipo de surfactante ya sea aniónicos y no iónicos. Además, depende también de la naturaleza de la superficie mineral, adicionalmente de la temperatura, pH de la salmuera y composición, concentración del petróleo y del surfactante.

La adsorción de un tensioactivo en una superficie gas – líquido o interface líquido – líquido produce una reducción de la tensión superficial o interfacial. Esta no solo se limita a interfaces fluido – fluido, sino también en las interfaces líquido – sólido y gas- sólido.



*Figura 47. Adsorción del Surfactante en diferentes interfases
(Velásquez, 2006)*

Esto ocurre cuando una molécula de tensioactivo se coloca en una interfase agua - aire o agua - petróleo, la cual se orienta de manera que el grupo polar (cabeza) esté en el agua y el grupo apolar (cola) se ubica fuera del agua ya sea en el aire o en el petróleo.

Mientras que en el caso de interfase líquido – sólido, la adsorción se produce a través de intercambio de iones, interacciones ácido – base, apareamiento de iones, polarización de electrones, fuerzas de dispersión e interacciones hidrofóbicas.

Los efectos que puede producir la fuerza motriz de adsorción en la interface líquido – sólido son las siguientes:

- ✓ Atracción polar por la presencia de cargas eléctricas en el sólido
- ✓ Efecto hidrófobo
- ✓ Formación de estructuras de baja energía

En las interfases la adsorción de surfactantes modifica los equilibrios trifásicos sólido – fluido – fluido y conduce a la extensión en forma de una monocapa o cambio de mojabilidad de alguna superficie, fenómenos que son utilizados en procesos industriales como la hidrofiliación y la hidrofobación, el secado, la lubricación, la flotación, la detergencia, etc.

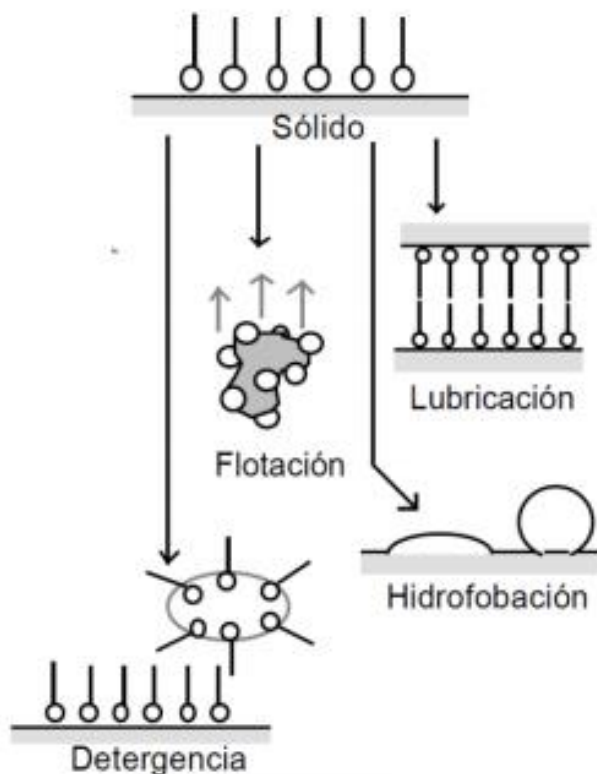


Figura 48. Fenómenos relacionados a la adsorción (Hernández, 2017)

En general, la adsorción del tensioactivo incrementa a medida que aumenta la concentración de surfactante hasta un valor que alcanza la concentración micelar crítica

2. Asociación

La asociación se define como un fenómeno impulsado por efectos hidrófobos, cuando a una solución se le añade más surfactante, este se adsorbe a las interfaces disponibles y su concentración monomolecular aumenta hasta formar las primeras micelas.

La micela es un polímero de asociación, el cual la fuerza motriz que favorece su formación es el efecto hidrófobo, en otras palabras, la sustracción de la parte apolar del tensioactivo del contacto con las moléculas del agua. Sin embargo, se debe considerar una solución micelar como un coloide, ya que su tamaño es del orden de 50 a 100 Å (angstrom) y presentan propiedades similares a las soluciones de polímeros.

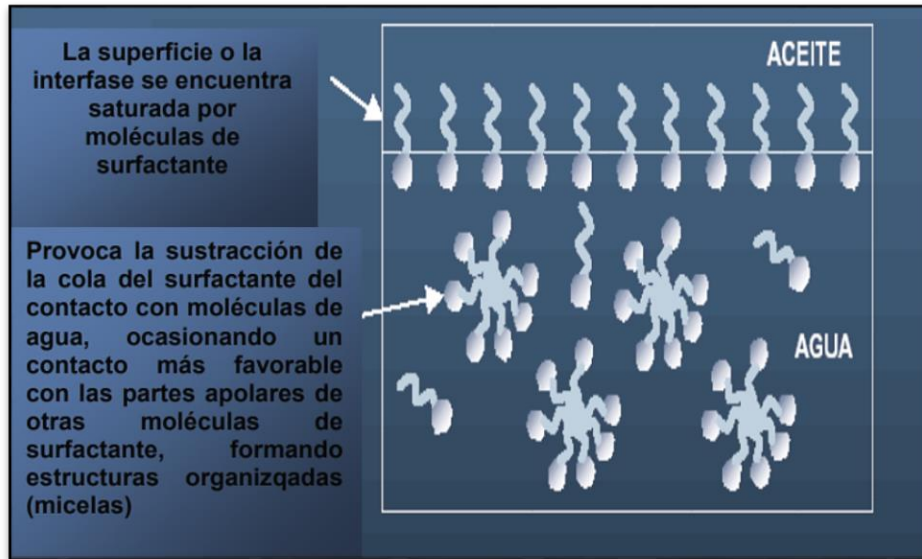


Figura 49. Asociación del Surfactante
(Velásquez, 2006)

El fenómeno de la micelización se produce debido a 2 tipos de efectos:

- Efecto hidrófobo, el cual aumenta con el tamaño de la cadena hidrocarbonada
- Los efectos que tiende a favorecer la formación de una micela

Mientras que los efectos que se oponen en la formación de una micela es repulsión entre grupos hidrófilos, especialmente cuando se trata de surfactantes iónicos. Para reducir este efecto es necesario la presencia de un alcohol, el cual se intercala entre las moléculas de surfactante en la interfase o la adición de electrolitos al producir un efecto de pantalla que reduce el campo eléctrico intermolecular.

Las micelas son responsables de una propiedad importante de las soluciones de tensioactivos: su poder solubilizante; esta propiedad permite disolver petróleo en agua o viceversa.

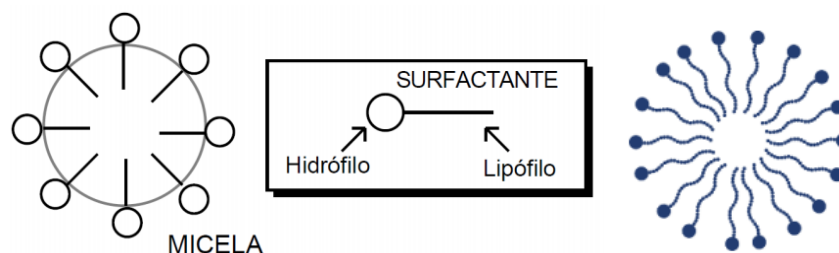


Figura 50. Formación de una micela
(Hernández, 2017) & (Geología del Petróleo Sistemas Petrolíferos EOR 101, 2016)

3. Carácter Anfífilo

Es una sustancia química cuya molécula tiene afinidad a su vez por las sustancias polares y las apolares. Por lo tanto, la mayoría de los anfífilos son surfactantes por ubicarse en una superficie o una interfase, siendo esta la única manera que tiene un tensioactivo para satisfacer su doble afinidad.

3.1.5.5. Clasificación de los Surfactantes

Los surfactantes desde el punto de vista comercial se venden según su uso o propiedad de mayor interés en cuanto a la aplicación como: jabones, bactericidas, tensioactivos, detergentes, inhibidores de corrosión, dispersantes, humectantes, emulsionantes, entre otros. Asimismo, el tipo de comportamiento que muestre el surfactante, depende de los grupos estructurales en la molécula o mezcla de moléculas.

Estos se fundamentan en el poder de disociación del tensioactivo en presencia de un electrolito y de sus propiedades fisicoquímicas.

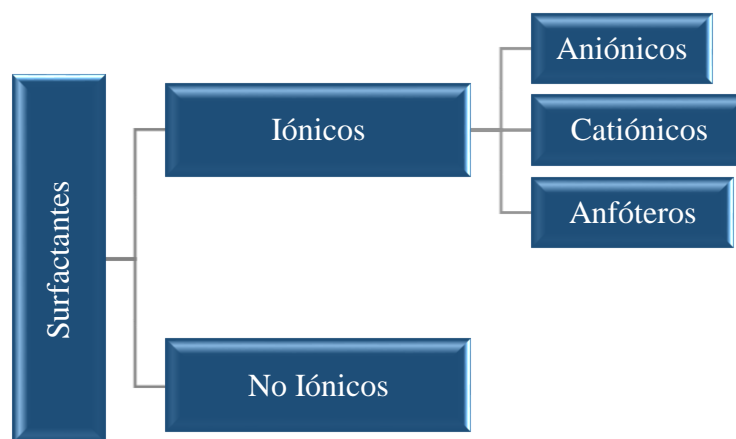


Diagrama 5. Clasificación de los Surfactantes
(Lara, 2015)

➤ Por la Carga Iónica

1. Surfactantes Iónicos

Son considerados iónicos si su grupo hidrofílico están cargados eléctricamente, ya sea por la ganancia o pérdida de electrones. Asimismo, cuentan con una afinidad fuerte por el agua

y excelentes propiedades de humectación, emulsificación y una formación de espuma. Estos se clasifican en:

a. **Surfactantes Aniónicos**



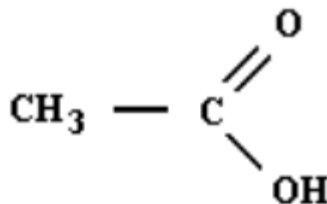
*Figura 51. Surfactante Aniónico
(Geología del Petróleo Sistemas Petrolíferos EOR 101, 2016)*

Es un metal alcalino constituidos por cadena ramificadas de 10 a 14 átomos de carbono que al ionizarse en agua produce un ion, en el cual la molécula hidrofílica está cargada negativamente. Tiene más adsorción en formaciones areniscas, además, a este tipo pertenecen los surfactantes de mayor producción, debido a su capacidad de disolución de sustancias poco solubles en agua.

Estos tensioactivos se dividen en 5 familias, las cuales son:

Ácido Carboxílico y sus sales (jabones): Compuesto formado por cationes (iones de carga positiva) enlazados a aniones, se considera el producto de una reacción química entre una base (catión) y un ácido (anión).

Estos se caracterizan por tener un grupo carboxílico (-COOH) en el extremo de la cadena y se representa de la siguiente manera:



*Figura 52. Estructura general del grupo carboxilo
(Quintana, 2007)*

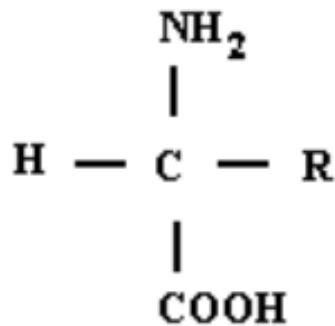
Desde el punto de vista comercial, los jabones que son considerados buenos para su uso en lavado, son aquellos que tienen ácidos grasos con cadenas de 12 a 18 átomos

de carbono y el grupo hidrofílico se encuentra en un extremo de la cadena hidrocarbonada hidrofóbica. Sin embargo, el jabón es sensible a las aguas duras, debido a que se combina con calcio o magnesio o cualquier catión polivalente formando sales insolubles, siendo estables solo en medios alcalinos.

Además de los cationes polivalentes o pesados, el agregado de NaCl, también insolubiliza a los jabones, por ser inestables a pH inferior a 7 por la formación de ácidos grasos insolubles en agua.

Los surfactantes de esta clase son ácidos débiles y la solubilidad en agua depende de la neutralización con una base, siendo compatibles con los tensioactivos aniónicos y no iónicos.

Acil – aminoácidos: Molécula que contiene un grupo carboxílico (-COOH) y un grupo amino (-NH₂) libres. Estos pueden representarse como:



*Figura 53. Estructura general de un aminoácido
(Quintana, 2007)*

Los grupos R son muy variados químicamente y representan un radical o cadena lateral. Estos pueden ser de tipo:

- ❖ Polares
- ❖ No Polares
- ❖ Ácidos
- ❖ Básicos

Esteres del ácido fosfórico: Comprende los monos y diésteres del ácido fosfórico y sus sales, debido a que los diésteres son más lipóforos que los monoésteres, sin

embargo, las propiedades lipofóbicas depende de la naturaleza de la cadena esterificada.

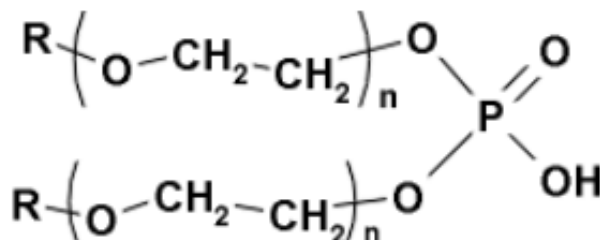


Figura 54. Estructura general de los esteres del ácido fosfórico (Quintana, 2007)

Estos esteres son hidrolizables en medios ácidos, aunque tiene buena estabilidad en pHs neutros y ligeramente alcalinos.

Esteres del ácido sulfúrico: Son sales o monoésteres del ácido sulfúrico.

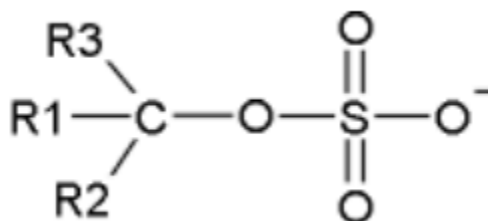


Figura 55. Estructura general de los esteres del ácido sulfúrico (Quintana, 2007)

Se distingue dos tipos de esteres según sea el radical R1, debido a que el R2 y R3 suelen ser solo H; uno los alquil sulfatos, los cuales se preparan por sulfatación de alcoholes con cadena alquílica larga y el otro por alquil éter sulfatos que emplean alcoholes etoxilados como cadena hidrofóbica principal.

Ácidos sulfónicos: Se distinguen por presentar un enlace C-S y diferenciar 4 subfamilias según el radical R1, debido a que el R2 y R3 son solo H.

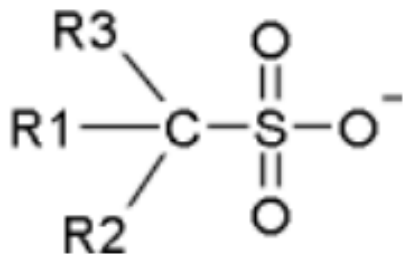


Figura 56. Estructura general de los ácidos sulfónicos
(Quintana, 2007)

b. Surfactantes Catiónicos



Figura 57. Surfactantes Catiónicos
(Geología del Petróleo Sistemas Petrolíferos EOR 101, 2016)

Se identifica por tener carga eléctrica neta positiva en su parte hidrófila y un anión de tipo halogenado. La mayor parte son compuestos nitrogenados, los cuales contiene una cadena larga de 8 a 25 átomos de carbono y un átomo de nitrógeno cargada positivamente.

Generalmente, se utilizan en formaciones carbonatadas para cambiar la mojabilidad, preferentemente de estar mojada por agua o ser mojada por petróleo. Además, su efectividad en pH bajo, ha llevado a emplearlo en formuladores de emulsiones cosméticas, preferentemente las que permanecen largo tiempo en contacto con la piel.

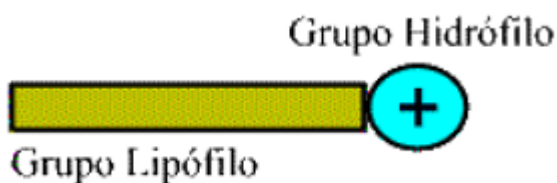


Figura 58. Molécula para surfactante catiónico
(Quintana, 2007)

Sin embargo, tiene dos propiedades importantes y únicas:

1. Se absorben sobre sustratos cargados negativamente
2. Muchos de ellos tienen propiedades bactericidas.

Por ejemplo, tenemos los cloruros y bromuros de alquiltrimetilamonio, dialquilbencil dimetilamonio más conocido como cloruros de benzalconio.

Estos se dividen en las siguientes familias y subfamilias:

1. Alquil imidazolinias
2. Alquil aminas
3. Aminas etoxiladas
4. Cuaternarios
 - Sales de amonio heterocíclicas
 - Sales de alquil bencil dimetil amonio
 - Sales de tetraalquil amonio

Los tensioactivos de base amina tiene mayor aplicación en industrias como agentes de flotación de minerales, agentes dispersantes y humectantes para emulsiones de asfaltos y de alquitrán, inhibidores de la corrosión o intermediarios en la fabricación de compuestos más complejos. Mientras que las amidas etoxiladas tiene aplicación en industrias textiles.

c. Surfactantes Anfóteros



*Figura 59. Surfactante Anfóteros
(Geología del Petróleo Sistemas Petrolíferos EOR 101, 2016)*

Formados por un grupo aniónico como un grupo catiónico. Se caracteriza debido a que la carga eléctrica de la parte hidrofílica cambia en función del pH del medio, ya que poseen carga positiva en medios ácidos y carga negativa en ambientes básicos y en medios neutros tienen forma intermedia hídrica. Generalmente, estos surfactantes no se han utilizado en la recuperación mejorada de petróleo.

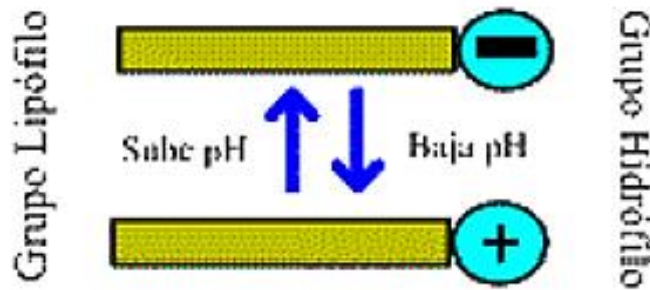


Figura 60. Comportamiento de un surfactante anfótero (Quintana, 2007)

La mayoría de las veces son utilizados cuando son necesarias las propiedades de detergentes catiónicos y en casos particulares debido a su alto costo. Los aminoácidos y proteínas están dentro de esta categoría.

Estos tensoactivos se dividen en dos familias que son:

1. Acil – aminoácidos y derivados
2. N – alquil – aminoácidos

Asimismo, son compatibles con todo tipo de surfactantes y frecuentemente insolubles en la mayoría de los solventes orgánicos, incluido el etanol.

Además, son utilizados en el área cosmética, por su buena tolerancia cutánea y bajo potencial irritante y en la formulación de limpiadores alcalinos, así como en inhibidores de corrosión.

Unas de las primordiales ventajas que presentan son: su poca sensibilidad a la dureza del agua y su alta compatibilidad con otros tensoactivos.

Betaina: Es un tipo de surfactante anfótero que tiene ventajas de alta tolerancia a la salinidad, alta actividad interfacial y estabilidad. Se aplicó en la recuperación de petróleo terciario primero por Mobil en 1977. En China, los surfactantes de tipo betaína utilizados en EOR han atraído la atención de investigadores en los últimos años. (Anzhou Feng, 2012)

d. Surfactantes No Iónicos



*Figura 61. Surfactante No Iónico
(Geología del Petróleo Sistemas Petrolíferos EOR 101, 2016)*

Son solubles en agua y disolventes orgánicos, principalmente hidrocarburos; además compatibles con todo tipo de tensioactivo y poco espumantes, debido a no tener efectos eléctricos, por lo tanto, no exhiben fuerte adsorción sobre superficies cargadas.

Además, son más tolerantes a la alta salinidad, pero menos eficientes para reducir la tensión interfacial como los surfactantes iónicos. Igualmente, debido a su naturaleza química son compatibles con otros agentes surfactantes aniónicos, catiónicos y coloides cargados positiva y negativamente.

Estos se definen como:

- Esteres de glicoles
- Ésteres de glicerol
- Ésteres de polioxietilenglicol
- Ésteres de sacarosa

En soluciones acuosas no forman iones, debido a que su parte hidrofílica está formada por grupos polares no ionizados como alcohol, éter o éster, tiol; siendo la gran mayoría alcoholes o fenoles etoxilados (lavaplatos, champús).

También son altamente valiosos como materia prima para diversos productos, dentro de la industria de la agricultura, látex, curtido, textiles, pulpa, papel, procesos de metales, pinturas en emulsión y petróleo. Además, se utilizan en limpiadores de pisos y en detergentes de lavandería.

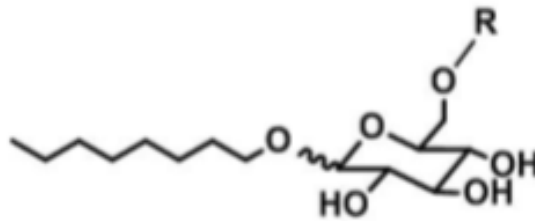
Surfactante Sostenible

Los alquilpoliglucósidos (APG) son reconocidos como surfactantes sostenibles basados en materias primas naturales renovables, que muestran una buena biodegradabilidad en condiciones aeróbicas, por lo tanto, convirtiéndose en

interesantes candidatos para las operaciones EOR. Así como también un bajo perfil de ecotoxicidad y propiedades de solubilidad superiores en ambientes de alta salinidad. (Monia Santa, 2011)

El rendimiento se ha convertido en un factor clave para la industria química la cual puede mejorar optimizando los efectos hidrófobos y la parte hidrófila del surfactante. De hecho, los últimos desarrollos muestran que en el medio ambiente la cordialidad no significa comprometer las propiedades superiores del producto. Por lo que, los sistemas de surfactantes EOR basados en APG pueden aplicarse en condiciones de alta salinidad y temperaturas elevadas donde los surfactantes convencionales a menudo no se pueden usar más. (Monia Santa, 2011)

Alquilpoliglucósidos (APG)



*Figura 62. Estructura química de C 8 -APGs.
(Monia Santa, 2011)*

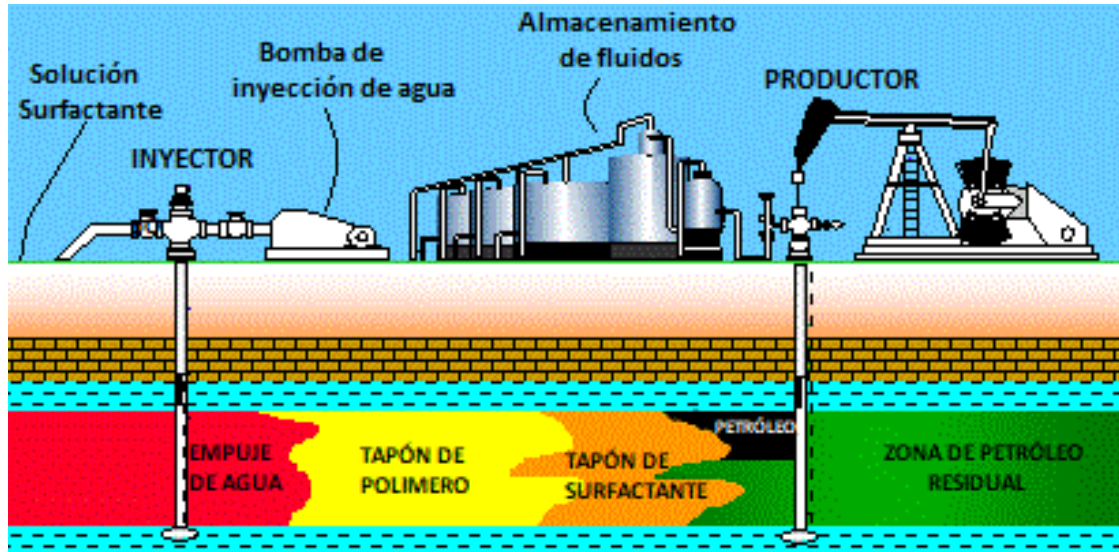
Los alquilpoliglucósidos (APG) son tensioactivos no iónicos que están compuestos por un alcohol y un resto a base de glucosa. Ya son ampliamente utilizados en la industria petrolera. Se aplican en fluidos de perforación seguros para el medio ambiente, en agentes de limpieza de pozos, como espumantes en la recuperación de petróleo pesado y para reducir la tensión interfacial en los procesos de recuperación de petróleo terciario inducidos por surfactante. (Monia Santa, 2011)

Las concentraciones de surfactante APG son capaces de disminuir el IFT de los sistemas de petróleo crudo / agua significativamente incluso bajo condiciones de salinidad y temperatura elevada. (Monia Santa, 2011)

Las evaluaciones que utilizan métodos como el análisis de ecoeficiencia, el inventario del ciclo de vida, la evaluación del ciclo de vida y la huella de carbono

demuestran el alto potencial de sostenibilidad de su uso en EOR y otras aplicaciones. (Monia Santa, 2011).

3.1.5.6. *Etapas de Inyección de Surfactantes*



*Figura 63. Etapas de Inyección de Surfactantes
Adaptado de (Silva, 2013)*

1. Preflujo de Agua
2. Surfactante
3. Solución Polimérica
4. Agua
5. Desplazamiento del banco de petróleo

El método de inyección de surfactantes se basa en inyectar un volumen de salmuera con el objetivo de cambiar la salinidad de la salmuera de la formación con el propósito que al mezclarse con el surfactante no cause disminución de la actividad interfacial. Seguido de inyectar concentraciones bajas de tensioactivo al agua, para reducir las fuerzas capilares del medio poroso desplazando al petróleo. Asimismo, tiene como objetivo mejorar el barrido volumétrico y para asegurar que la movilidad del surfactante este controlada, se impulsa una solución polimérica que actúa como amortiguador.

Igual que en el proceso de inyección de polímeros, se inyecta un preflujo de agua de baja salinidad ajustando el pH y desplazando las sales de formación.

3.1.5.7. *Ventajas y Desventajas de la Inyección de Surfactantes*

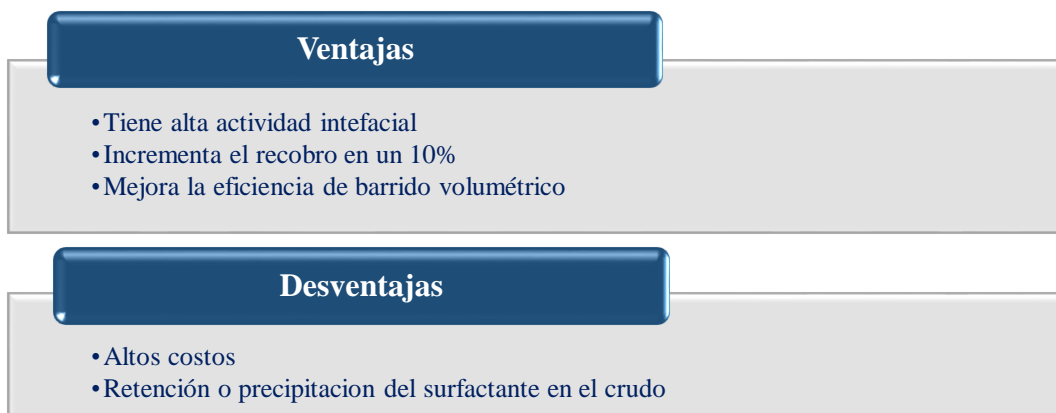


Diagrama 6. Ventajas y Desventajas de la Inyección de Surfactantes (PEÑA, 2016)

3.1.5.8. *Efectos asociados de la Inyección de Surfactantes*

Esta técnica busca favorecer los siguientes procesos:

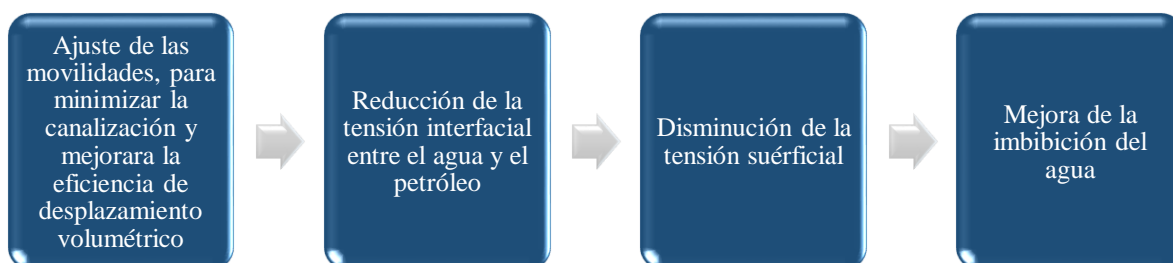


Diagrama 7. Efectos asociados a la Inyección de Surfactantes (PEÑA, 2016)

3.1.6. **Inyección de Alcalinos**

3.1.6.1. *Álcali*

El álcali se define como cada uno de los hidróxidos, óxidos y carbonatos de los metales alcalinos, simplemente un álcali es una sustancia que produce mayor cantidad de iones hidróxido (OH) al disolverse en agua que iones de hidrógeno (H) con un pH mayor a 7.



*Figura 64. Álcali
(N, 2019)*

3.1.6.2. Características de los Álcalis

- Son soluciones acuosas
- Deslizadoras y jabonosas
- Tiene pH mayor a 7
- Cáusticas
- Poseen propiedades de las bases: reaccionan con los ácidos para formar sales
- Poseen propiedades surfactantes, además de susceptibles de reducir la tensión interfacial y modificar la mojabilidad de la roca.
- Produce actividad interfacial relacionada con ciertos componentes del petróleo.

La Inyección de Alcalinos es un método muy complejo que emplean un proceso de emulsión in situ, donde se requiere adicionar al agua de inyección sustancias químicas como sosa caustica o carbonato de sodio, orto silicato sódico, hidróxido amónico, hidróxido de sodio, silicato de sodio entre 0.1 – 2.5% u otro producto para lograr aumentar el pH en valores entre 8 y 10, los cuales reaccionan con los ácidos orgánico que contiene el petróleo en el yacimiento, este contacto genera surfactantes, permitiendo que el crudo sea producido por mecanismos como: el cambio de mojabilidad, reducción de la tensión interfacial entre el petróleo (fluido desplazado) y la solución alcalina (desplazante), emulsificación del petróleo en agua y entrapamiento del petróleo. En ciertas ocasiones se obtienen tensiones bajas entre 0.01 – 0.001 dina/cm.



*Figura 65. Alcalinos
(CMG, 2017)*

Generalmente, en una inyección de ASP se utilizan los álcalis débiles, como el bicarbonato y carbonato de sodio, los cuales permiten una menor adsorción de los demás componentes.

Tabla 8. Compuestos alcalinos y sus características

Fuente: (Medina, 2010)

Compuesto	Formula	Peso Mol.	pH		Na ₂ O %	Agua fría g/100cm ³	Agua caliente g/100cm ³	Rango de precios \$USD/ton seca
			0% NaCl	1% NaCl				
Hidróxido de sodio	NaOH	40	13.15	12.5	0.775	42	347	285-335
Ortosilicato de sodio	Na ₄ SiO ₄	184	12.92	12.4	0.674	15	56	300-385
Metasilicato de sodio	Na ₂ SiO ₃	122	12.6	12.4	0.508	19	91	310-415
Amoniaco	NH ₃	17	11.45	11.37	-	89.9	7.4	190-205
Carbonato de sodio	Na ₂ CO ₃	106	11.37	11.25	0.585	7.1	45.5	90-95

Sin embargo, estos compuestos tienen la desventaja de reaccionar con todo tipo de roca, neutralizando su efecto hasta cierto punto y reduciendo su concentración al agua alcalina; por ejemplo, las dolomitas y calizas reaccionan poco con el NaOH y la reacción de las areniscas con la sílice no es un problema grave, pero con rocas arcillosas puede ser significativa.

Mientras que el cambio de mojabilidad de la roca presenta dos mecanismos de desplazamiento de petróleo mediante soluciones alcalinas, la primera cuando cambia la roca de mojable por petróleo a mojable por agua y el segundo cuando ocurre el cambio inverso.

Asimismo, los surfactantes que se generan son insolubles, cuando la solución alcalina es salada, la cual promueve la mojabilidad por petróleo, por el contrario, en agua dulce son solubles y promueven la mojabilidad por agua.

Cabe mencionar, que bajo condiciones apropiadas de salinidad, pH y temperatura los tensioactivos pueden cambiar la humectabilidad del medio poroso; es decir, cambian las curvas de permeabilidad relativa del agua y petróleo. (B, 2013)

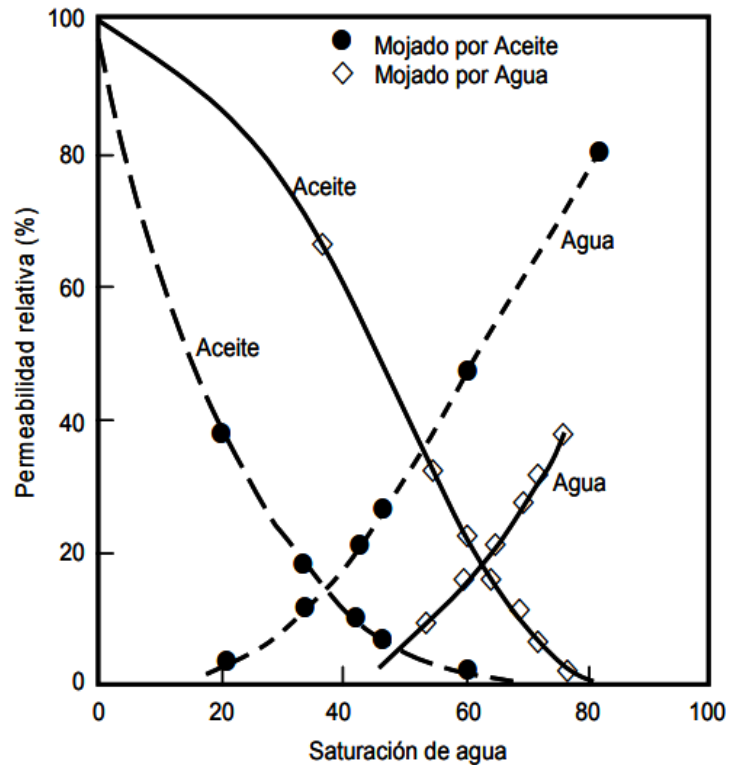


Figura 66. Efecto de la mojabilidad sobre las curvas de permeabilidad relativa (Medina, 2010)

También, altera la humectabilidad de la roca y su química reduciendo la adsorción de los surfactantes.

Para la aplicación de este método en crudos pesados, la concentración del agente alcalino debe ser menor, entre 0.1 y 1%, formando una emulsión con menor viscosidad que el petróleo y optimizando el flujo a través del yacimiento.

Entre las propiedades que presenta tenemos:

- ✓ Ser solubles en agua
- ✓ Crean compuestos jabonosos al entrar en contacto con el agua

- ✓ Sus disoluciones trasladan corriente eléctrica
- ✓ En concentraciones elevadas puede producir quemaduras químicas

Asimismo, hay evidencia de que la viscosidad interfacial tiende a aumentar en presencia de sustancias alcalinas, lo cual está sujeto con un aumento de estabilidad de las emulsiones.

Cuando reacciona el agua alcalina y el petróleo se produce surfactantes en la interface petróleo – agua, esta se origina por:

- ✓ Cambio de la humectabilidad
- ✓ Reducción de la tensión interfacial como resultado de la formación de tensioactivos en sitio.
- ✓ Emulsificación y entrapamiento de petróleo para controlar la movilidad.

El único problema que presenta la aplicación de este método es la presencia de corrosión en las tuberías.

3.1.6.3. *Parámetros o Criterios Técnicos*

Para la aplicación de este método se debe tener en cuenta los siguientes aspectos técnicos:

Tabla 9. Parámetros o Criterios técnicos de la Inyección de Álcalis

Fuente: Adaptada de (Silva, 2013)

CRITERIOS TÉCNICOS DE LA INYECCIÓN DE ÁLCALIS					
PETRÓLEO			YACIMIENTO		
Gravedad	API	13-35	Saturación de petróleo	Sobre la inyección de agua	
			Formación	Areniscas	
			Permeabilidad	md	>20
Viscosidad	cp	<200	Profundidad	ft	<9000
			Temperatura	°F	<200
			Presión del Yacimiento	No Crítica	
Composición	Requiere de ácidos orgánicos		Empuje de Agua	No o Débil	
			Espesor Neto	No Crítica	

La inundación alcalina no es recomendable para depósitos de carbonatos debido a la cantidad de calcio que presenta, ya que la mezcla de estas puede producir hidróxido, precipitación que puede dar la formación.

Este método trata de recuperar petróleo residual por la reducción de la tensión interfacial.

3.1.6.4. *Etapas de la Inyección de las Soluciones Alcalinas*

1. Preflujo de Agua
2. Solución Alcalina
3. Agua
4. Desplazamiento del banco de petróleo

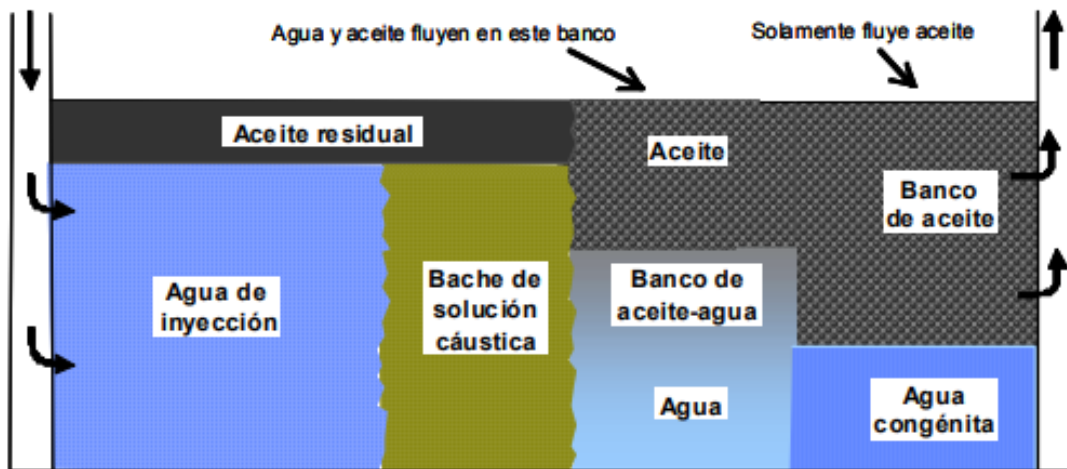


Figura 67. Etapas de la Inyección de Soluciones Alcalinas (Medina, 2010)

Este método consiste en la inyección de un preflujo de agua para acondicionar el yacimiento, seguido de la inyección de un bache de soluciones alcalinas y por último la del fluido desplazante que por lo general es agua.

Asimismo, este procedimiento origina un banco de petróleo al frente, seguido de otro combinado de petróleo y agua.

3.1.6.5. *Factores que influyen en la Inyección de las Soluciones Alcalinas*

- a. Tipo de sustancias alcalinas
- b. propiedades de la roa yacimiento

- c. Consumo de álcali
- d. Uso de polímero
- e. Interacciones:



Diagrama 8. Interacciones presentes en la Inyección de Álcalis (B, 2013)

3.1.7. Inyección de Mezcla de Aditivos Químicos

3.1.7.1. Inyección de Surfactantes – Polímeros (SP)

Consiste en inyectar sucesivamente diferentes fluidos y formar un tapón con cada uno de ellos, los cuales debe desplazarse en flujo tipo pistón de manera que cada nuevo fluido debe empujar el fluido que lo antecede. El tamaño del tapón en un sistema de alta concentración de surfactante esta de 5 a 15% del volumen poroso, mientras que en un sistema de baja concentración del 5 al 50%. Por otro lado, este método de recobro es aplicable en yacimientos con altas salinidades y temperaturas.

El uso de surfactante-polímero da más petróleo recuperado que una inyección de surfactante solamente, debido a la contribución sinérgica de la reducción de IFT por el surfactante y la reducción de la relación de movilidad por el polímero. (Farizal Hakiki, 2015)

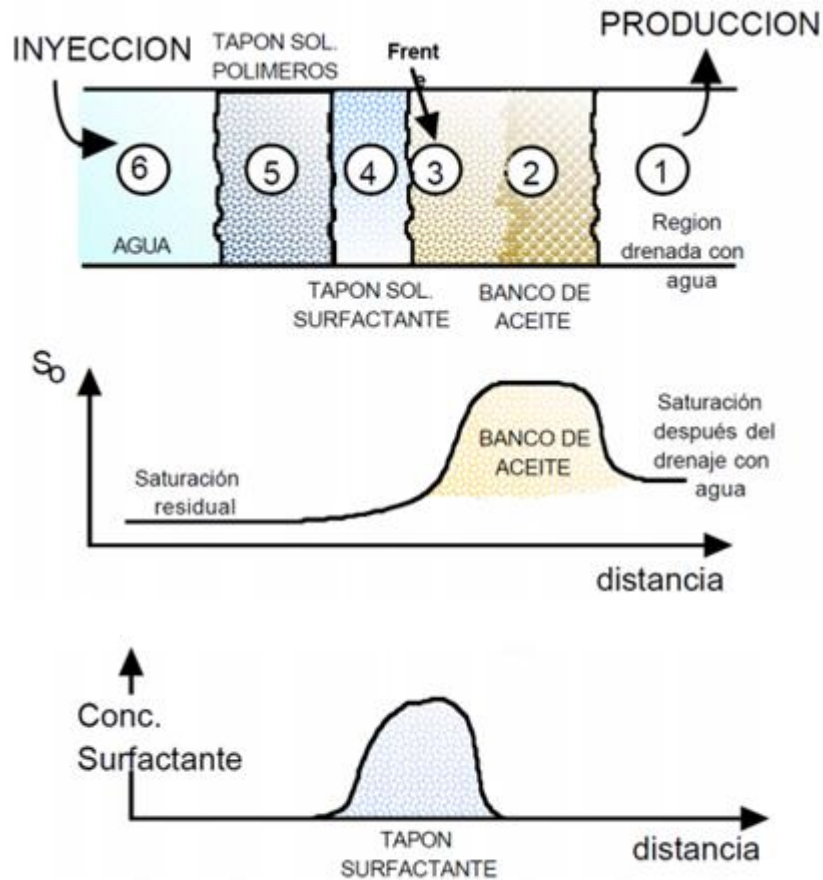


Figura 68. Diferentes estados del yacimiento durante un proceso de recuperación mejorada con surfactante – polímero (Hernández, 2017)

La zona 1 corresponde al estado inicial del yacimiento después del drenaje de agua, donde la saturación de petróleo es 30% y el petróleo se encuentra en forma de glóbulos desconectados, los cuales se encuentran atrapados en los poros por fuerzas capilares.

En la zona 2 se encuentra el banco de petróleo, en el cual ambos fluidos presentan continuidad produciendo un flujo difásico. La saturación de petróleo en esta zona es más alta que la anterior, donde el tapón de surfactante está empujando hacia adelante cierta cantidad de petróleo movilizado.

En la zona 3 la solución acuosa de surfactante entra en contacto con el petróleo atrapado y la moviliza, debido a la baja tensión interfacial.

La zona 4 funciona con el fin de compensar las pérdidas de tensioactivo por adsorción sobre la roca o transferencia hacia el petróleo. Además de permitir que el surfactante penetre

en las zonas menos permeables y compensar ciertas inestabilidades. Durante este proceso se va reduciendo el tamaño del tapón y se puede diluirse con el agua de formación y el fluido que lo sigue.

Para evitar la degradación del tapón de surfactante la zona 5 empuja un fluido viscoso, que es una solución de polímeros hidrosolubles, los cuales pueden ser de tipo polisacárido o poliacrilamida. Por lo general, se usa un tapón de 10 a 20% de volumen de poro y una concentración que va disminuyendo en la cola del tapón, donde la transición con la zona 6 es continua.

Por última la zona 6 es aquella donde se empuja el tapón de polímero con una inyección de agua.

3.1.7.1.1. Comportamiento de la Inyección combinada de Surfactantes y Polímeros

La combinación de estos dos agentes permite desplazar con mayor efectividad las reservas remanentes. La solubilidad parcial del surfactante tanto en petróleo como en agua permite que se coloque en la interface y acelere la movilidad del petróleo al reducir la tensión interfacial y fuerzas capilares. Por otro lado, el polímero aumenta la viscosidad del agua, formando un frente continuo que evitara la rápida interdigitación. Por lo tanto, la unión de estos dos procesos aumenta las fuerzas viscosas, mientras que las fuerzas capilares disminuyen, lo que provoca un incremento del número capilar, por ende, un aumento en las reservas recuperables. (Marcillo, 2015)

Principalmente porque cada agente químico cumple una función específica:

El surfactante aumenta la movilidad del petróleo y disminuye la tensión interfacial entre los fluidos.

Finalmente, el polímero aumenta la viscosidad del agua y facilita el desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores.

3.1.7.1.2. Consideraciones de la Inyección combinada de Surfactantes y Polímeros

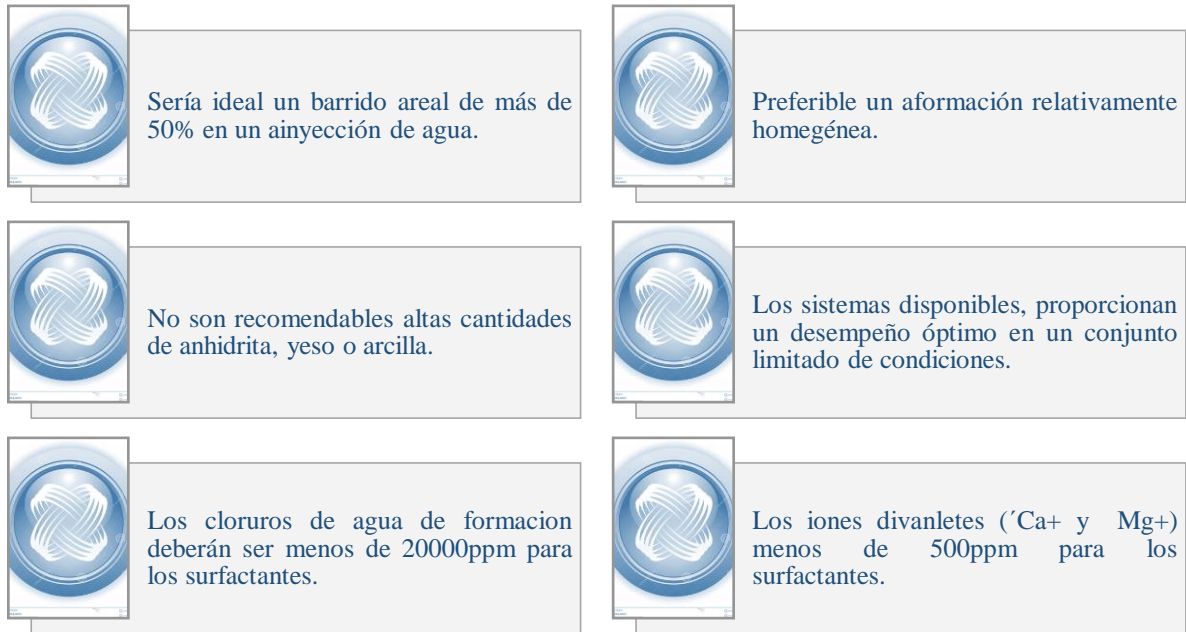


Diagrama 9. Consideraciones de la Inyección combinada de Surfactantes y Polímeros (PEÑA, 2016)

3.1.7.1.3. Ventajas y Desventajas de la Inyección combinada de Surfactantes y Polímeros

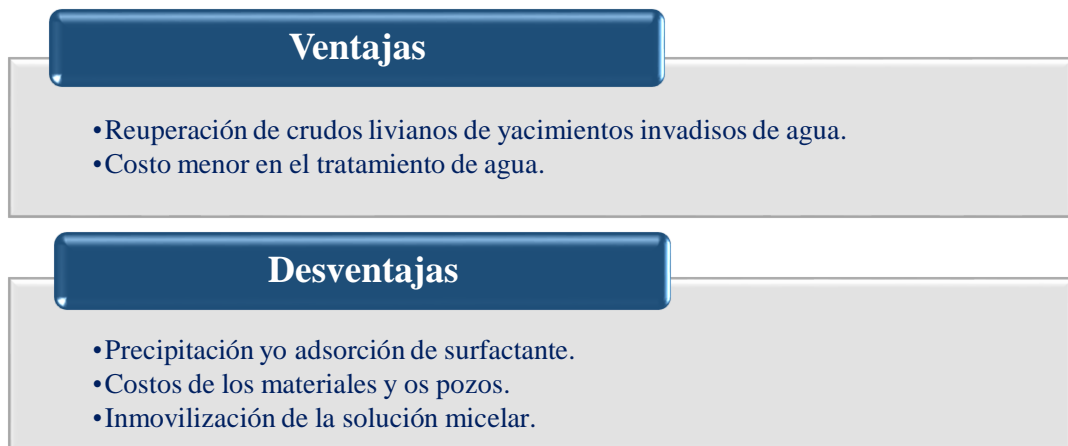


Diagrama 10. Ventajas y Desventajas de la Inyección combinada de Surfactantes y Polímeros (PEÑA, 2016)

3.1.7.1.4. Efectos asociados a la Inyección combinada de Surfactantes y Polímeros

Este método favorece la recuperación de petróleo llevando a cabo lo siguiente:



- Reducción de la tensión interfacial entre el petróleo y el agua.
- Solubilización de petróleo.
- Emulsificación de petróleo y agua.
- Mejora la movilidad.

Diagrama 11. Efectos asociados a la Inyección combinada de Surfactantes y Polímeros (PEÑA, 2016)

3.1.7.1.5. Parámetros o Criterios Técnicos

Para la aplicación de este método se debe tener en cuenta los siguientes aspectos técnicos:

Tabla 10. Parámetros o criterios técnicos de la inyección SP

Fuente: Adaptada de (PEÑA, 2016)

CRITERIOS TÉCNICOS DE LA INYECCIÓN SP					
PETRÓLEO			YACIMIENTO		
Gravedad	API	>25	Saturación de petróleo	>20%	
			Formación	Areniscas	
			Permeabilidad	md	No crítica
Viscosidad	cp	<20 a condiciones de yacimiento.	Profundidad	ft	<8500
			Temperatura	°F	<250

3.1.7.2. *Inyección Alcalino – Surfactante – Polímero (ASP)*

Definido como la combinación de un sistema alcalino, surfactante y polímero, diseñado para ser utilizado después de la inyección de agua. El tensioactivo inyectado, contiguo con el jabón de petróleo que se forma en la reacción de los alcalinos con los ácidos orgánicos del petróleo puede resultar en una tensión interfacial ultra baja, la cual en la interfaz salmuera – petróleo ayuda a emulsionar e incrementar la viscosidad del agua para mejorar el radio de movilidad entre las fases y disminuir el petróleo residual del yacimiento.

El objetivo de esta inyección es reducir las fuerzas capilares y viscosas para evitar la retención de los hidrocarburos en el yacimiento, controlando la reducción de la tensión interfacial y la movilidad del frente de desplazamiento.

La tolerancia de la salinidad del álcali puede mejorar gracias al surfactante añadido, asimismo, el polímero inyectado mejora la relación de movilidad. El álcali en la inyección es un excelente agente de sacrificio que ayuda a disminuir las pérdidas de adsorción de los surfactantes y polímeros inyectados. La adsorción de polímero en la roca del yacimiento puede reducir la permeabilidad efectiva al agua, por lo tanto, mejora las eficiencias de barrido verticales y areales.

El uso de álcali y surfactantes ayuda a modificar la tensión interfacial entre el agua y el petróleo, aumentando el número capilar (N_c) y por ende mejorar la eficiencia de desplazamiento; sin embargo, en caso de la viscosidad del agua se utiliza polímeros: Por lo tanto, el uso de estos tres químicos ayuda a un mejor recobro que utilizarlos por separado.

3.2.4.2.1. Ventajas de la Inyección ASP

ASP ha sido considerado como el único método de EOR químico viable para reducir la saturación de petróleo por debajo de su valor residual. El álcali tiene la ventaja de reducir la adsorción del surfactante y también, especialmente con el petróleo pesado, de combinarse con componentes ácidos del petróleo para generar surfactantes in situ. (R. Al-Jabri, D. Rousseau and S. Renard, V. Miralles, & E. Delamaide, 2018).

Por lo tanto, las ventajas de este proceso son las siguientes:

- Disminuye el corte de agua
- Disminuir la saturación de petróleo residual y mejora la eficiencia de barrido

- Amplia la vida útil del yacimiento y se incrementa su valor económico
- Aumento del recobro en yacimientos heterogéneos
- Utilizado en petróleos con alto valor ácido
- Aplicable a un campo en cualquier momento
- Recuperación de petróleo dos veces que la inyección de agua.

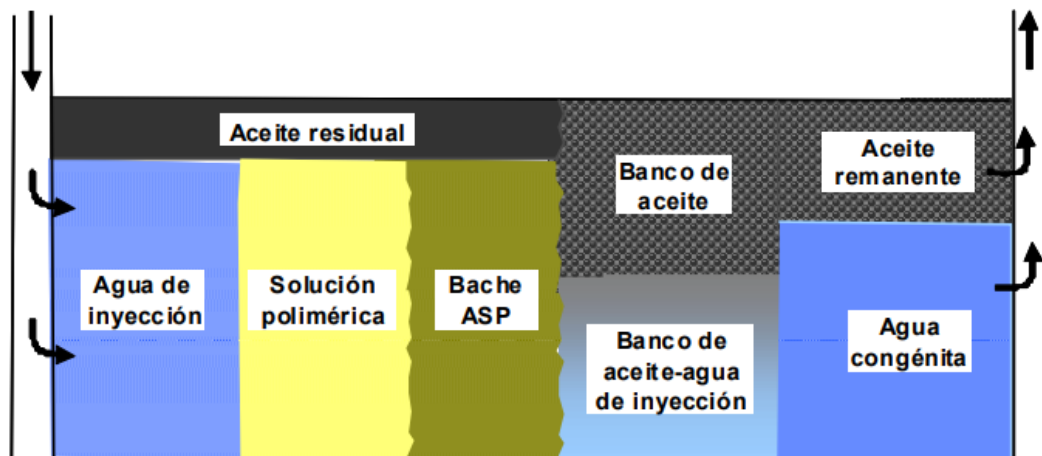
La saturación de petróleo residual después de la inyección de agua en el yacimiento puede estar entre 40 – 60%, además, la cantidad de crudo atrapado en el yacimiento se debe a los siguientes fenómenos:

- Problemas de Inyectividad por caminos preferenciales
- Las Fuerzas capilares, quienes provocan que las gotas de crudo queden atrapadas en el medio poroso de forma discontinua.

La aplicación de este método se usa para neutralizar estos fenómenos, además de mejorar el desplazamiento del crudo a través de la disminución de la tensión interfacial entre el agua y el petróleo, e incrementar la viscosidad del agua modificando la relación de las fuerzas capilares y viscosas.

Asimismo, tiene como propósito principal mejorar el radio de movilidad que sea menor a 1 ($M < 1$), donde el petróleo pueda fluir mejor que el agua, formando un desplazamiento óptimo y generando una alta eficiencia de barrido y recobro de petróleo.

3.2.4.2.2. Etapas de Inyección de ASP



*Figura 69. Etapa de Inyección ASP
(Medina, 2010)*

1. Preflujo de Agua
2. Tapón con la solución de álcali y surfactante
3. Tapón con la solución de polímeros
4. Agua
5. Desplazamiento de petróleo

Este proceso consiste en inyectar un preflujo de agua, seguido de inyectar álcali y surfactante, el cual se mezclará formando un tapón que va a modificar las propiedades, reduciendo la tensión interfacial para que el petróleo se pueda desplazar, continuando se inyecta polímeros para mejorar la movilidad entre el petróleo y los fluidos inyectados, finalmente se inyecta agua con el propósito de empujar el tapón de polímeros.

Sin embargo, su diseño varía según el yacimiento, tipo de agente químico y su concentración, tasa de inyección, las cuales son obtenidas por pruebas de laboratorio.

Los criterios de selección convencionales indican que la inundación de ASP se puede utilizar de manera efectiva cuando la viscosidad del petróleo es inferior a 200 cp. Sheng (2014) informó sobre 32 proyectos de campo de inundaciones de ASP, la mayoría de los cuales se realizaron en China (19 proyectos) con viscosidades de petróleo inferiores a 50 cp. (Kwang Hoon Baek, 2019)

Igualmente, la temperatura debe ser menor a 200 °F, debido a que si los valores son mayores provocaría una alteración en la estabilidad química de los polímeros, disminuyendo la viscosidad.

Estudios de laboratorio han confirmado que el uso de agentes químicos alcalinos de menor costo mezclado con surfactante, permite disminuir la tensión interfacial y el contenido iónico divalente del sistema roca – fluido, incrementando la carga negativa de la superficie de la roca, lo cual ayuda a reducir la pérdida de los químicos de mayor costo, en este caso los surfactante y polímero, logrando con esto que el proceso de desplazamiento del ASP sea factible de aplicar económica y técnicamente.

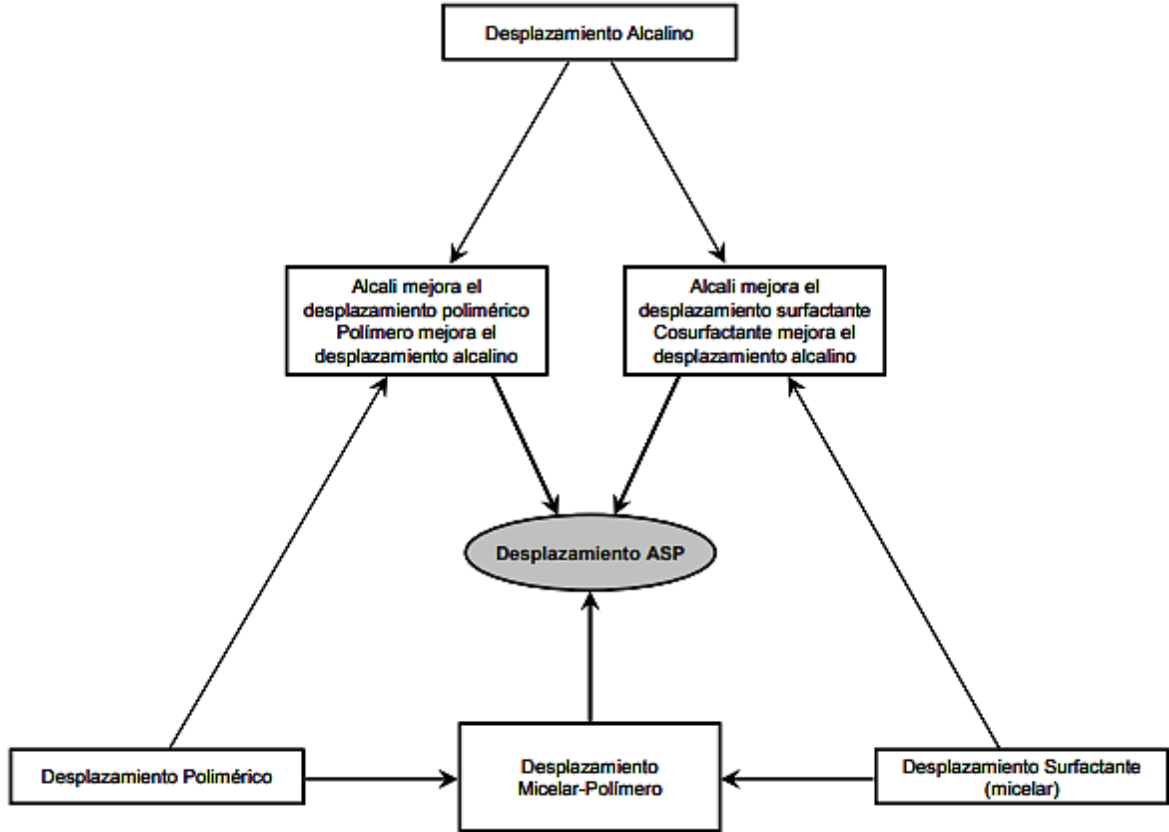


Figura 70. Evolución de los procesos químicos
(Medina, 2010)

Por lo tanto, el principal problema que afecta la eficiencia de la recuperación en el proceso de desplazamiento SP es la pérdida de agentes químicos debido a la interacción de estos con los minerales de la roca. Mientras que los aditivos químicos alcalinos se utilizan para mejorar la eficiencia del surfactante por una combinación de diferentes mecanismos.

Tabla 11. Mecanismos de la Inyección ASP

Fuente: Adaptado de (Medina, 2010)

AGENTE QUÍMICO	FUNCIÓN	MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO
Álcali	Incrementa el pH, lo cual saponifica el petróleo.	Disminuye la TIF

	Incrementa el esfuerzo iónico, lo cual altera el perfil de pH para la saponificación.	
Álcali	Incrementa el esfuerzo iónico, lo cual altera el coeficiente de partición.	Regula el comportamiento de fase
Álcali	Incrementa la densidad de carga negativa sobre la roca.	Disminuye la adsorción de químicos.
		Hace a la roca más mojable por agua.
Surfactante	Se adsorbe en la interfase agua petróleo.	Disminuye la TIF
Surfactante	Forma micelas mixtas en la emulsión generada in situ.	Amplia el rango de concentración de álcali para obtener la mínima TIF.
Polímero	Incrementa la viscosidad del agua	Disminuye la movilidad del agua.
	Se adsorbe a la roca disminuyendo la permeabilidad efectiva al agua	

En general, el álcali se utiliza por dos objetivos principales:

- Disminución de la retención de químicos
- Disminución de la tensión interfacial

3.2.4.2.3. Parámetros o Criterios Técnicos

Para la aplicación de este método se debe tener en cuenta los siguientes aspectos técnicos:

Tabla 12. Parámetros o Criterios Técnicos de la inyección ASP
Fuente: Adaptado de (PEÑA, 2016)

CRITERIOS TÉCNICOS DE LA INYECCIÓN ASP				
PETRÓLEO			YACIMIENTO	
Gravedad	API	>20	Saturación de petróleo	>30%

			Formación	Areniscas preferiblemente	
			Permeabilidad	md	>100
Viscosidad	cp	<35 a condiciones de yacimiento.	Razón de movilidad	2-40	
			Temperatura	°F	<200

3.2.4.2.4. Interacciones del Alkali, Surfactante y Polímero con el Sistema Petrolero – Salmuera – Roca

Los agentes químicos cuando entran en contacto con el sistema petrolero – salmuera - roca genera una serie de interacciones que influyen en el desempeño del proceso.

a. Interacción del Alkali

Las interacciones con el álcali son las siguientes:

1. **Reacción entre el álcali y los componentes ácidos del petróleo formando surfactante en sitio.**

La mezcla ASP al contactar con el petróleo atrapado, genera una disminución de la tensión interfacial (TIF) entre las dos fases, debido a la capacidad de adsorción y doble afinidad del surfactante lo que permitirá un mayor contacto del álcali y el petróleo residual, el cual contiene ácidos orgánicos capaces de generar surfactantes naturales (similares a los jabones) en sitio. (Velásquez, 2006)

Estos surfactantes naturales tienen como objetivo modificar el número capilar y la tensión interfacial, igualmente cuando reaccionan con el surfactante inyectado logra reducir la TIF a un valor bajo, por lo general $< 10^2 \text{ mN/m}$ y contribuir al aumento del número capilar. Esta disminución combinada con la acción de la solución ASP permite la movilización del banco de petróleo, emulsificando o dispersando cierta cantidad de petróleo residual en la fase acuosa, la cual tiene una viscosidad similar a

la solución ASP, lo que ayudará al desplazamiento de la fase entrampada a los pozos productores. (Velásquez, 2006)

Estos surfactantes naturales tienen como objetivo modificar el número capilar y la tensión interfacial, igualmente cuando reaccionan con el surfactante inyectado logra reducir la TIF a un valor bajo, por lo general $< 10^2 \text{ mN/m}$ en concentraciones alcalinas típicas de 0,05 y 0,1% del peso y contribuir al aumento del número capilar. Esta disminución combinada con la acción de la solución ASP permite la movilización del banco de petróleo, emulsificando o dispersando cierta cantidad de petróleo residual en la fase acuosa, la cual tiene una viscosidad similar a la solución ASP, lo que ayudará al desplazamiento de la fase entrampada a los pozos productores. (Velásquez, 2006)

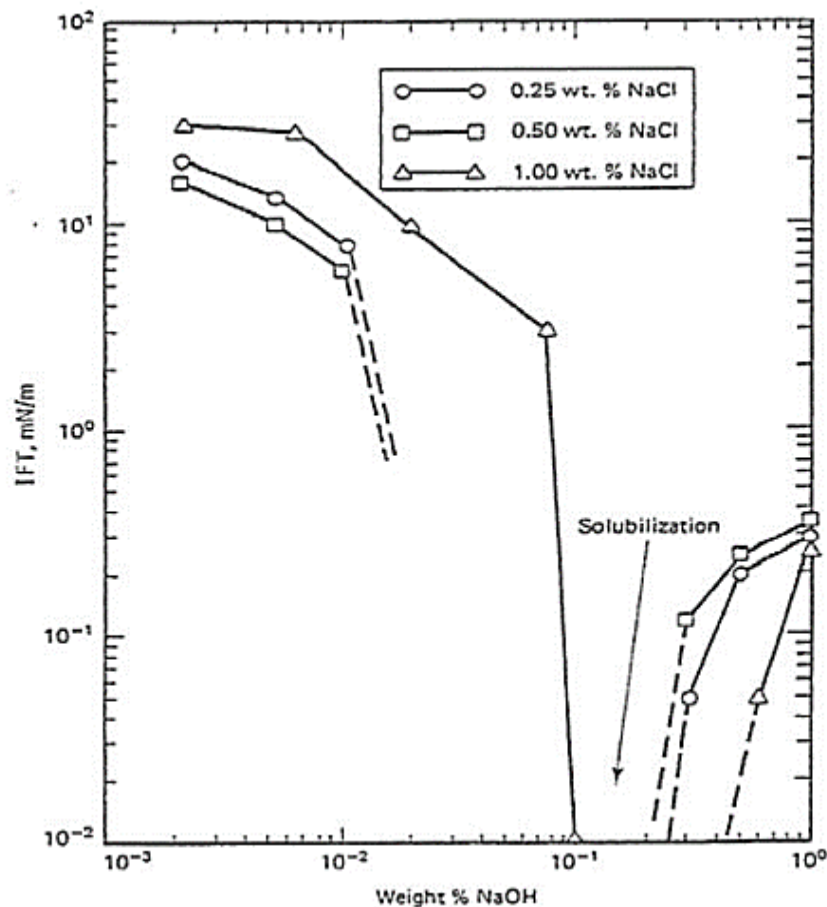


Figura 71. Tensiones interfaciales en sistemas solución cáustica – petróleo (B, 2013)

2. Reacción con la salmuera y minerales de la roca reservorio y el consecuente consumo del álcali y cambios en el ambiente iónico.

Debido a la complejidad de la mineralogía de los yacimiento, por lo general las rocas sedimentarias están compuestas por areniscas con arcilla, las cuales contienen iones como el calcio, quien ha estado en equilibrio con la salmuera connata; si se inyecta una nueva fase acuosa se produce un nuevo equilibrio físico -químico que puede resultar en un intercambio de iones entre la fase inyectada y la roca. (Velásquez, 2006)

Cuando la nueva fase acuosa contiene álcali, esta reacciona con los iones de calcio y cationes de la salmuera, ocurriendo un intercambio catiónico por la incompatibilidad de la composición electrolítica de los fluidos inyectados y los que se encuentran en el yacimiento. (Velásquez, 2006)

Asimismo, puede ocurrir reacciones de intercambio de hidrógeno, los cuales consume grandes cantidades de álcali causando un frenado de la propagación de la misma en el instante de interactuar con el petróleo. Por lo que, para atenuar estas reacciones, se han realizado muchas formulaciones de ASP con carbonato y bicarbonato de calcio (CaCO_3 y $\text{Ca}(\text{HCO}_3)_2$) por ser álcalis débiles cuyo propósito es disminuir las reacciones roca -álcali, donde el ion carbonato logra que la superficie mineral se cargue negativamente, inclusive en pH neutro, impidiendo la adsorción de químicos y generando un cambio en la mojabilidad. (Velásquez, 2006)

Número Ácido

Se define como la cantidad en miligramos de hidróxido de potasio (KOH) para neutralizar un gramo de petróleo. Por lo tanto, la capacidad de un crudo para formar surfactantes se puede caracterizar como posibles candidatos para la inyección de sustancias alcalinas a través de la medición del número ácido.

Consumo total del Álcali

Esta se puede representar de la siguiente manera:

$$C_i - C_t = \Delta C_o + \Delta C_w + \Delta C_c + \Delta C_D$$

Donde:

$C_i - C_t$: Concentraciones inicial y actual

ΔC_o : Consumo de álcali por su reacción con el crudo para generar surfactantes

ΔC_w : Consumo de álcali causada por la reacción con los iones multivalentes presentes en el agua de formación

ΔC_c : Consumo durante el intercambio de iones entre la solución alcalina y la roca

ΔC_D : Consumo durante la reacción de disolución entre el álcali y la roca. (B, 2013)

Sin embargo, hay que tomar en cuenta que estos términos deben ser determinados experimentalmente y las condiciones lo más cercanas a las de campo.

b. Interacción del Surfactante

En la solución ASP la función principal del tensioactivo es lograr la disminución de la TIF entre la fase petróleo – agua, lo que ocurre cuando éste, al contactarse con las fases inmiscibles se adsorben en la interfase satisfaciendo su doble afinidad. Por lo que, es importante la adsorción del surfactante ya que puede causar un efecto de retardación o que se consuma el tensioactivo sin que actúe correctamente. (Velásquez, 2006)

Cuando el surfactante contacta con el petróleo y agua, se forman normalmente estructuras poliméricas llamadas micelas, las cuales pueden solubilizar sustancias apolares en cantidades considerables. Asimismo, cuando el tensioactivo contacta con la roca reservorio puede presentar un ambiente inadecuado debido a la presencia de iones de calcio que al interactuar con estos resultará en la desorción de cationes polivalentes (Ca^{++} y Mg^{++}), lo que puede ser insoluble en agua y precipitar sin generar el efecto deseado. (Velásquez, 2006)

c. Interacción del Polímero

En la solución ASP el polímero aumenta la viscosidad de la solución, lo que permite que al contactarse con las fases agua – petróleo aumente la viscosidad del agua por ser soluble en agua e insolubles en petróleo, mejorando el radio de movilidad entre fases, logrando que el crudo se mueva mucho más rápido que el tapón de

empuje, generando un mejor desplazamiento areal y vertical, así como de un excelente barrido del yacimiento. (Velásquez, 2006)

Esto se debe a que este componente no puede disminuir el petróleo residual, debido a que disminuye la permeabilidad del agua al aumentar su viscosidad, incrementando el flujo de agua en zonas no barridas, así como el número capilar del polímero. (Velásquez, 2006)

Igualmente, este químico ayudará a mantener la integridad del tapón ASP disminuyendo su efecto de dispersión y restando la digitación en la cola del tapón. Asimismo, puede adsorberse en la superficie de la roca ocurriendo una detención de moléculas del polímero en el medio permeable, ayudando a disminuir la permeabilidad efectiva del agua. (Velásquez, 2006)

En el proceso ASP generalmente se usa poliacrilamida parcialmente hidrolizada, porque además de aumentar la viscosidad del agua, altera la permeabilidad de la roca reservorio de las áreas invadidas, reduciendo la movilidad efectiva de la solución inyectada. (Velásquez, 2006)

Además, este proceso usa los agentes químicos a bajas concentraciones, sin embargo, todo depende de las condiciones del yacimiento. Generalmente, tenemos:

- Alkali de 1 a 2%p/p
- Surfactante de 0,1 a 0,4 %p/p
- Polímero de 800 a 1400 ppm (Velásquez, 2006)

3.2.4.2.5. Factores que afectan el Proceso ASP

Este proceso debe alcanzar las siguientes 3 metas principales:

1. Propagación de los agentes químicos
2. Mínima retención del químico inyectado
3. Barrido completo del área de interés (Velásquez, 2006)

Estas metas pueden ser afectados por dos factores principales:

1. Selección de tipo de agente químico, concentración de cada uno y el tamaño del tapón.

Estas se obtienen por medio de pruebas de laboratorio, es decir, núcleos del yacimiento seleccionado y análisis de los minerales de la roca, así como: pruebas de TIF, de compatibilidad de fluidos a nivel de yacimiento y de superficie, de interacción con la roca, de control de movilidad, de adsorción, de comportamiento de fases, entre otras. Igualmente, es importante la simulación numérica con la cual se describirá el proceso de flujo en medios porosos.

En cuanto al tamaño del tapón, si este no es suficiente para el volumen poroso del yacimiento, no se logrará el arrastre y desplazamiento de las fases. (Velásquez, 2006)

2. Las propiedades de las rocas y fluidos

Para aplicar el proceso ASP se debe realizar un estudio del yacimiento, por lo que las características que comúnmente afectan su desempeño son:

- **Minerales constituyentes de la roca**

Al contactarse los diversos agentes químicos con el medio, ocurrirá un intercambio iónico con los minerales presentes en la roca, produciendo problemas de consumo y precipitación del álcali, adsorción, retención y precipitación de los surfactantes y retención de los polímeros. (Velásquez, 2006)

- **Heterogeneidad de la Formación**

Debido a los contrastes de la permeabilidad, a las fracturas ya sean naturales o inducidas, reducirán el barrido areal y vertical, así como el mantenimiento de la formulación óptima. (Velásquez, 2006)

- **Salinidad del agua de formación**

Este contribuye al consumo, adsorción y retención de los agentes químicos.

- **Tipo de pozo y espaciamiento entre pozo**

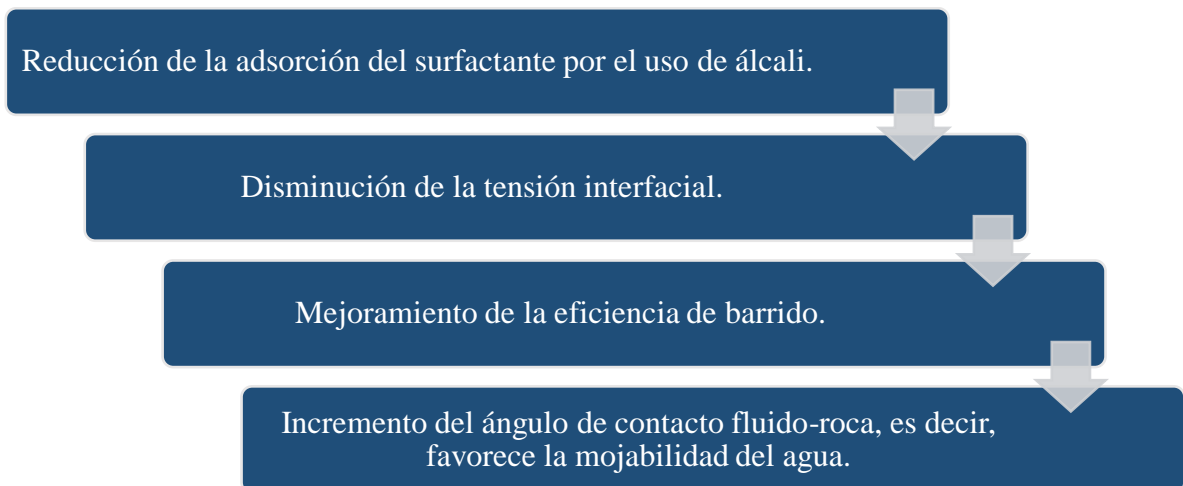
Los pozos horizontales son la mejor opción de los verticales, por permitir establecer el área de contacto mayor entre el pozo perforado y la formación productora, generando un incremento en la productividad. (Velásquez, 2006)

Referente al espaciamento, está relacionado con los valores de permeabilidad, si este valor es bajo ($< 25\text{md}$) el espaciamento es pequeño, mientras que si es mayor este debe ser mayor. (Velásquez, 2006)

3.2.4.2.6. Factores que se deben considera para aplicar ASP

- Saturación residual de petróleo: debe tener por lo mínimo un 35% del Volumen Poroso
- Porosidad
- Permeabilidad
- Temperatura del yacimiento: se considera como temperatura mínima $230\text{ }^{\circ}\text{F}$.
- Espesor de arena neta (EAN)

3.2.4.2.7. Efectos asociados a la Inyección de Álcali, Surfactante y Polímero



*Diagrama 12. Efectos asociados a la Inyección ASP
(PEÑA, 2016) (Anzhou Feng, 2012)*

CAPÍTULO IV

SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

En este capítulo, se desarrolla un modelo base de simulación química para un yacimiento sintético el cual se lo designa con el nombre de “Hope”, los valores usados son obtenidos de diferentes fuentes de información, puesto que dicho modelo debe ser capaz de replicar los resultados para cualquier yacimiento.

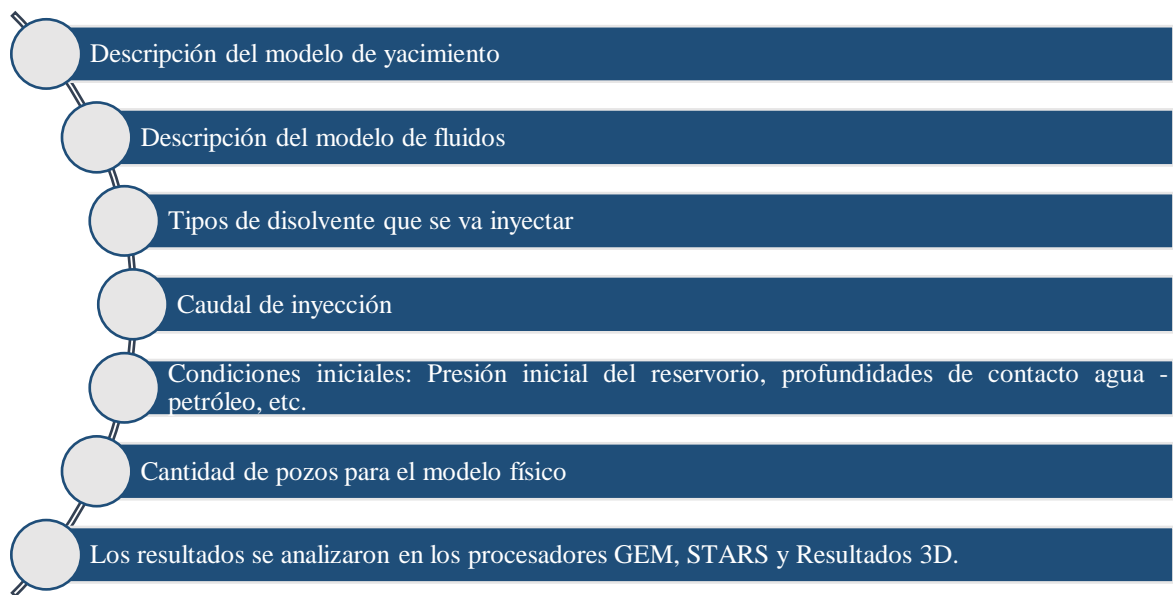
En primer lugar, se explica el tipo de simulador utilizado y las secciones del mismo, también se describe la herramienta utilizada para generar los puntos de la parte superior y espesores del mapa de estructura, haciendo hincapié en el proceso que se llevó a cabo para la creación de la malla, puesto que no se contaba con dicha información. Y en segundo lugar se explica el procedimiento para la inyección de surfactantes en el respectivo simulador. Y, por último, se da a conocer la metodología paso a paso del modelo base, mediante las ventanas del simulador.

El simulador utilizado para generar la malla en la presente tesis es CMG desarrollado en Canadá, aproximadamente en los años 80, por la compañía Computer Modelling Group, con dos de sus aplicaciones de simulación de yacimientos; IMEX un simulador de petróleo negro convencional y la aplicación de simulación de yacimientos STARS. Y Gmsh para la generación de mapas de superficies de contornos y espesores.

- **BUILDER:** Es un programa de creación, edición y visualización de modelos de simulación de yacimientos basado en menús que genera la fecha de entrada para todos los productos de software de CMG: STARS, GEM, IMEX y CMOST y WinProp. La interfaz de Builder está diseñada para mejorar la productividad del usuario.(CMG, 2015)
- **IMEX:** Es el simulador de petróleo negro adaptativo implícito-explicito de nueva generación de CMG, que incluye características tales como refinamiento de la malla local, gestión integral de pozos, opción pseudo miscible, opción de petróleo volátil, inundación de polímeros, pozos horizontales, doble porosidad/permeabilidad, mallas flexibles, y muchos más. IMEX se desarrolló para simular la recuperación primaria, conificación, agua, gas, solventes e

inyección de polímeros en yacimientos de porosidad simple y doble. (CMG, 2010a)

- **STARS:** Es un simulador de yacimientos de procesos avanzados y térmicos de nueva generación, ofertado por la compañía CMG. Cuenta con opciones como inundación química/polimérica, aplicaciones térmicas, inyección de vapor, pozos horizontales, doble porosidad/permeabilidad, permeabilidades direccionales, mallas flexibles, combustión in situ y mucho más. STARS fue desarrollado para simular inundaciones de vapor, vapor cíclico, vapor con aditivos, combustión seca y húmeda, junto con muchos tipos de procesos de aditivos químicos, utilizando una amplia gama de modelos de malla y porosidad tanto a escala de campo como de laboratorio. (CMG, 2010b)
- **GMSH:** Se conoce como un generador de malla de elementos finitos en 3D. Adicional a eso cuenta con un módulo de post-proceso. Y su objetivo es proveer una herramienta de mallado rápida, de uso fácil y con capacidades avanzadas de visualización. Además, se basa en cuatro módulos: geometría, malla, solucionador y post-procesamiento. La descripción de cualquier entrada a estos módulos se realiza de forma interactiva mediante la interfaz gráfica de usuario o en archivos de texto ASCII (Vozmediano Latorre, 2010).



*Diagrama 13. Datos para crear un archivo de entrada
(ZAMBRANO, 2018)*

4.1. CREACIÓN DE LA MALLA DE SIMULACIÓN (ESTRUCTURAL) PARA INYECCION DE AGUA

Para la inyección química se va a emplear el software STARS, debido al gran rango de aplicación, sin embargo, la construcción de la malla y su respectiva caracterización se la trabajara con el software IMEX.

En este software se desarrolló el modelo base de simulación para un arreglo normal de 5 pozos; cuatro productores y un inyector. Y a continuación se da una breve explicación de cada una de las secciones del simulador, con sus variables pertinentes.

4.1.1. Input/Output Control (Control de entrada y salida)

Esta sección abarca información relacionada al tipo de simulador, unidades de trabajo, porosidad, fecha de inicio de la simulación, título de la corrida, número de tablas, entre otras; dicho de otra manera, la descripción del caso como se muestra en la siguiente figura. En la que se observa tanto el tipo de simulador, las unidades, así como el tipo de porosidad seleccionada. El 01 de enero del 2020 se da inicio a la simulación.

4.1.2. Tipos de modelos de simulación.

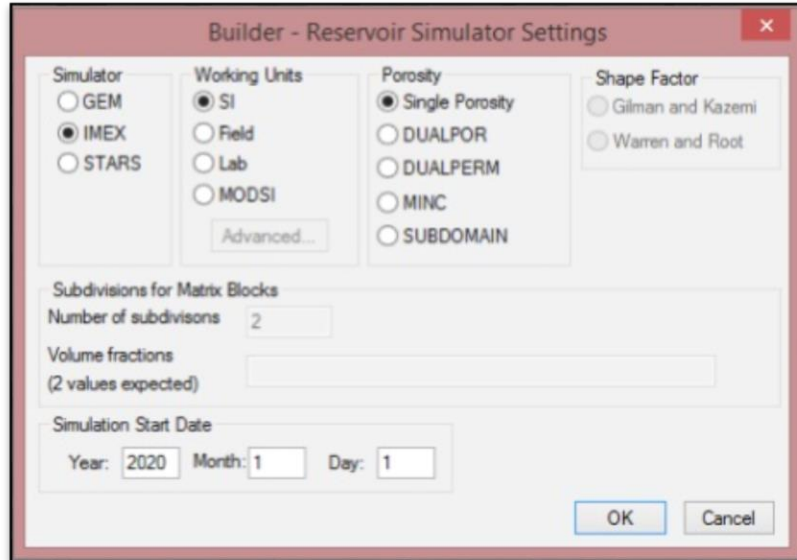
En cuanto al tipo de simulador, existen diferentes tipos de modelos de simulación, tales como: modelo black-oil, composicional y térmico. Por tal razón, dentro de la descripción se debe conocer el tipo de yacimiento según el fluido.

En este caso se utiliza el *modelo black-oil* o petróleo negro. Este modelo aplica para yacimientos con presencia de tres fases (petróleo, gas y agua), en el cual se evalúa el gas como fase disuelta ya sea en agua o petróleo y no como un único componente. Hay que tener en cuenta que las variaciones composicionales por efectos de la presión y el tiempo, son despreciables (Angarita Buitrago & Buitrago Peña, 2016).

El modelo black-oil se utiliza para simular yacimientos con mecanismos de empuje tales como:

- ⤴ Gas en solución.
- ⤴ Capa de gas.
- ⤴ Expansión roca-fluido
- ⤴ Inyección de agua.

- 📌 Inyección de gas inmisible.
- 📌 Inyección química.
- 📌 Procesos de imbibición capilares. se obtuvo los topes



*Figura 72. Sección I/O Control.
(Software de Computer Modelling Group Ltd., 2015)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

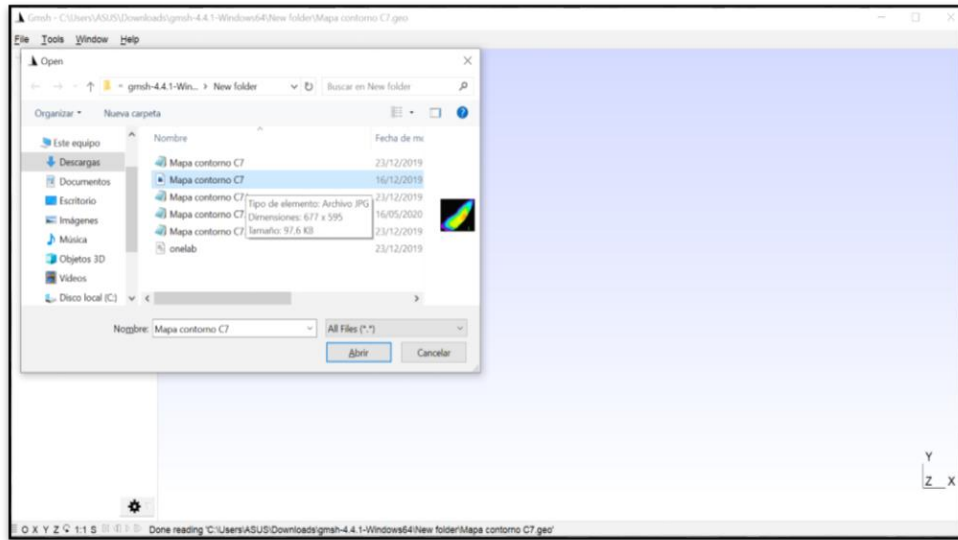
Debido a la data sintética, se obtuvo los topes y espesores de los mapas de contorno utilizando el software Gmsh. A continuación, se describe el procedimiento.

4.1.2.1. Creación de la Parte superior del mapa de estructura con Gmsh

La parte superior del mapa de estructura y la asignación de las condiciones de contorno se realizaron mediante las diferentes opciones que presenta la interfaz Gmsh. Y para esto se debe tener un mapa de isopacas, del respectivo yacimiento que se va a simular, además del software Gmsh instalado en su computadora. A continuación, se describe el proceso de manera detallada.

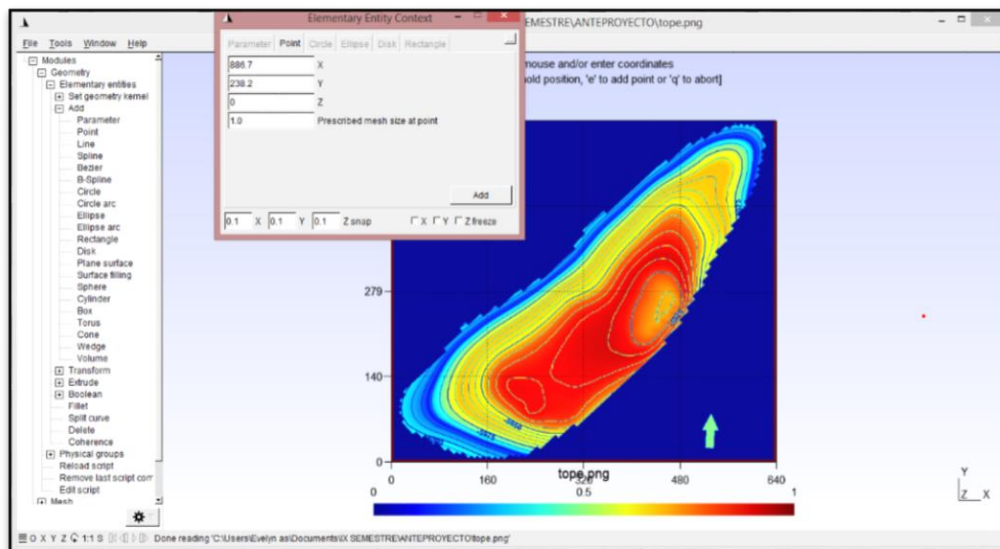
Cuando no se cuenta con la información geológica del yacimiento, es necesario al menos tener un mapa de contorno con el que se va a trabajar.

- 📌 En primer lugar, se debe importar el mapa de contorno en Gmsh. (Ctrl + o)
- 📌 Elegir el mapa y Abrir



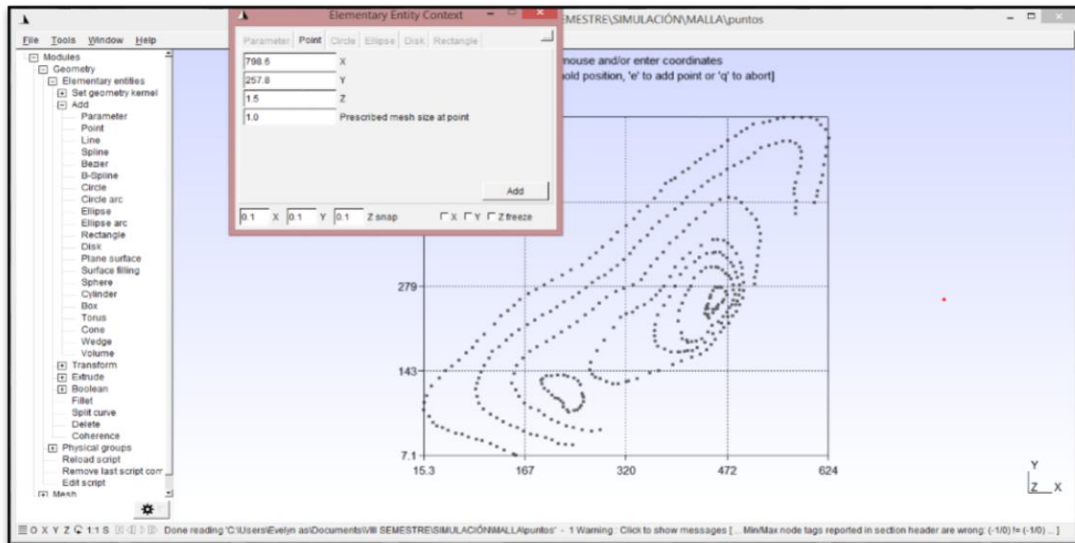
*Figura 73. Importar imagen en Gmsh.
(Software Gmsh, version 4.4.1 2020)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

Después de importar el mapa de contorno, en la parte lateral izquierda hay un panel llamado ‘modules’, en el símbolo ‘+’, clic en ‘Geometry’, y posterior a eso clic en ‘Elementary entities’, ahí se despliega una lista con varias opciones. Clic en la segunda opción ‘Add’. Aquí hay una gran numero de herramientas que serán de utilidad en la generación de la parte superior del mapa de contorno.



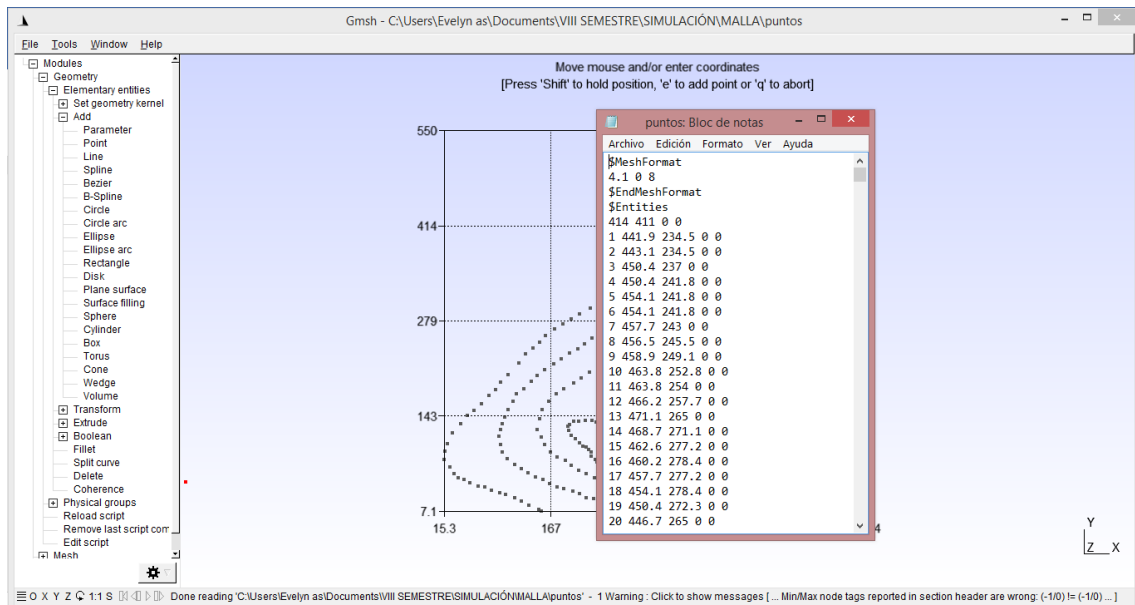
*Figura 74. Mapa de Isopacas en GMSH
(Software Gmsh, version 4.4.1 2020)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

📌 Inicialmente se emplea la herramienta “point”, la cual permite generar valores en un plano cartesiano tanto para “X” como para “Y”. De esta manera se van agregando, con la finalidad de ir construyendo cada capa del mapa de contorno de superficie, hasta completar la totalidad de las capas. Cuanto más sea el número de puntos agregados, más exacta será la malla de simulación. En la siguiente figura se visualiza un ejemplo.



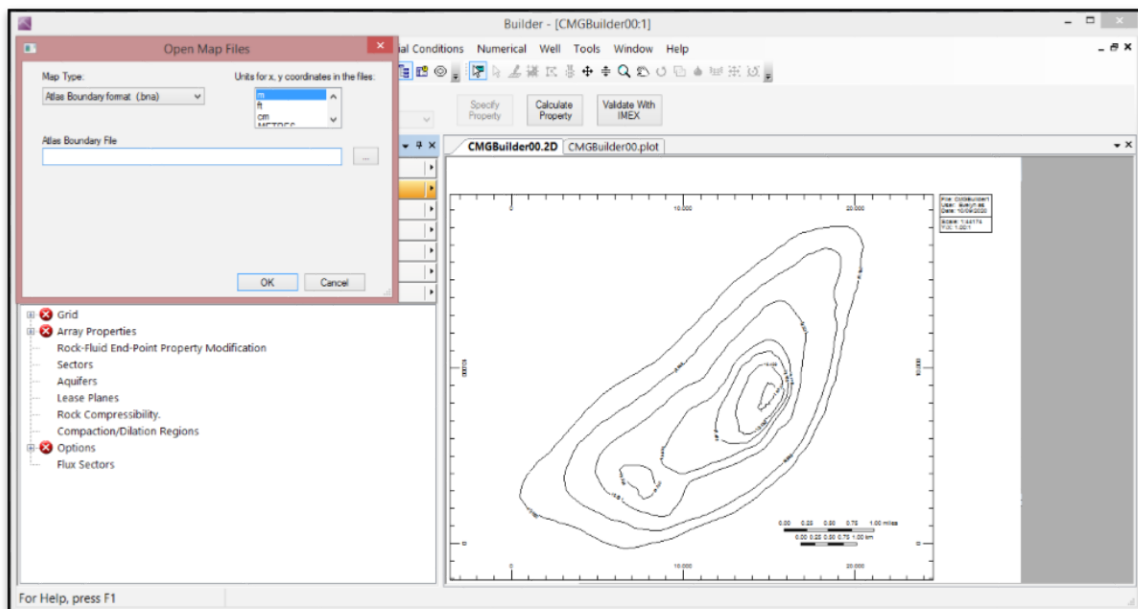
*Figura 75. Agregar puntos en Gmsh
(Software Gmsh, version 4.4.1, 2020)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

- 📌 Por último, clic en file “Export”, elegir la ruta donde guardar y asignar un nombre al archivo y guardar con el tipo de extensión “*.msh”.
- 📌 Después de generar el archivo.msh, importar los puntos en el documento llamado “To10flt_fld.bna”, y se adecua los puntos dependiendo la profundidad de cada capa.
- 📌 En este caso, el mapa de estructura tenía dimensiones muy pequeñas, así que se adaptaron los valores de “X” entre 153 a 6239 metros (20496.16 pies) y para “Y” entre -10 a 5500 metros (18044.62 pies) (El valor negativo se presenta debido a la coordenada en “Y” en el plano cartesiano).



*Figura 76. Puntos generados en GMSH
(Software Gmsh Versión, 2010)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

Por último, se selecciona la carpeta del mapa llamado “To10ft_fld.bna” haciendo clic en el botón examinar y ubicando el archivo. Clic en Ok



*Figura 77. Seleccionar mapa de topes en Builder
(Software de Computer Modelling Group Ltd., 2015)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

Para determinar los espesores, simplemente se adapta los puntos de X y Y obtenidos en Gmsh de manera manual en el archivo llamado “**Thickflt1.bna**”.

Posterior a la generación de los puntos, se abre **Archivo** (en la barra de menú, arriba a la izquierda) del Builder en CMG y, a continuación, " **Abrir archivomapa...**"

Se elige "**Tipo de mapa Atlas - Límite de formato (.bna)**" y en unidades de coordenadas X, Y “**pies**” en el cuadro de archivos".

Luego se selección la parte superior del mapa de la estructura del archivo llamado “**To10flt fld.bna**" haciendo clic en el botón Examinar y localizar el archivo. Y clic en **Aceptar**.

4.1.3. Reservoir (Descripción del yacimiento)

Esta sección enmarca características geométricas de la malla, además permite ingresar propiedades de la formación, mapas de estructura (topes y espesores), porosidad, permeabilidad, entre otras. En otras palabras, se crea la malla con la que se pretende aproximar la forma del yacimiento, con sus respectivos volúmenes geométricos (celdas), los cuales se fijan con el sistema de coordenadas.

Cabe recalcar que, aunque la malla que se eligió es “Cartesiana”, existen otros tipos que se describen a continuación para mayor claridad, puesto que, la selección de una malla adecuada o errónea puede generar un impacto considerable en la exactitud de los resultados, asimismo el tiempo y los recursos requeridos por los ejercicios de simulación.

Aquí también se puede definir condiciones iniciales tales como; temperatura, saturaciones (agua, petróleo y gas), presión, y demás.

4.1.2.2. Malla o grilla.

En el contexto del estudio integrado de yacimientos, la malla es una aproximación del yacimiento con que se va a trabajar, por medio de cuerpos geométricos de volumen limitado y conocido. Y se considera particularmente relevante ya que representa la fase en donde la estructura del yacimiento, en términos de geometría interna y externa, es transferida al modelo de simulación. Los tipos de mallas se clasifican:

- Por la uniformidad del tamaño de las celdas.

Mallas regulares. Son caracterizan porque los tamaños son iguales en la misma dirección.

Mallas irregulares. Son aquellas en las que las celdas, pueden variar en una misma dirección.

- Por el sistema de coordenadas y/o forma de las celdas.

Mallas estructuradas. Este tipo de malla se ajusta al sistema de coordenadas cartesiano u ortogonal (son similares a un paralelepípedo), radial, cilíndrico o esférico. Los sistemas de coordenadas cartesiano u ortogonal, se dividen en:

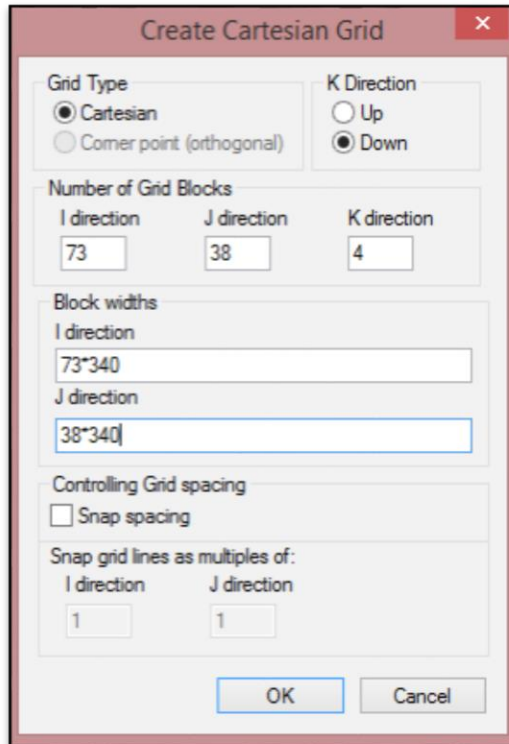
- Según el tipo de modelaje en:

Geometría de bloque centrado. Sistema que requiere poca información (coordenadas del centro de la celda y dimensiones), y se estima como perfectamente ortogonal y centrado. Para sistemas de geología compleja no es muy precisa.

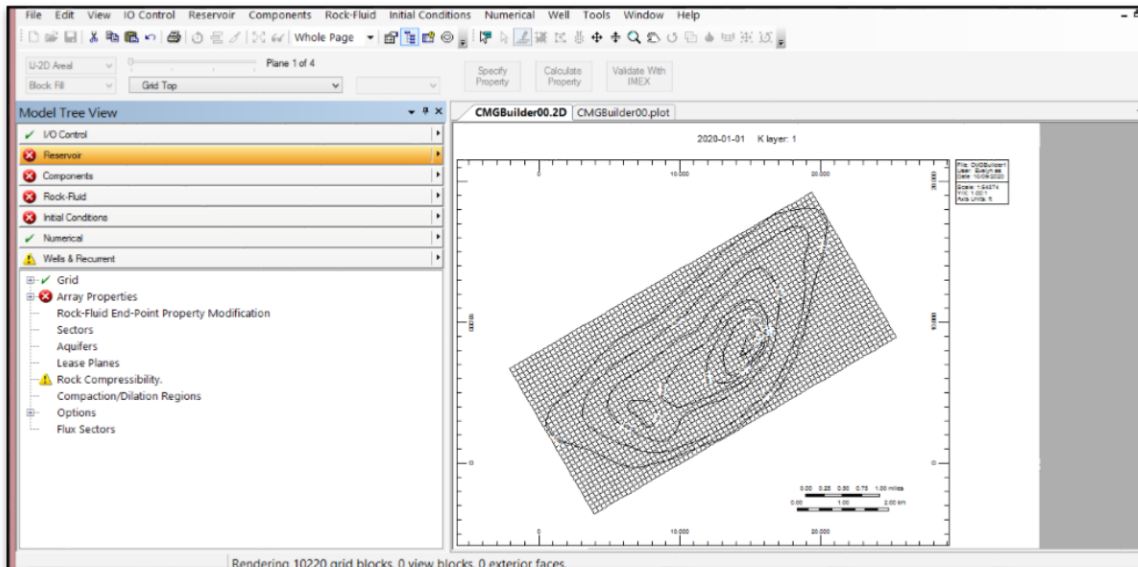
Geometría punto de esquina. Este sistema requiere mucha más información que el sistema anterior, como las coordenadas de los ocho vértices de la celda. Y en estructuras geológicas complejas es el más usado.

Mallas no estructuradas. Este tipo de malla tiene figuras geométricas muy similares a: triángulos, pentágonos, hexágonos, entre otras. Y muy comúnmente utilizadas en sistemas especializados.

Para la Creación de la malla, como se mencionó anteriormente se eligió un tipo cartesiana y se especificó geometría punto de esquina 75 (I-dirección) x 38 (J-dirección) x 4 (K-dirección). En la caja de I dirección 75*340 pies de longitud y en la caja de J dirección 38*340 pies de longitud. La siguiente figura muestra la malla creada para el modelo base de simulación.




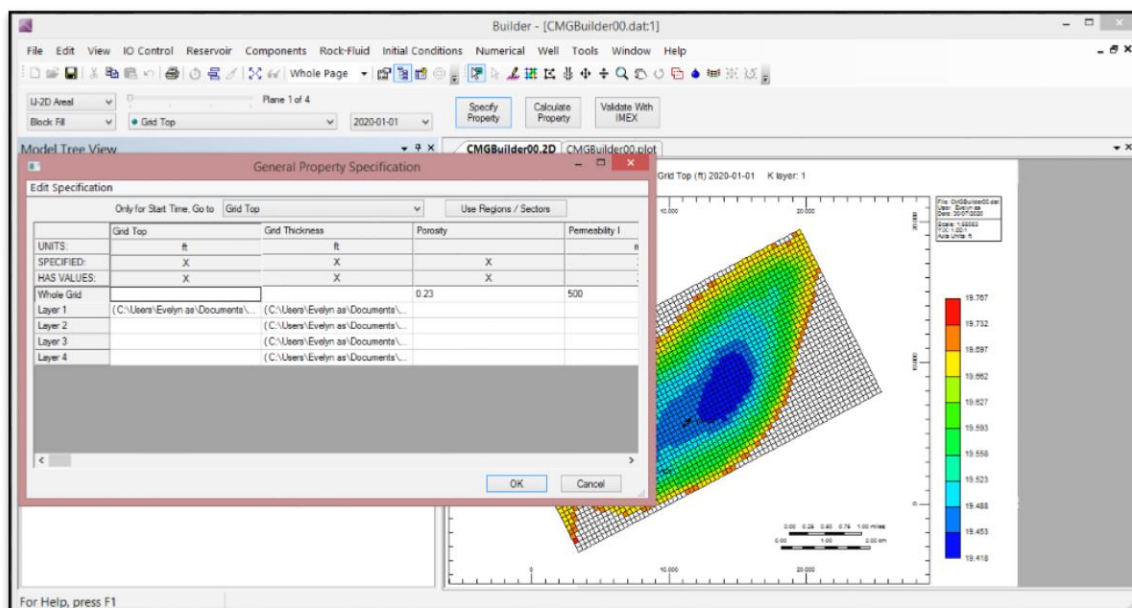
*Figura 78. Dimensionamiento del enmallado
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*



*Figura 79. Mapa de contornos con malla de punto de esquina cartesianas
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

4.1.2.3. *Propiedades de la roca.*

Después de cambiar la pantalla a **modo de sonda de control** haciendo clic  en botón de la barra de herramientas en el lado izquierdo. Se ingresan las propiedades en el botón Especificar propiedad general, en el cual se despliega la siguiente hoja de datos.



*Figura 80. Hoja de cálculo de la especificación de propiedades generales (Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

En la casilla 1 de la capa 1 se seleccione la opción Mapa Geológico como origen de datos dando clic derecho, luego en valores de archivo1 busque y seleccione nuevamente el archivo de la parte superior del mapa de la estructura llamado **“To10ft_fld.bna”**.

Haga clic en **Aceptar** y vuelva a la ventana de tipo de hoja de cálculo.

Se repite esta acción para el grosor de la malla en la celda 1 de la capa 1, con la diferencia que ahora selecciona **“Thickft1.bna”** en los valores en el cuadro de archivo1. También se asignó 25% del espesor total del mapa para cada una de las 4 capas en la cuadrícula. Y por último el espesor de la capa 1 se lo asigno para las demás capas.

En la columna de porosidad se le asignó un valor de 0.23

La permeabilidad en I es de 500 para todas las capas

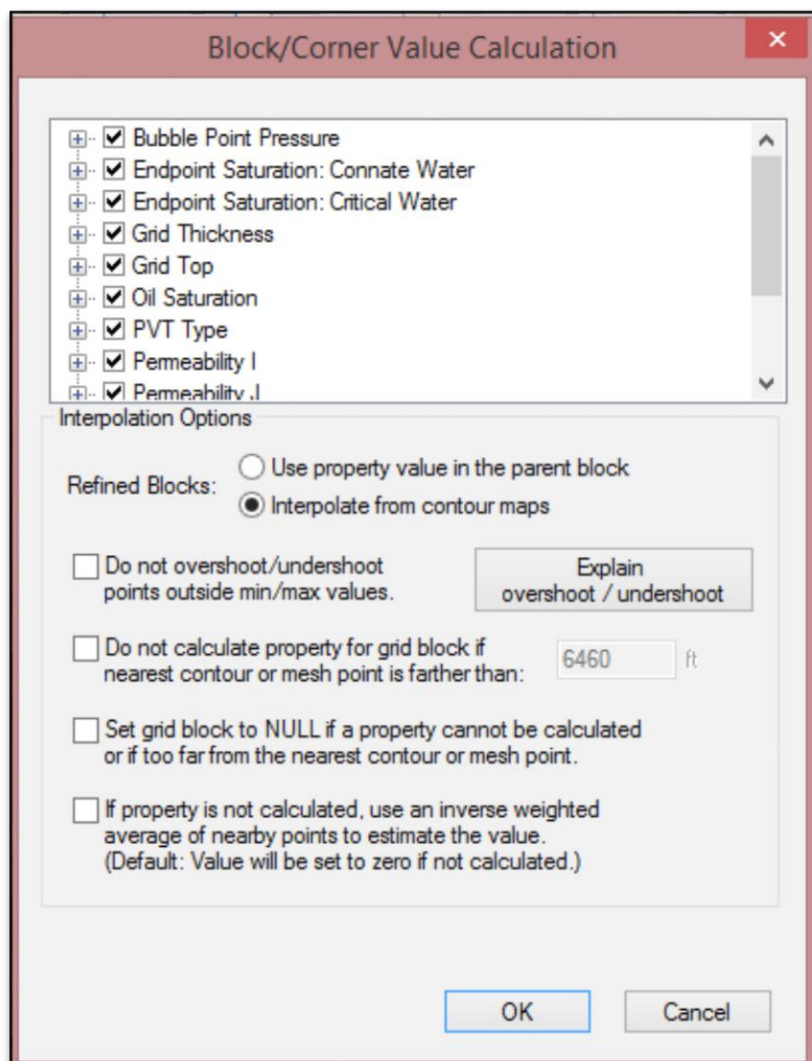
La permeabilidad J y K se seleccionó **EQUALSI**.

Se establece una relación de kv/kh de 0.1.

La compresibilidad de la roca es de 4×10^{-6}

La presión de referencia es igual a 4000 *psi*

Finalmente haga clic en **Ok** y en la ventana correspondiente a este punto, se realizan los cálculos de cada una de estas propiedades a través de todo el enmallado (método de interpolación).



*Figura 81. Cálculo del valor del bloque
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

4.1.4. Componentes.

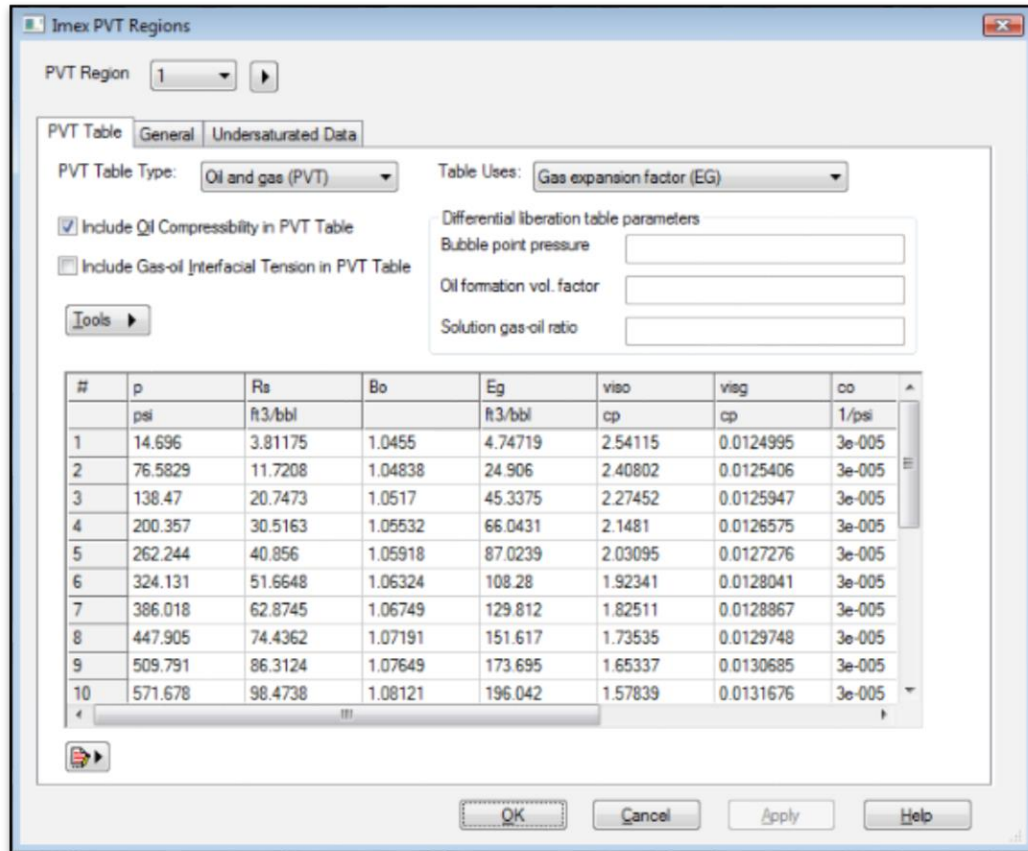
En esta sección del simulador, se ingresa la información PVT del fluido, la cual se considera importante para la estimación de reservas, análisis del comportamiento del yacimiento y diseño de equipos. En la siguiente tabla se detallan las propiedades ingresada.

Tabla 13. Propiedades de los fluidos

Fuente: (Omar, 2014)

PROPIEDADES	VALOR	RANGO
<i>Temperatura del yacimiento [°F]</i>	<i>158</i>	<i>155 -195</i>
<i>Presión del yacimiento [psi]</i>	<i>3450</i>	<i>3450</i>
<i>Presión de burbuja [psi]</i>	<i>1140</i>	<i>1140</i>
<i>Gravedad API [°API]</i>	<i>10,5</i>	<i>9,5 -11,5</i>
<i>Gravedad específica del gas</i>	<i>0.7</i>	<i>0,7</i>
<i>Relación de gas disuelto [PCN/BN]</i>	<i>105</i>	<i>100 -110</i>
<i>Salinidad del agua [ppm]</i>	<i>1500-1300</i>	<i>1500 -1300</i>
<i>Viscosidad del petróleo</i>	<i>112,5</i>	<i>100 -300</i>

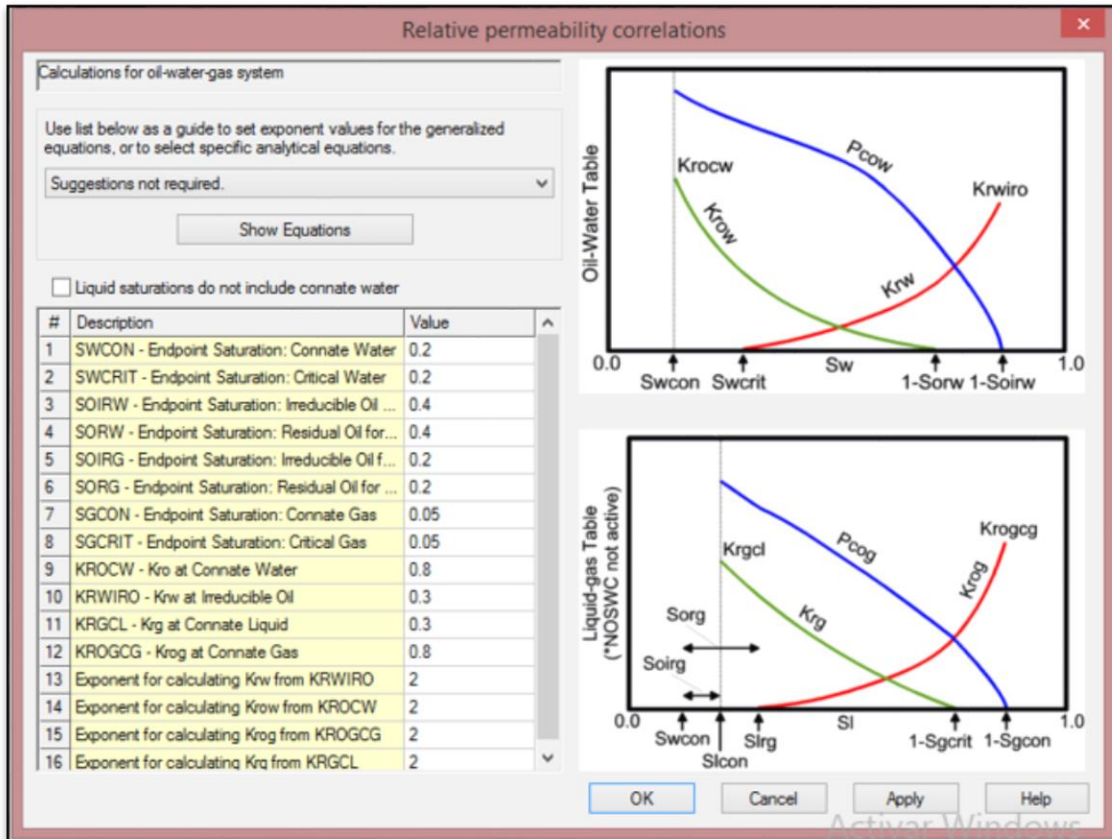
La información del análisis PVT, se generó empleando la información que se introduce en el "modelo de Black Oil rápida" de la ventana. Aunque, también se puede ingresar o editar los valores en la tabla de PVT directamente. La siguiente figura muestra los valores generados mediante el modelo anteriormente dicho.



*Figura 82. Valores generados mediante el modelo de petróleo negro rápida (CMG, 2015)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

4.1.5. Interacción roca-fluido.

En este ítem, se detallan los tipos de procesos que dependen del desplazamiento y el tipo de modelaje (bifásico o trifásico). Así como también el tipo de humectabilidad, además se agregan las curvas de permeabilidad relativa. La siguiente figura detalla las propiedades de la roca



*Figura 83. Correlaciones de permeabilidad Relativa
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

4.1.6. Condiciones iniciales.

En esta sección se detallan los datos de presión de yacimiento y profundidad de referencia (profundidad media de la arena de interés); además del contacto agua-petróleo, que se define en la base de la malla. Las condiciones iniciales se muestran en la siguiente figura.

*Figura 84. Condiciones Iniciales
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

4.1.7. Métodos numéricos.

En esta sección se describe el tamaño máximo de pasos de tiempo, presión y saturación, tipo de método numérico, entre otros. Hay que tener en cuenta que aquí los valores se generan por defecto, de tal manera no se asignan valores diferentes

4.1.8. Pozos y datos recurrentes.

Una vez que se configura el modelo de yacimiento, se lleva a cabo la completación del pozo. Se utilizaron pozos verticales en un patrón de cinco puntos para realizar la simulación. Esto es porque el patrón de cinco puntos es el modelo de pozo más usado en la industria. La trayectoria de flujo más cercana es una línea recta entre el pozo de producción y el pozo de inyección, lo que significa que es un modelo fuertemente conductivo. Además de eso, proporciona una buena eficiencia de barrido areal y es el patrón de pozo más económico (Firoozabadi, 1988 "c.p." Stanislaus, 2017).

El patrón invertido de cinco puntos tiene el pozo inyector en el centro, donde el agua inyectada barre el petróleo que queda en el yacimiento. De esta manera, el agua inyectada se extiende por igual a los 4 pozos productores ubicados en cada una de las esquinas. (Mahmud, 2017)

De esta manera, se origina una mejor producción de petróleo ya que se desperdicia una cantidad insignificante de agua en la formación del yacimiento. Asimismo, la presión del yacimiento puede elevarse de manera efectiva. (Mahmud, 2017)

El primer parámetro de los pozos productores a la fecha de inicio es la tasa de petróleo en superficie máxima, de 2500 Bbl/día, y el segundo parámetro es la presión de fondo, de 3450 psi. Mientras que para el pozo inyector, la tasa de petróleo en superficie máxima, es de 2000 Bbl/día y la presión de fondo, es de 4500 psi.

Los parámetros establecidos para los pozos tanto productores como inyector se muestran a continuación de manera sucesiva.

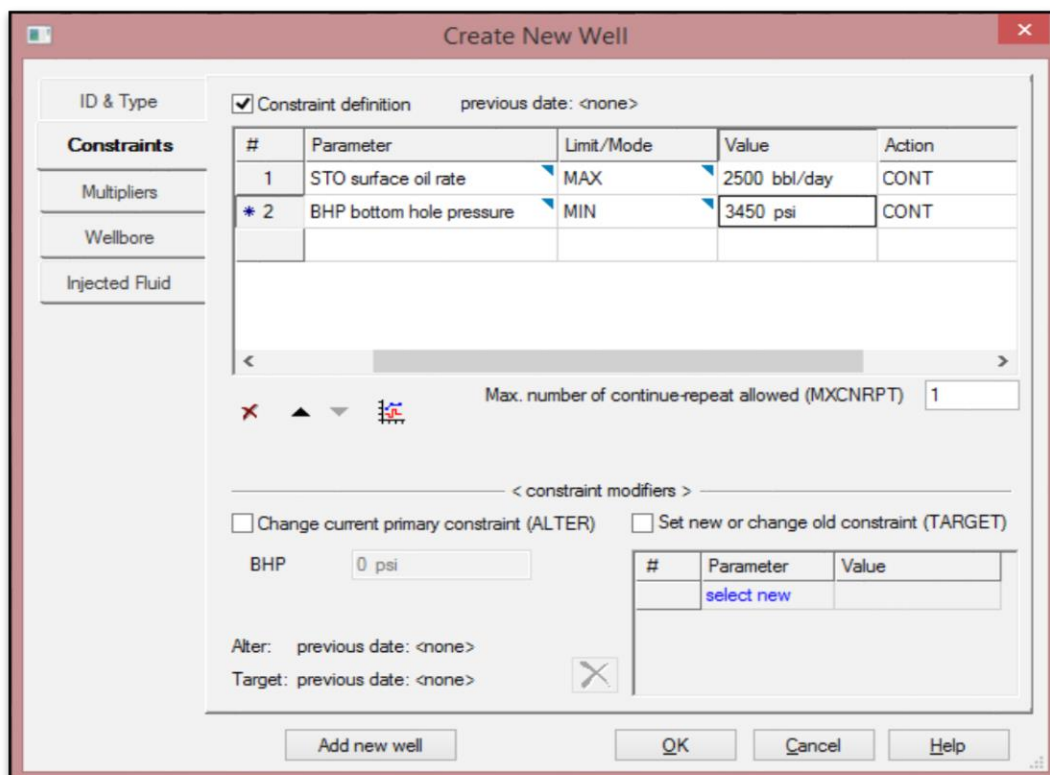
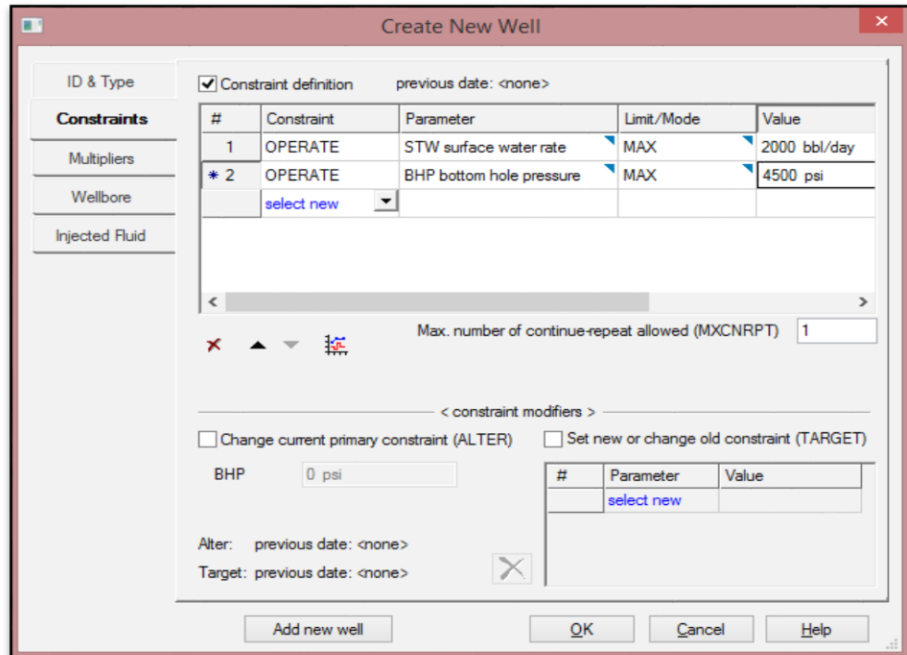


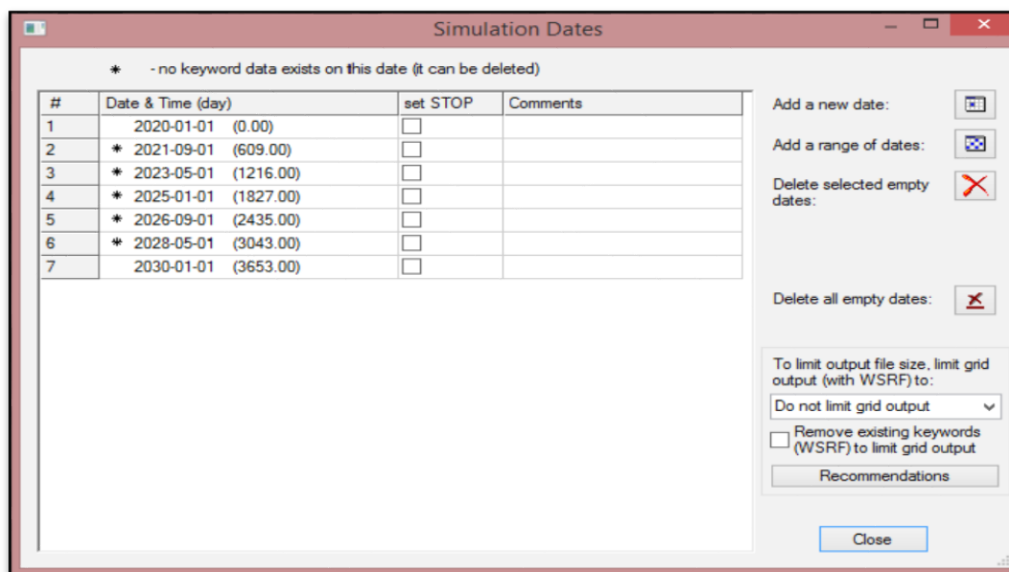
Figura 85. Pozo productor
 (Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
 Elaborado por: Evelyn y Johanna



*Figura 86. Pozo Inyector
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

4.1.9. Fechas.

Sección donde se configuran las fechas y tiempo que se va a realizar la simulación.



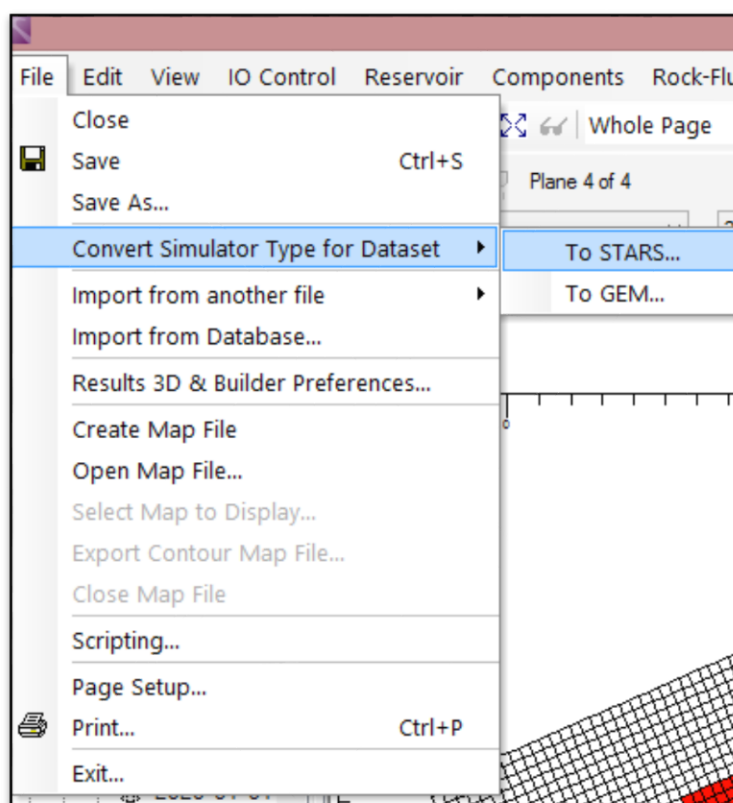
*Figura 87. Fechas de Simulación
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

4.2. CONVERSIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN (ESTRUCTURAL) DE IMEX A STARS

La conversión del archivo del modelo IMEX al modelo composicional STARS se lleva a cabo con el propósito de realizar el estudio de inyección de surfactantes.

A continuación, se describe los pasos para convertir el modelo de simulación estructural de IMEX a STARS, además del proceso que se lleva a cabo para poder inyectar un surfactante:

1. Haz clic en **File** en el menú principal y selecciona la opción **Converter simulator type for Dataset** y escoge la opción **STARS**.

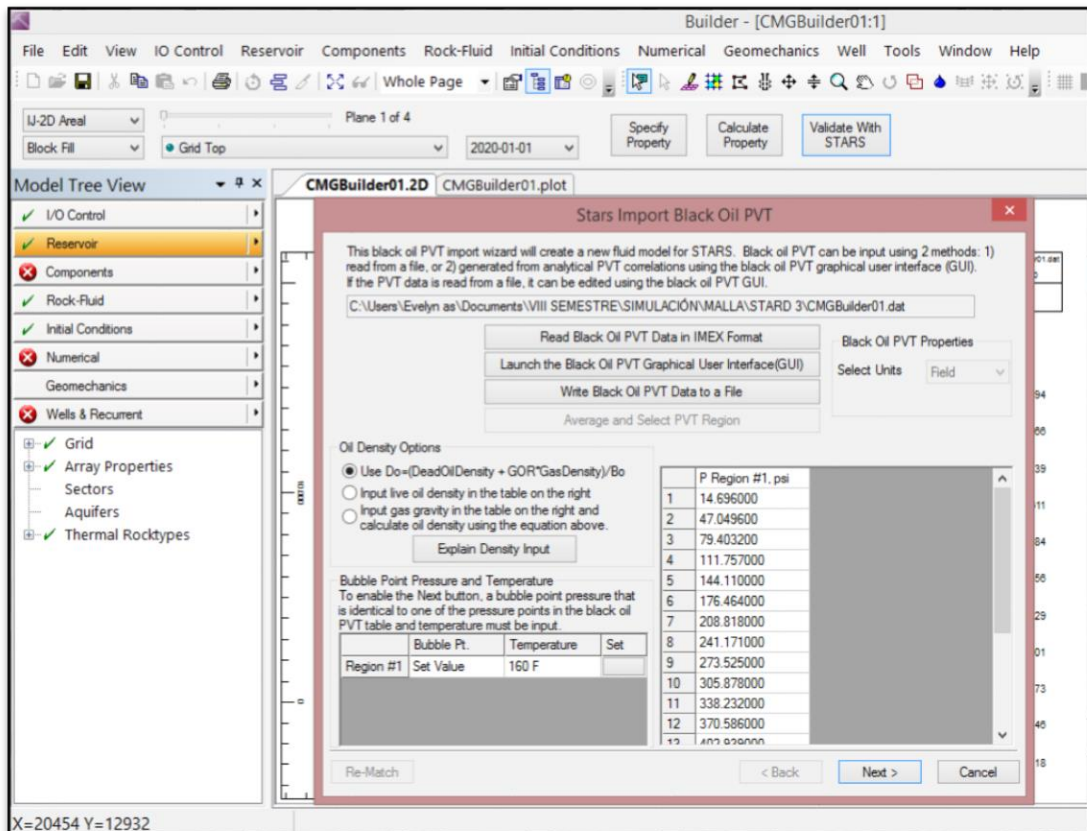


*Figura 88. Conversión de IMEX a STARS
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

Una vez realizado esto, especifique la ruta y nombre del archivo de salida de la conversión. Asimismo, tenga en cuenta los mensajes que aparecerán de los keywords, los cuales están

relacionados con la compatibilidad, saturación connata y crítica del agua y con la profundidad del contacto agua /petróleo, a todos estos haga click en **Ok**.

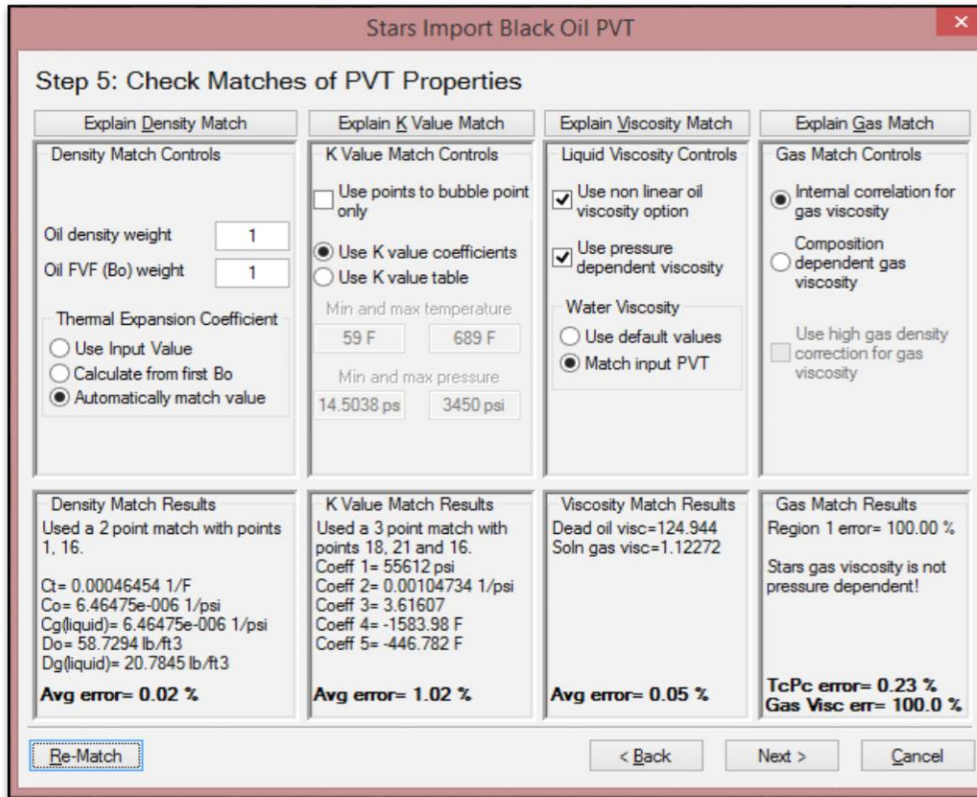
2. Después señala en el lado derecho de la ventana de importación PVT la presión del punto de burbuja y haga click en Next.



*Figura 89. Importar a STARS PVT Black Oil
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

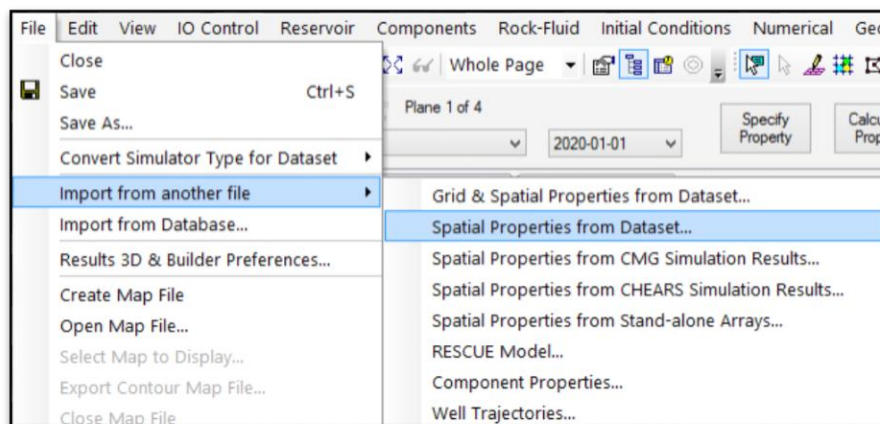
Aparecera el paso 2 de la importación, en esta ventana coloque el coeficiente de expansión térmico y siga con los siguientes pasos.

Por otro lado, en el paso 5 se observaran los errores en la conversión, haciendo click en Re-Match. Después siga con el boton **Next** y en el paso 6 puesto que no es necesario hacer ningun cambio presiona **Finish**.



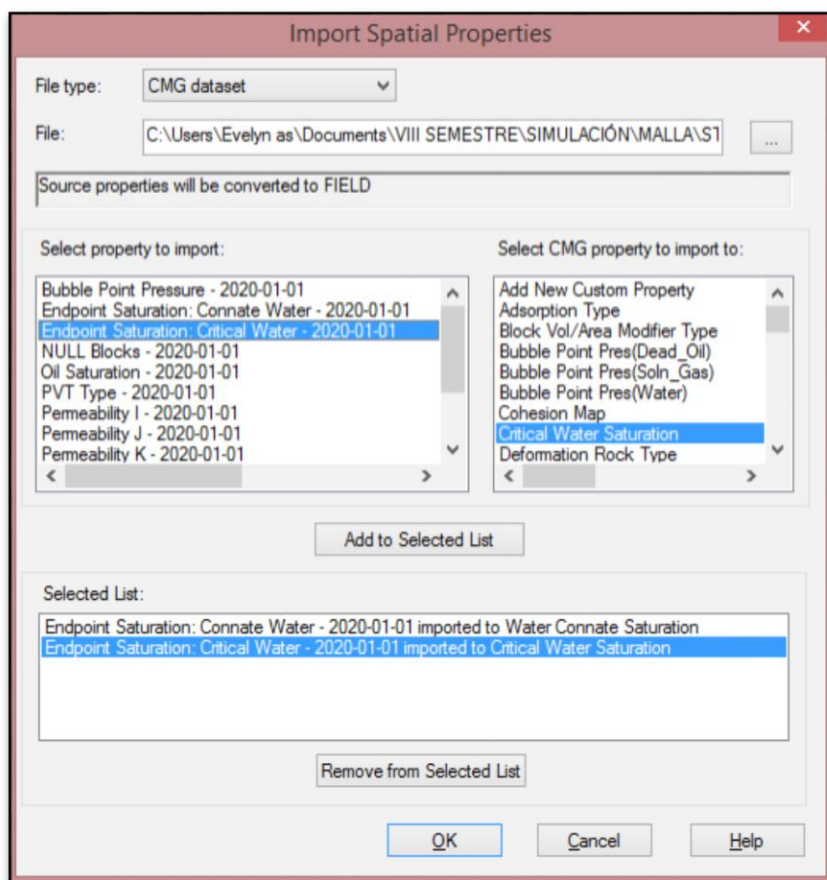
*Figura 90. Errores de la conversión PVT
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

3. Tenga en cuenta que la saturación de agua connata y crítica no fueron convertidas por lo tanto haga click en **File** y seleccione la opción **Import from another file**, finalmente señale **Spatial Properties from Dataset**.



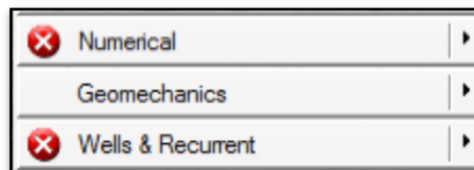
*Figura 91. Conversión de las saturaciones de agua connata y crítica
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

Aparece una nueva ventana, en la cual debera seleccionar en archivo IMEX en la opción **File** lo que permitirá a **Builder** mostrar las diferentes variables disponibles; en este caso las propiedades de **Endpoint Saturation: Connate Water Saturation – Water Connate Saturation** y **Endpoint Saturation: Critical Water – Critical Water Saturation**.



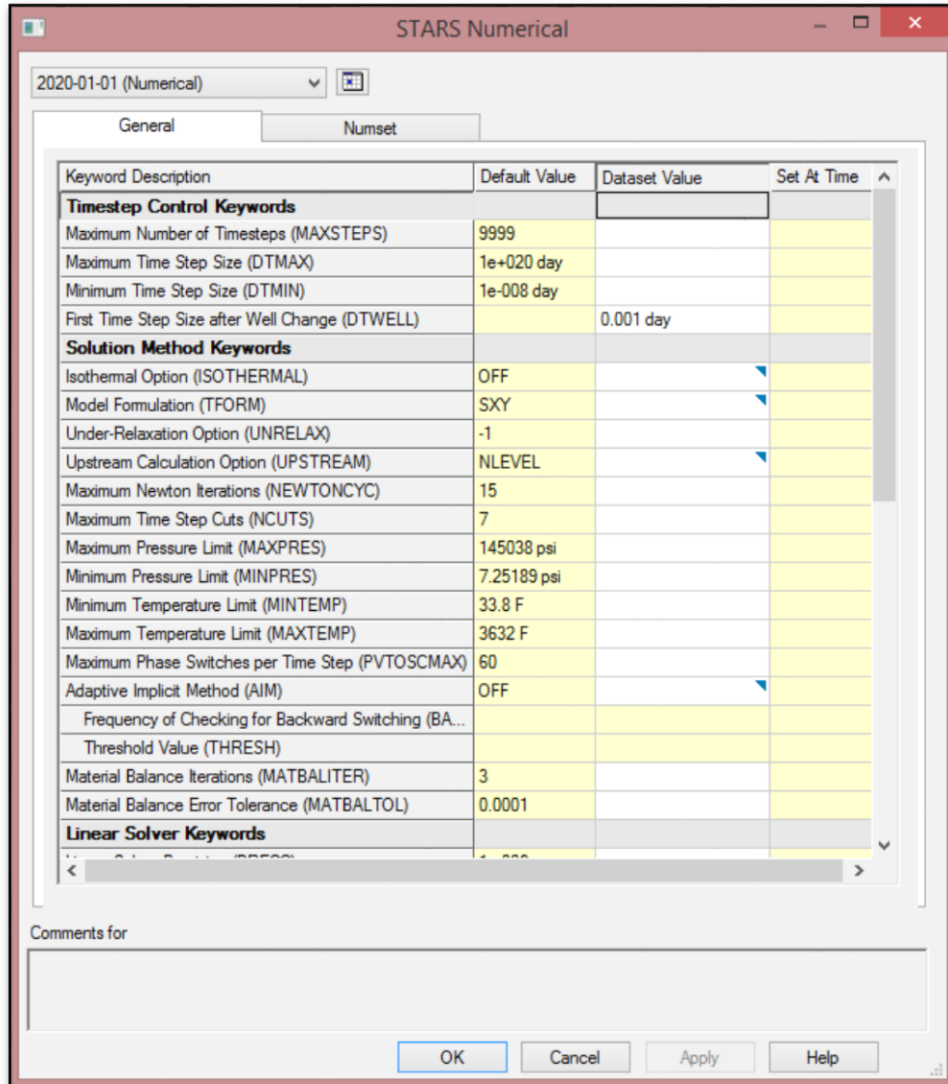
*Figura 92. Importación de propiedades
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

Finalice con el boton **Ok** y observe que la opcion **Numerical** y **Well & Recurrent** se presentan como secciones incompletas.



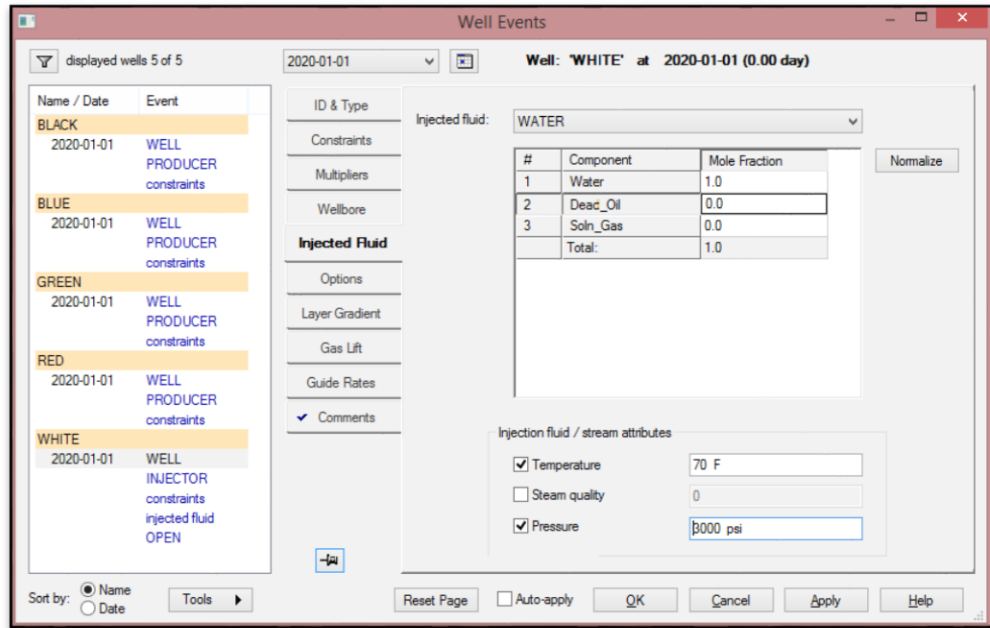
*Figura 93. Secciones Incompletas del simulador
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

- En el Item **Numerical**, escoge la primera opción **Timestep Control**. En esta ventana introduzca el valor de 0.001 day en el campo **Dataset Value** de **First Time Step Size after Well Change (DTWELL)**, y presiona **OK**.



*Figura 94. Datos Numéricos en STARS
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

- Finalmente en la opción de **Well & Recurrent** ingrese en la opción **Injected Fluid**, en dicha sección especifique la fracción molar del fluido a inyectar, la temperatura y la presión.

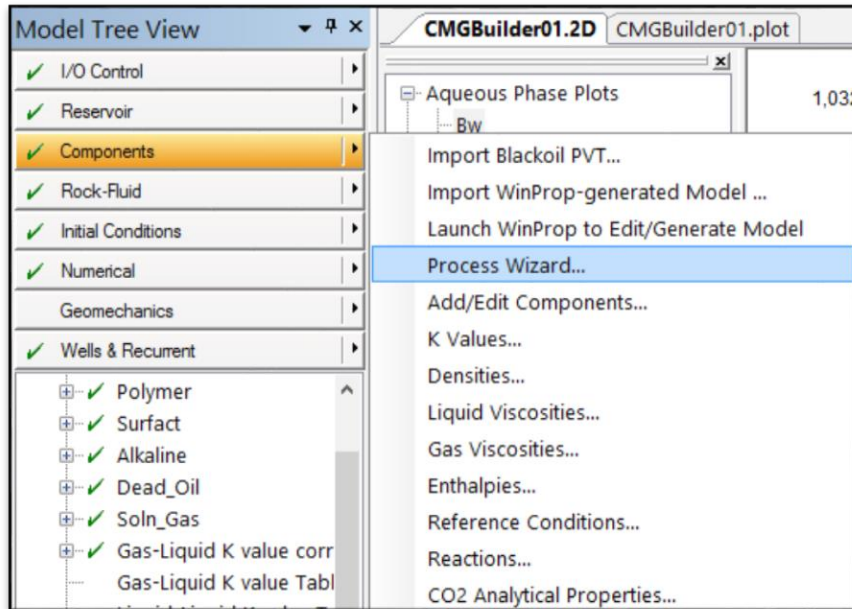


*Figura 95. Características del fluido a inyectar
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

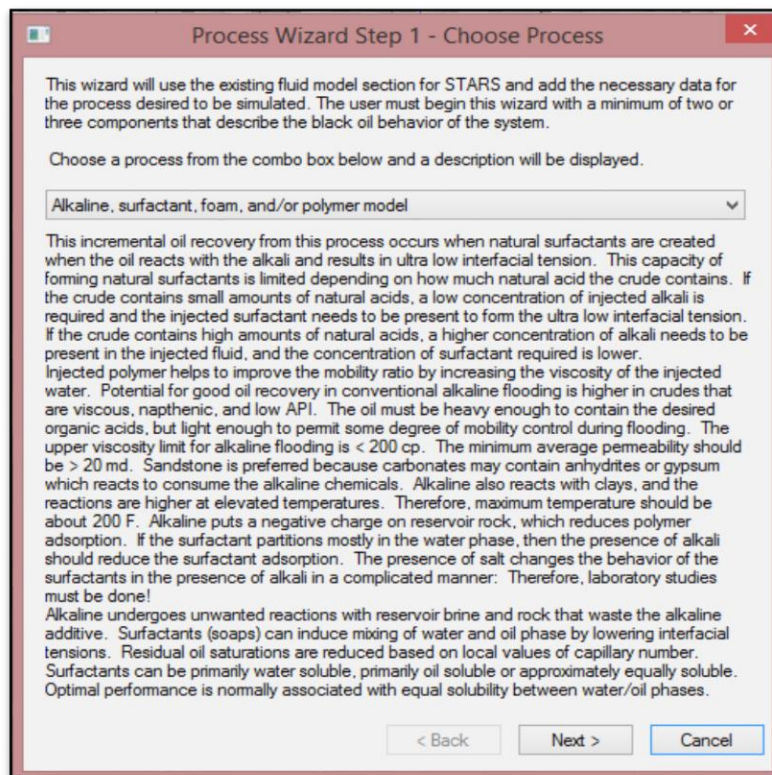
4.3. CREACIÓN DEL COMPONENTE TENSIOACTIVO

La inyección de surfactantes en el yacimiento comienza después del método de inundación de agua, no beneficia la tasa de producción de petróleo y la recuperación total de petróleo. (Mahmud, 2017)

En este apartado se procede a utilizar la opción **Process Wizard** que se encuentra en sección **Components**, en el cual se debe seleccionar el paquete de fluidos implícitos en CMG STARS, en este caso **Alkaline, surfactant, and/or polymer model**.

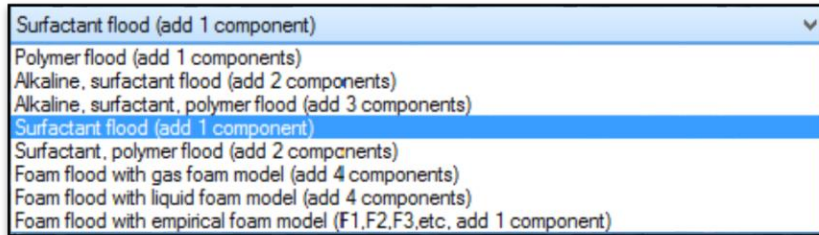


*Figura 96. Menú para la creación del tensioactivo
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*



*Figura 97. Seleccionar el Proceso
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

Haga click en **Next** y proceda a escoger el modelo que desea simular, ya sea inyección surfactante (add 1 component), proceso SP o ASP. cada una de estas opciones con sus características específicas.



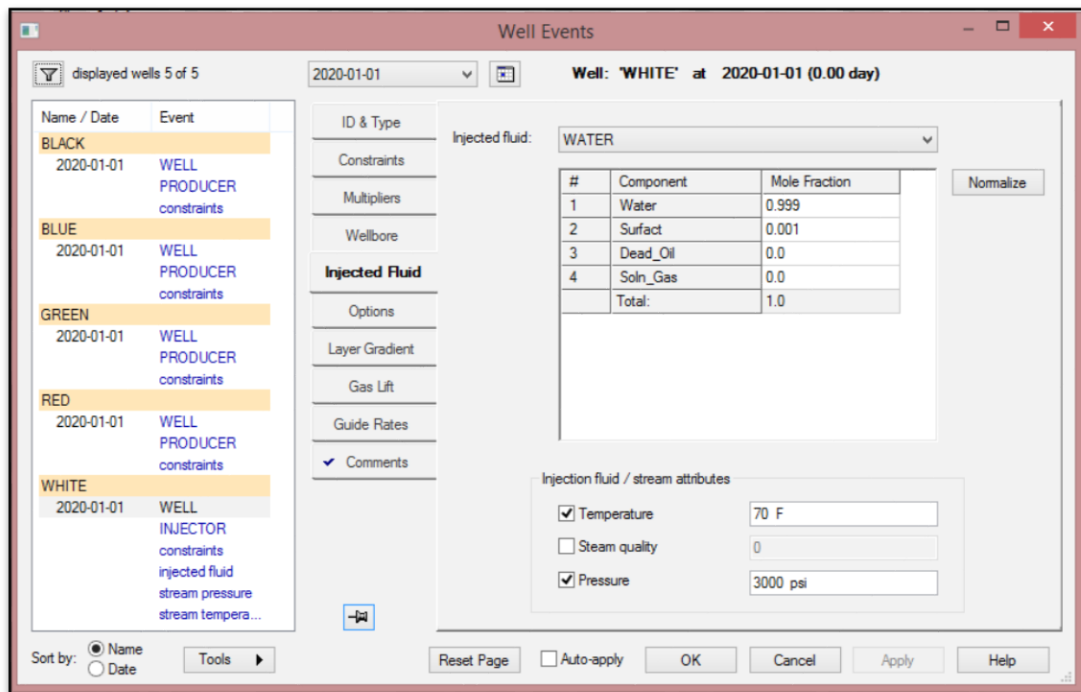
*Figura 98. Selección del Modelo
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

Según el Modelo elegido en el siguiente paso seleccione el componente, la región de la roca; asimismo, se observará los diferentes valores de tensión interfacial con respecto a la concentración del surfactante, polímero o álcali. También, hay que tener en cuenta que estos valores pueden ser cambiados, sin embargo, los dejamos por defecto ya que representan valores típicos y viene de extensas referencias bibliográficas.

	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

*Figura 99. Valores de tensión interfacial a diferentes concentraciones de surfactantes
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

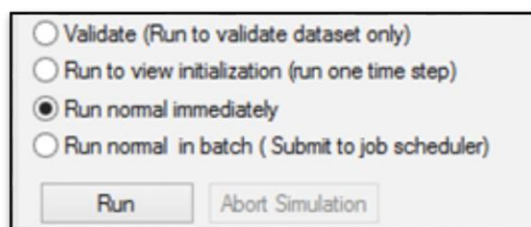
Posteriormente, hacemos click en **Next** y **Finish**. Ahora el componente o componentes seleccionados aparecerán en la sección **Injected Fluid** de **Well & Recurrent**.



*Figura 100. Características del fluido a inyectar
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

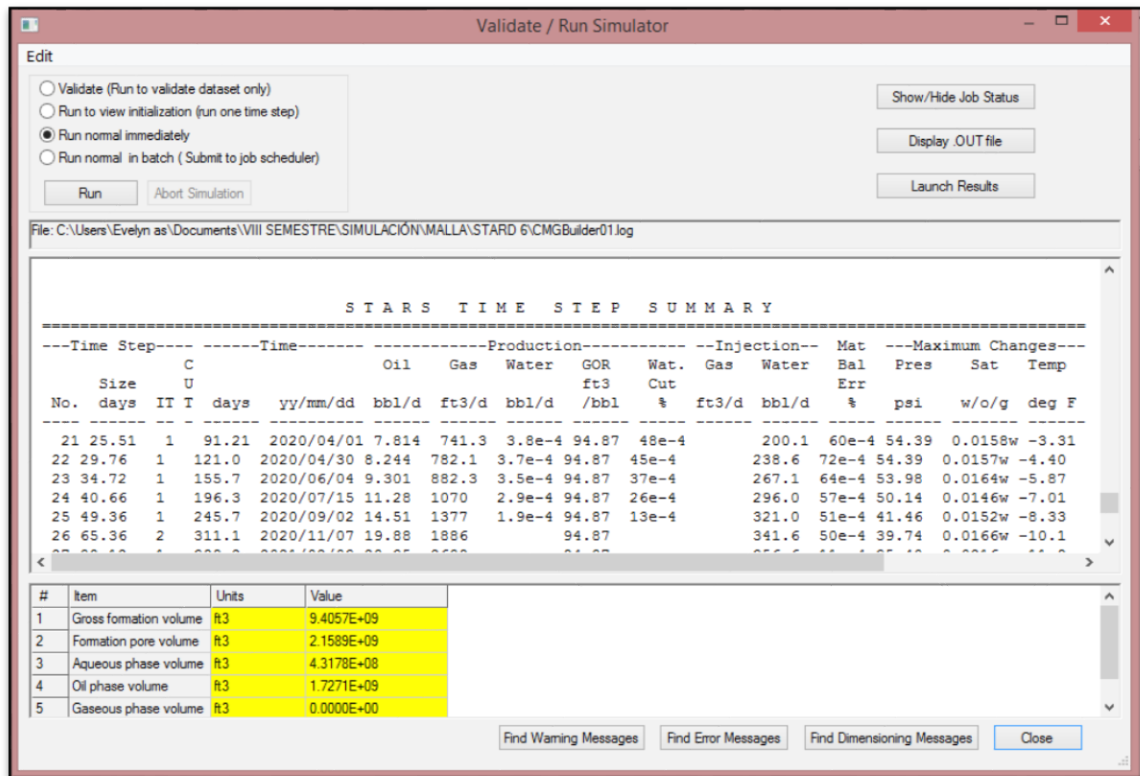
4.4. VALIDACIÓN DE DATOS

Antes de realizar la simulación es indispensable la validación de datos con el propósito de confirmar que la información suministrada sea la correcta, por lo tanto, haga click en el botón **Validate With STARS** y escoja la opción “Si” en el mensaje emergente que aparecerá. Finalmente, se realiza la corrida de la simulación por medio de las 3 opciones que tiene dicha ventana para validar, inicializar o realizar la corrida.



*Figura 101. Opciones para validar, inicializar o realizar la corrida.
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

1. **Validate (Validar):** Valida los datos de entrada y previene errores en la simulación.
2. **Run to view initialization:** Realiza la corrida de inicialización y calcula el POES.
3. **Run normal immediately:** Realiza la corrida del archivo, la cual genera los resultados de la simulación como: tasas de inyección, producción, entre otros parámetros para cada intervalo de tiempo. Igualmente, reportará la producción e inyección total de fluidos, número de advertencias y errores, ciclos de iteración requeridos para solucionar el problema, además del tiempo de simulación. (Espinoza, 2015)

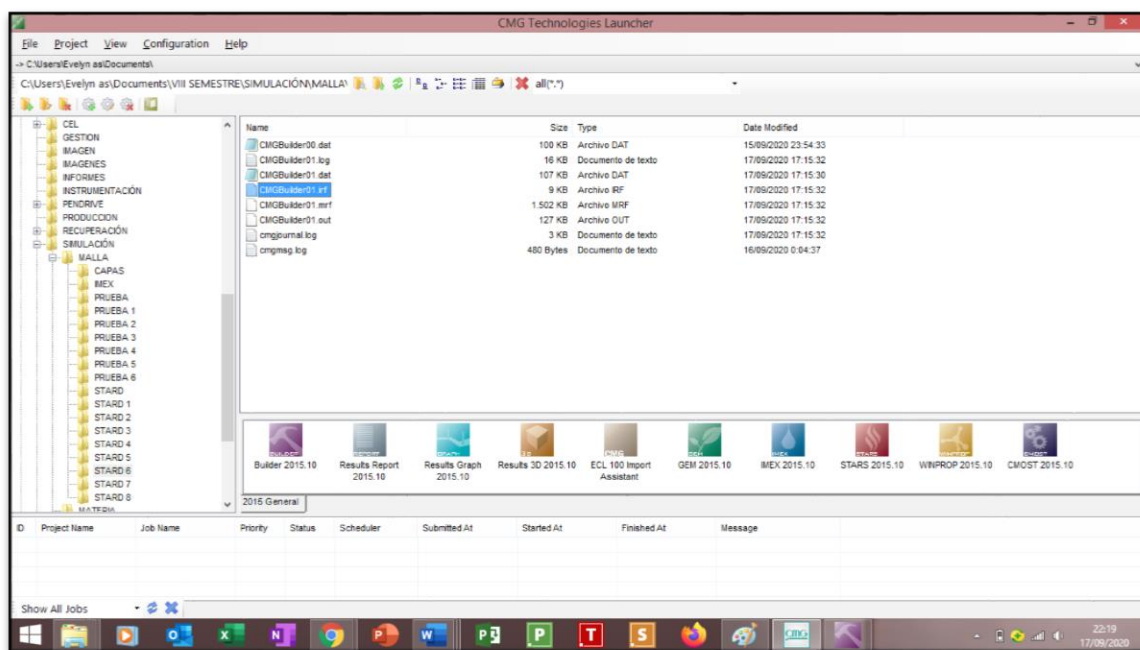


*Figura 102. Resultados de la corrida de simulación
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

Este proceso realizado en el simulador crea archivos de salida **output file (*.out)**, **index results file (*.irf)** y **main-results file (*.mrf)**, los cuales pueden mostrar su contenido por medio de la opción **Launch Results** por medio de la opción **Results 3D** y **Results Graph** para iniciar el análisis de los resultados de simulación. (Espinoza, 2015)

4.5. VISUALIZACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

La visualización de los resultados en forma gráfica utiliza los archivos de extensión .irf que se encuentran en la ventana principal de la plataforma **Technologies Launcher**, el cual se arrastra hasta el ícono **Results Graph** si se desea visualizar los resultados en 2D, por otro lado si se anhela representar en 3D para observar y analizar el comportamiento de las diferentes propiedades de los fluidos del yacimiento en el transcurso de tiempo representando los resultados mediante una vista bidimensional o tridimensional utilice la opción **Results 3D**, . (Espinoza, 2015)



*Figura 103. Íconos de Technologies Launcher
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

CAPÍTULO V

ANÁLISIS Y RESULTADOS

En este capítulo, se presentan los resultados del período de predicción de tiempo, para la presentación de la simulación de CMG (STARS), donde se discutirán los parámetros operativos, es decir, la inyección elegida para el proceso de recuperación mejorada de petróleo.

Igualmente, el tiempo de inyección es de 25 años, desde enero del 2020 hasta enero del 2045. Además, como la simulación se lleva a cabo con un caudal y concentración constantes, se puede deducir que, con un mayor volumen de surfactante, se logra producir más petróleo residual después de la recuperación primaria y secundaria. (Mahmud, 2017)

5.1. ETAPAS DE SIMULACIÓN DE STARS

La primera etapa de simulación para el campo petrolero utiliza los yacimientos de energía natural para la producción. No hay inyección de ningún fluido en el yacimiento, además de estar configurado para producir a partir de los cuatro pozos productores. Esta etapa de recuperación primaria analiza las capas óptimas para producir, y lograr el mejor porcentaje de corte de agua, tasa de producción y recuperación de petróleo.

Después de determinar las condiciones óptimas a partir de la recuperación primaria, se inyecta agua como método de recuperación secundaria.

En este punto, el mejor período de inundación de agua y la tasa de flujo de inyección se determinan con respecto a la tasa de producción y la recuperación de petróleo, sin descuidar el monitoreo de la presión del yacimiento. Después de que se ejecutan las etapas de recuperación primaria y secundaria, se introducen surfactantes en el yacimiento para mejorar aún más la recuperación de petróleo. (Mahmud, 2017)

5.1.1. Análisis del Factor de Recobro

El factor de recuperación se obtiene sumando las cantidades de petróleo recuperadas en cada paso (proceso de desplazamiento de petróleo secundario y terciario) y se expresa en porcentaje (%) de la siguiente manera:

$$F_{RTotal} = F_{Rsm} + F_{Rtm}$$

Donde:

F_{RTotal} : factor de recuperación total (%),

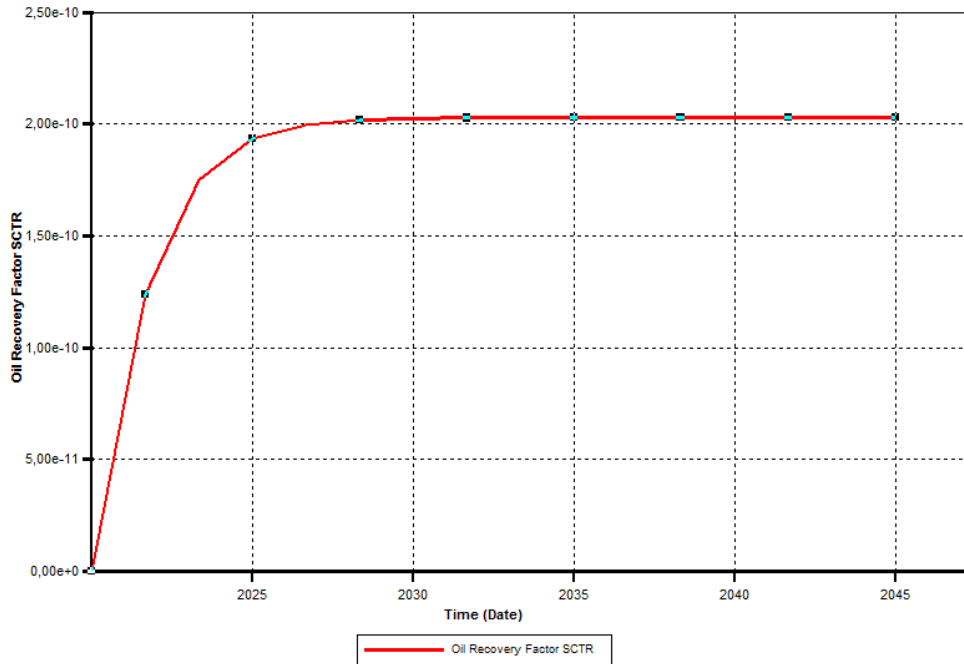
F_{Rsm} : factor de recuperación obtenido por el método secundario (%) y

F_{Rtm} : factor de recuperación obtenido por el método terciario (%). (Ajay Mandal, 2014)

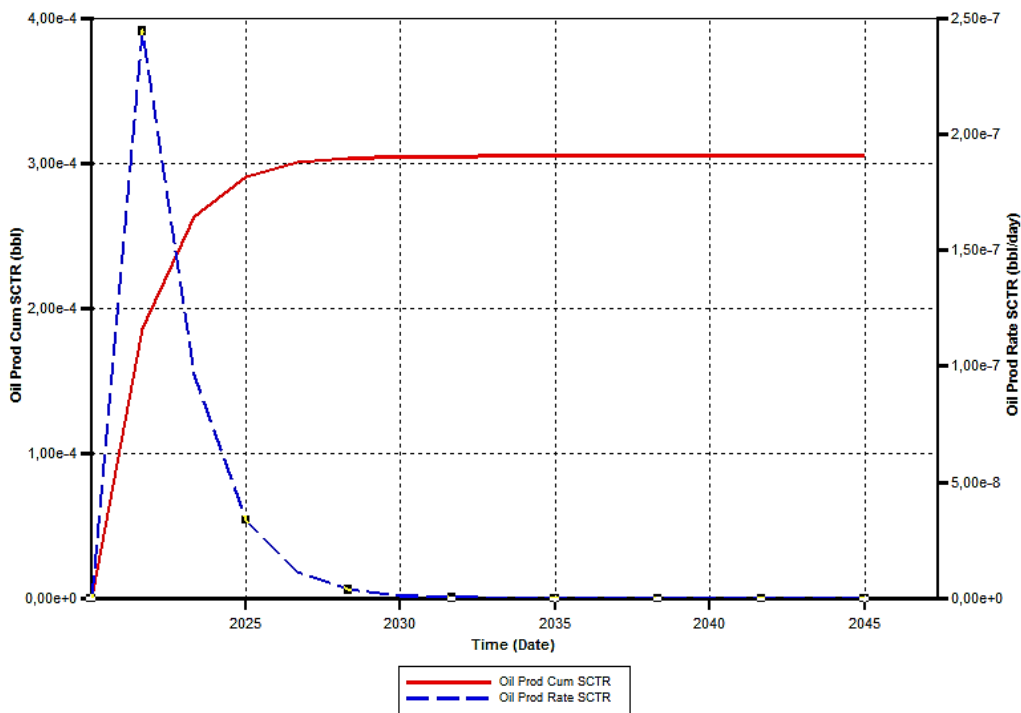
Los resultados obtenidos de cualquier proceso químico van acompañados de los resultados obtenidos en la inyección de agua, esto con el propósito de establecer el incremento del factor de recuperación y determinar la viabilidad técnica de implementación de métodos EOR. (PEÑA, 2016)

Para realizar una comparación de los factores de recobro de los procesos químicos, se efectuó primero el caso en base a la recuperación primaria, inyección de agua (recuperación secundaria), mostrando el comportamiento de la producción de petróleo.

Como se observa en la Gráfica 1. el factor de recobro de la recuperación primaria es $2.0283 * 10^{-8} \%$, valor extremadamente bajo que se manifiesta en la acumulación de petróleo (0.000304923 bbl) y tasa de producción ($5.75551 * 10^{-14} \text{ bbl/day}$), los cuales solo demuestra que este método no es el adecuado para la producción de este yacimiento.



*Gráfica 1. Factor de Recobro - Recuperación Primaria
 (Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
 Elaborado por: Evelyn y Johanna*



*Gráfica 2. Producción y acumulación de petróleo - Recuperación Primaria
 (Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
 Elaborado por: Evelyn y Johanna*

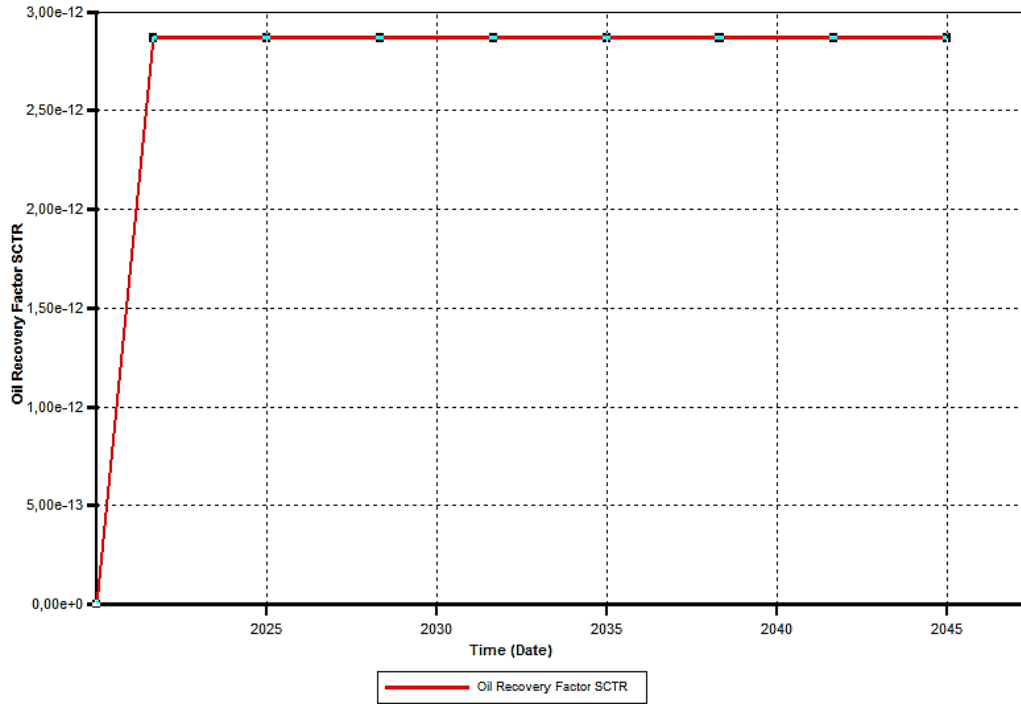
Después del análisis de la recuperación de petróleo por la energía natural del yacimiento, se lleva a cabo una recuperación secundaria para producir petróleo, utilizando el método de inundación de agua.

Las inundaciones de agua se realizan desde el año 2020 en adelante, y previo a las inundaciones de surfactante para ayudar a aumentar la tasa de producción y aumentar la recuperación de petróleo tanto como sea posible antes de proceder a métodos mejorados de recuperación de petróleo.

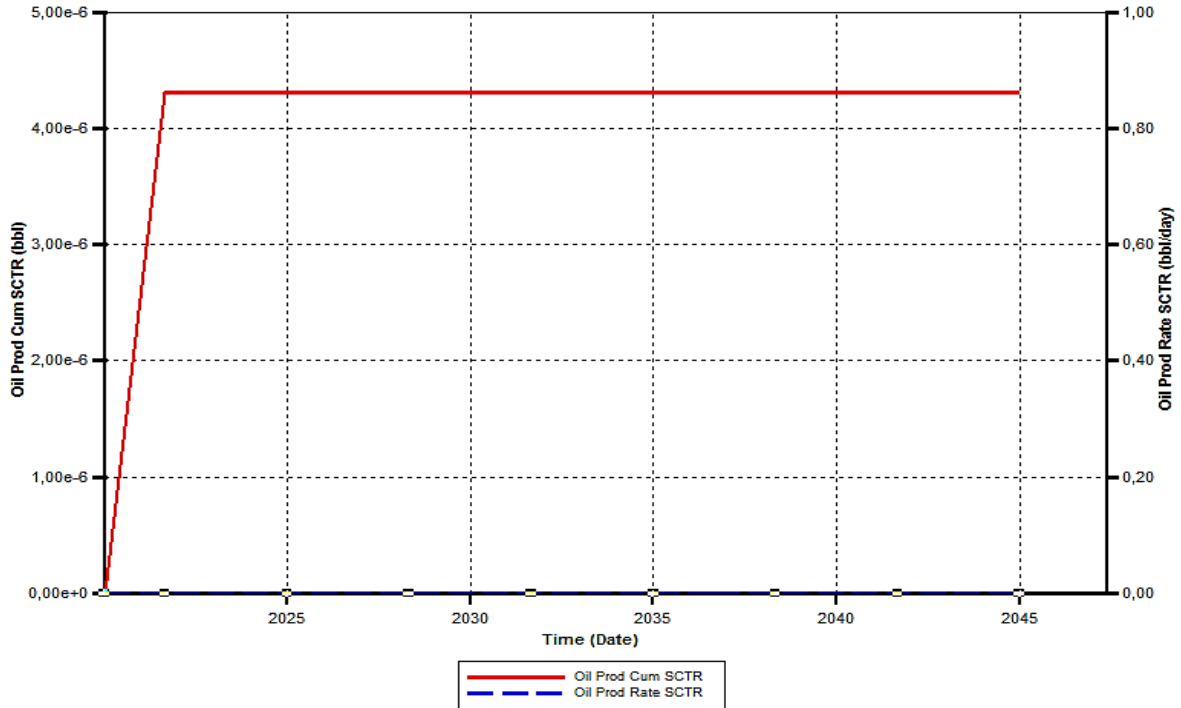
Como se observa en la Gráfica 3 el factor de recobro de la inundación de agua es de $2.8684 * 10^{-10}$ %, valor constante desde septiembre del 2021 en adelante. Por otro lado, este porcentaje también se refleja por la acumulación de petróleo y la tasa de producción, el cual es $4.31 * 10^{-6}$ bbl y 0.000001 bbl/day respectivamente.

Generalmente, una mayor tasa de inyección de agua produce una mayor tasa de producción. Sin embargo, desde enero de 2020 en adelante, se experimenta un resultado adverso ya que la tasa de producción cae por debajo de la tasa de producción de recuperación primaria (sin inundación de agua). Esto ocurre debido a la relación de movilidad, M donde se espera que sea un valor de uno, por el cual se produce una digitación viscosa. Esto significa que la inundación de agua está restringida por las fuerzas capilares.

El petróleo se adhiere a la superficie de la roca y esta fuerza de adhesión dificulta que el agua fluya hacia adelante a lo largo de los poros. Además de eso, el petróleo en el yacimiento tiene una viscosidad muy alta de 112.5 cP. Esto hará que el agua se digite en el petróleo y fluya por el centro de los poros. (Mahmud, 2017)



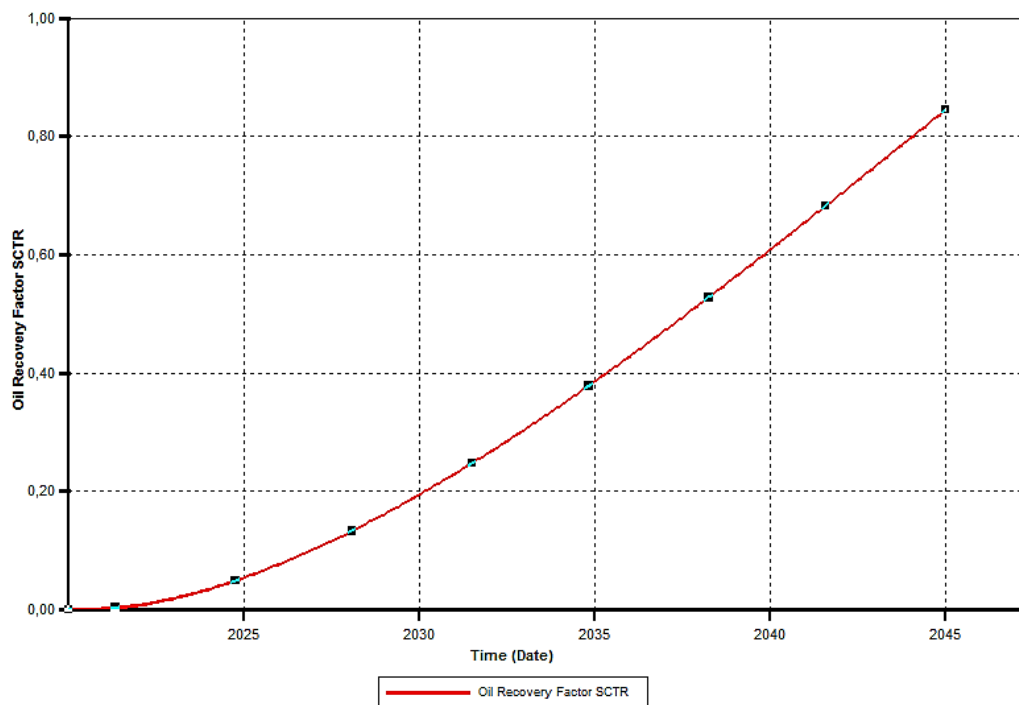
*Gráfica 3. Factor de Recobro - Recuperación Secundaria
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*



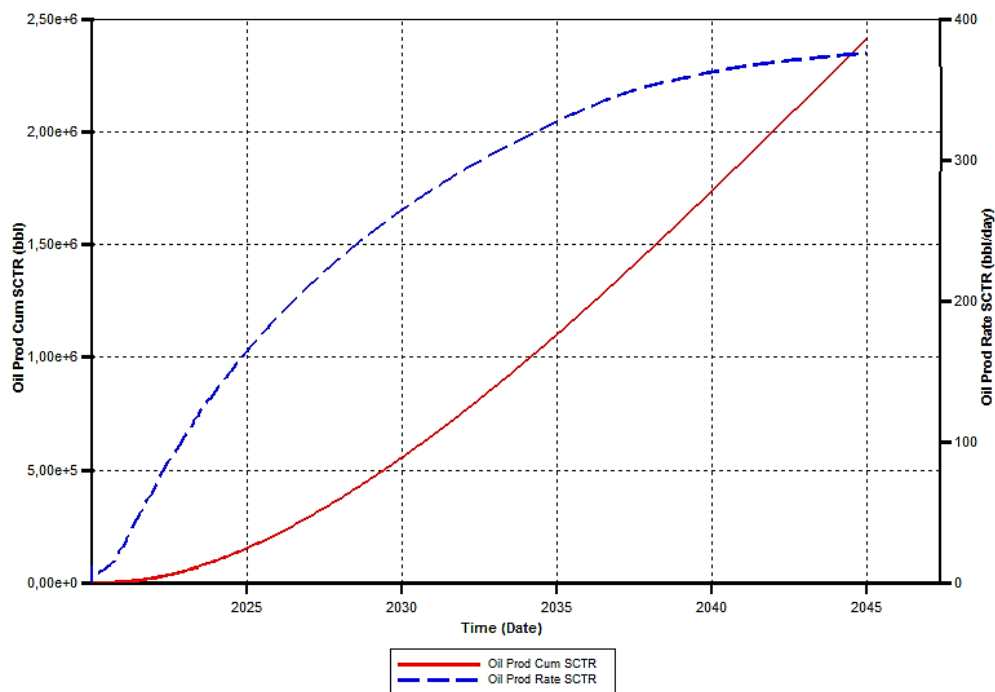
*Gráfica 4. Producción y acumulación de petróleo con inyección de agua
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

Después de que el yacimiento sufrió inundaciones de agua en condiciones óptimas, solo se recuperó el $2.8684 * 10^{-10}$ % del petróleo. No obstante, cuando se inyecta el surfactante, la recuperación de petróleo puede aumentar hasta 84.5% dependiendo de la concentración del este, en este caso se mantuvo en 0.1% en peso. Sin embargo, se debe tener en cuenta que, cuanto mayor es la concentración de surfactantes, menor es el IFT entre el petróleo y el agua, lo que produce una mayor recuperación y producción acumulada de petróleo; además de la tasa de producción, los cuales están en $2.4128 * 10^6 bbl$ y $375.7 bbl/day$ correspondientemente.

Con mayores cantidades de surfactantes, las moléculas del tensioactivo adsorben más petróleo. Más surfactantes harán que el yacimiento se moje más en agua, lo que es favorable para la recuperación. (Mahmud, 2017)



*Gráfica 5. Factor de Recobro - Inyección de Surfactante
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

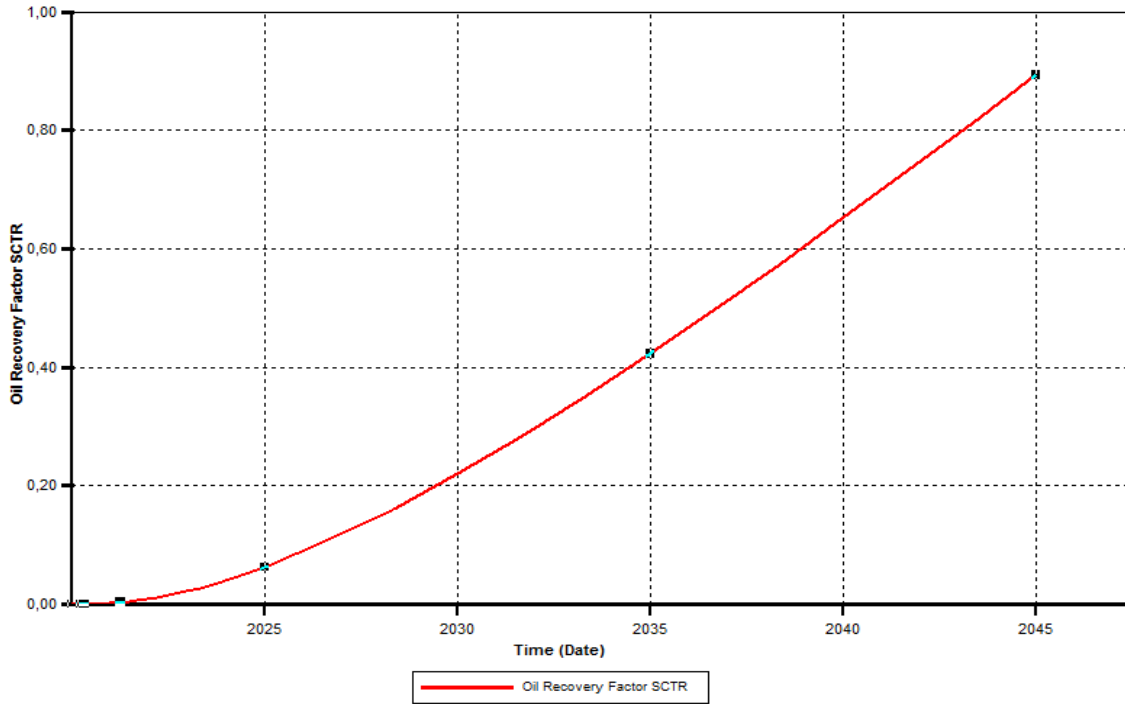


*Gráfica 6. Producción y acumulación de Petróleo - Inyección de Surfactantes
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

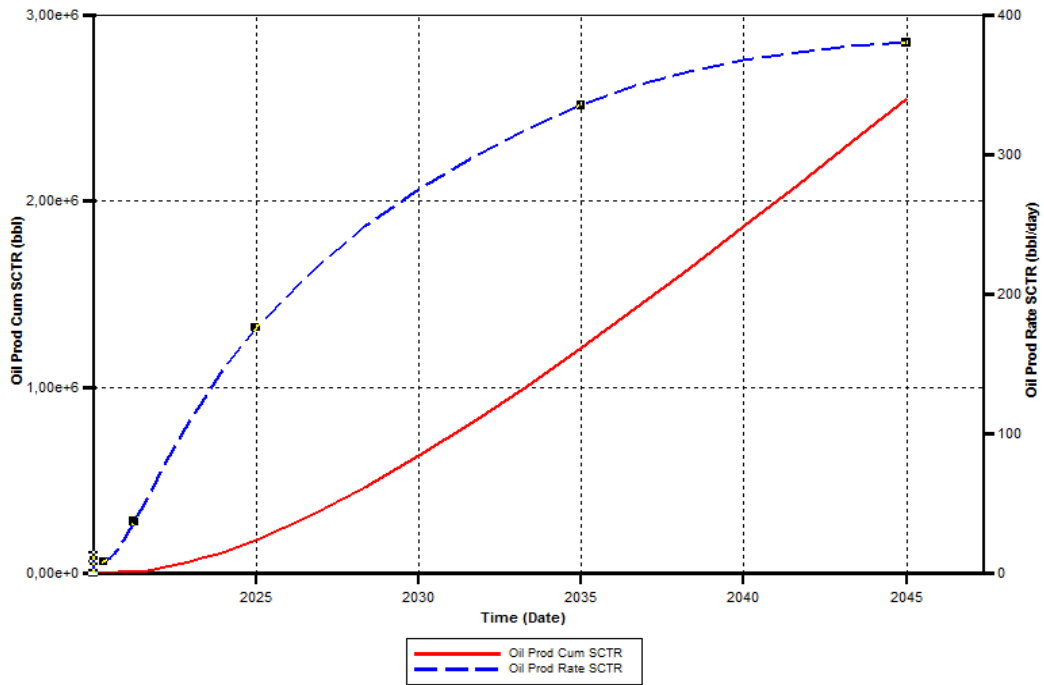
El método SP, es uno de los más atractivos de utilizar para yacimientos de crudo pesado, pero su aplicación implica altos costos al ser un procedimiento combinado, razón por la cual el factor de recobro debe ser considerablemente mayor en comparación con otros métodos.

Posteriormente, los resultados de la continua inundación de surfactante – polímero presentado en la Gráfica 7. muestra que el factor de recobro es de 89.4%, mismo resultado que indica un buen comportamiento de los químicos para la producción acumulada petróleo y la tasa de producción, los cuales están en $2.55 * 10^6$ bbl y 380.125 bbl/day respectivamente.

Asimismo, la concentración del polímero debe ser manejada con cuidado debido al aumento que causa en la viscosidad del agua, la cual está conexas con la presión de inyección y pueden llegar a sobrepasar la presión de fractura del yacimiento. Por lo que, generalmente se considera utilizar altas concentraciones de surfactantes en relación con los polímeros, debido a su comportamiento con la disminución de la tensión interfacial.



Gráfica 7. Factor de Recobro - Inyección SP
 (Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
 Elaborado por: Evelyn y Johanna



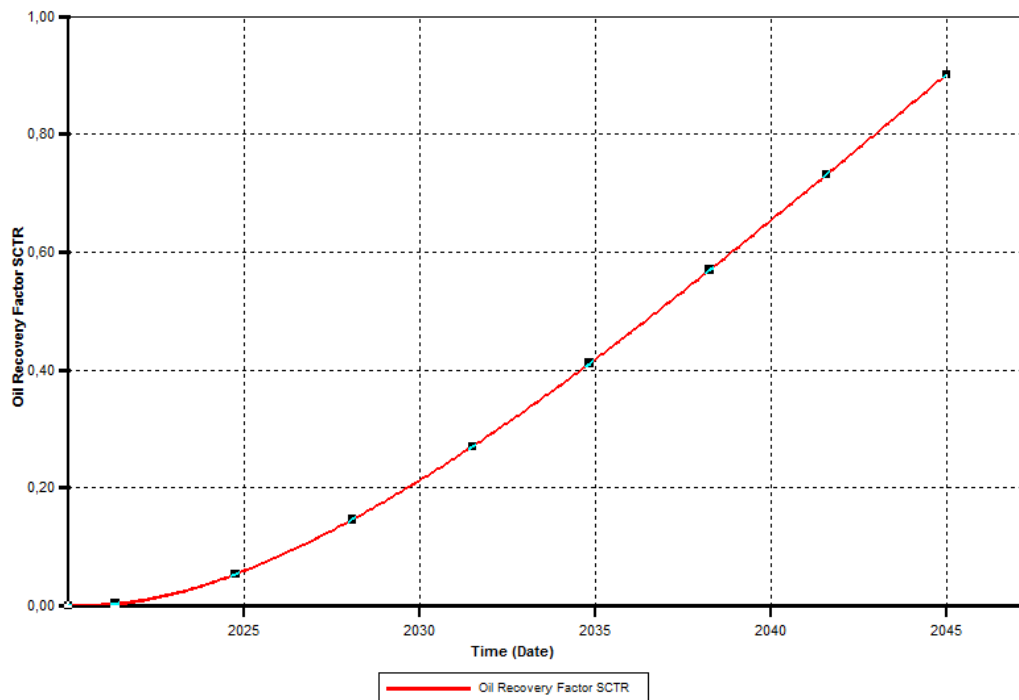
Gráfica 8. Producción y acumulación de petróleo - Inyección SP
 (Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
 Elaborado por: Evelyn y Johanna

El método de ASP es uno de los más efectivos, sin embargo, su único límite de implementación son los elevados costos porque aumenta un 40% en relación con un procedimiento individual.

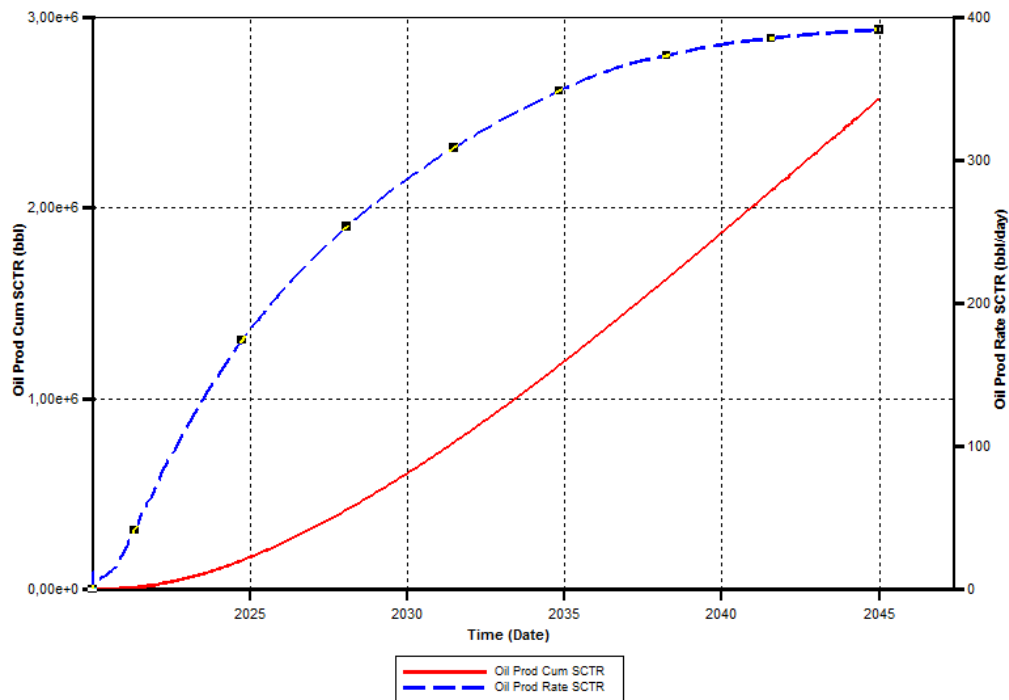
Finalmente, la Gráfica 9. muestra los resultados obtenidos de la inundación de Álcali, Surfactante y Polímero (ASP) cuyo factor de recuperación de petróleo se encuentra en 90.13 %, resultado manifestado en la acumulación de petróleo y la tasa de producción, valores que están en $2.574 * 10^6 bbl$ y $391.204 bbl/day$ individualmente. Dicho resultado de recuperación es el mejor que se ha presentado con respecto a los anteriores procesos.

Uno de los parámetros que define la efectividad de este proceso es el álcali, debido que se absorbe en la roca y evita la adsorción del surfactante y polímero aumentando su eficiencia. (Marcillo, www.dspace.espol.edu.ec, 2015)

No obstante, a pesar de utilizar la combinación de los tres agentes químicos la variación del factor de recobro es muy similar con el método de Inyección de Surfactante y Polímero – Polímero.



*Gráfica 9. Factor de Recobro - Inyección ASP
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*



*Gráfica 10. Producción y acumulación de petróleo - Inyección ASP
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna*

La Tabla 14 muestran el total de producción de petróleo en porcentaje y en barriles para todas las etapas de recuperación de petróleo en condiciones óptimas, donde el mejor método es el escenario de Inyección de ASP con un factor de recobro de 90.13%, mientras que los demás escenarios mostraron un valor por debajo de este.

Tabla 14. Total de producción de petróleo en % y en bbl para todas las etapas de recuperación de petróleo en condiciones óptimas.

Elaborado por: Evelyn y Johanna

MÉTODO DE RECUPERACIÓN	FACTOR DE RECOBRO (%)	PRODUCCIÓN ACUMULATIVA DE PETRÓLEO (BBL)	DIFERENCIA EN LA CANTIDAD (BBL)
Primario	2.0283×10^{-8}	0.000304923	0
Secundario	2.8684×10^{-10}	0.00000431	0
Terciario	84.5	2412800	2412800

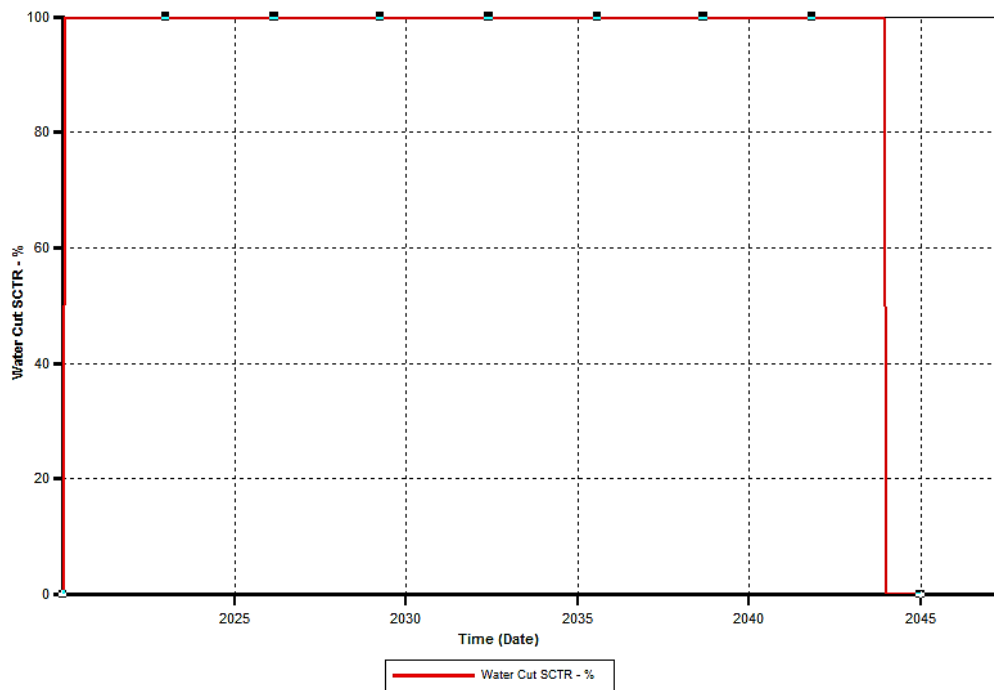
	89.4	2550000	13200
	90.13	$2.574 * 10^6$	24000

Las inundaciones de surfactantes solo recuperan un extra de aproximadamente el 5% del petróleo originalmente en su lugar. Este valor no parece significativo en porcentaje, pero si se toma en perspectiva de volumen de petróleo recuperado, la inundación de surfactante recupera más barriles de petróleo. En este punto, la tensión interfacial entre el petróleo y el agua ya no es el problema principal. El campo tiene una viscosidad del petróleo que es muy alta en relación con el agua y una débil expansión del petróleo, esto reduce la eficiencia de barrido basada en la teoría de la relación de movilidad. ***“Para recuperar más del 61,2% de petróleo, la viscosidad debe ser manipulada por otras inundaciones químicas para lograr una mayor recuperación de petróleo. El fluido inyectado en STARS consiste en un componente de surfactante y un componente de Na +. En base a esto, el tipo de surfactantes utilizados en esta simulación es un surfactante aniónico. Los alquil sulfonatos de benceno lineales son surfactantes aniónicos comunes utilizados en la producción de petróleo”***. Según www.alibaba.com, el costo promedio de este producto es de USD 1000 por una tonelada. La densidad del alquilbencenosulfonato es de 860 kg/m³. Basado en la simulación en STARS, la fracción molar total para los componentes de surfactante y Na para una concentración de 0.1 % en peso es 0.001. (Mahmud, 2017)

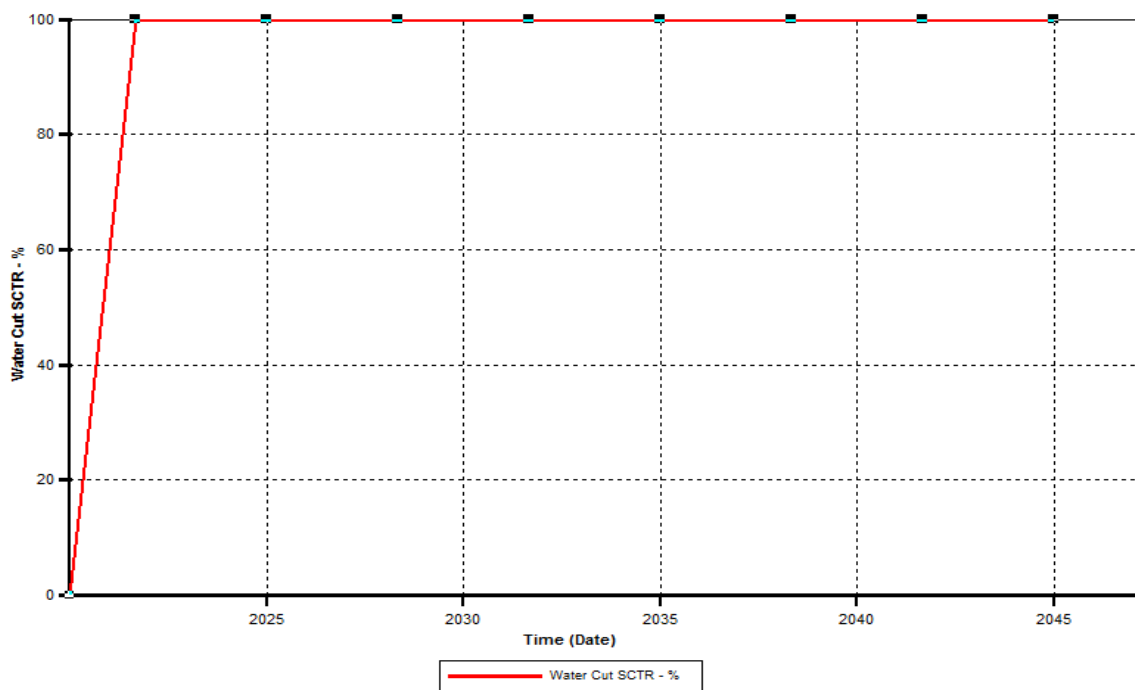
5.1.2. Análisis de Corte de Agua

Para producir el líquido desde el yacimiento hasta la superficie se debe considerar que se extrae tanto agua como petróleo, por esta razón, el corte de agua depende de las soluciones que se van inyectar a cierta temperatura. Si la temperatura del yacimiento es alta, mayor es el corte de agua a medida que se va inyectando los agentes químicos. (Lissette, 2018)

Según la Gráfica 11. Y 12., el % de corte de agua en proceso de recuperación primaria y secundaria respectivamente alcanza el 100% en el lapso de un determinado punto del tiempo del inicio de la producción, donde todas las capas están preparadas para producir. Esto es un gran porcentaje en un corto período de tiempo.

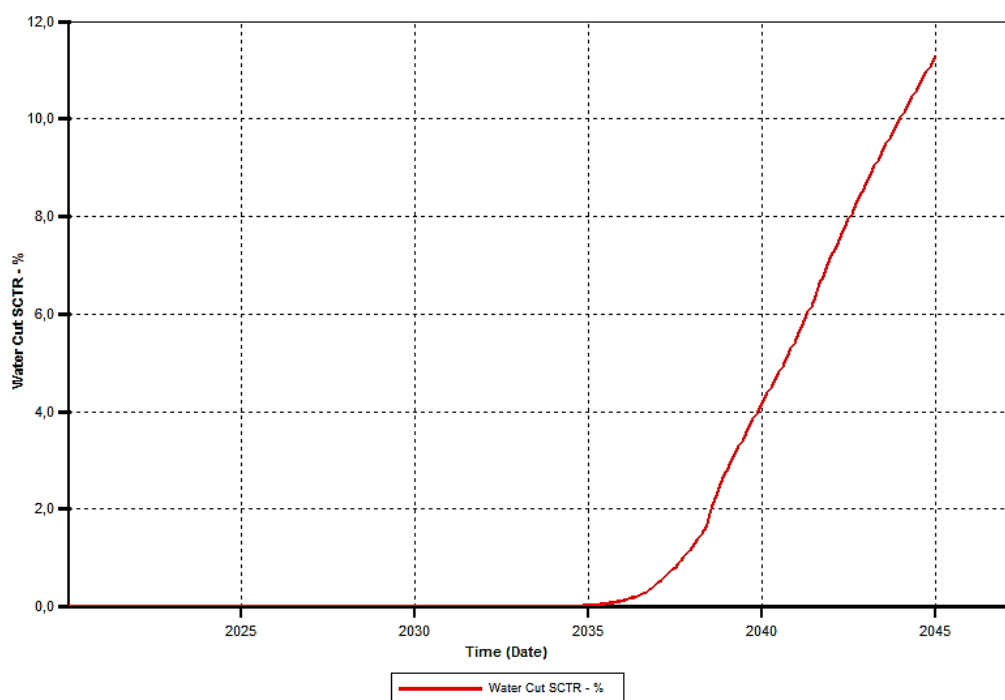


Gráfica 11. Corte de agua de la Recuperación Primaria
 (Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
 Elaborado por: Evelyn y Johanna



Gráfica 12. Corte de agua - Recuperación Secundaria
 (Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
 Elaborado por: Evelyn y Johanna

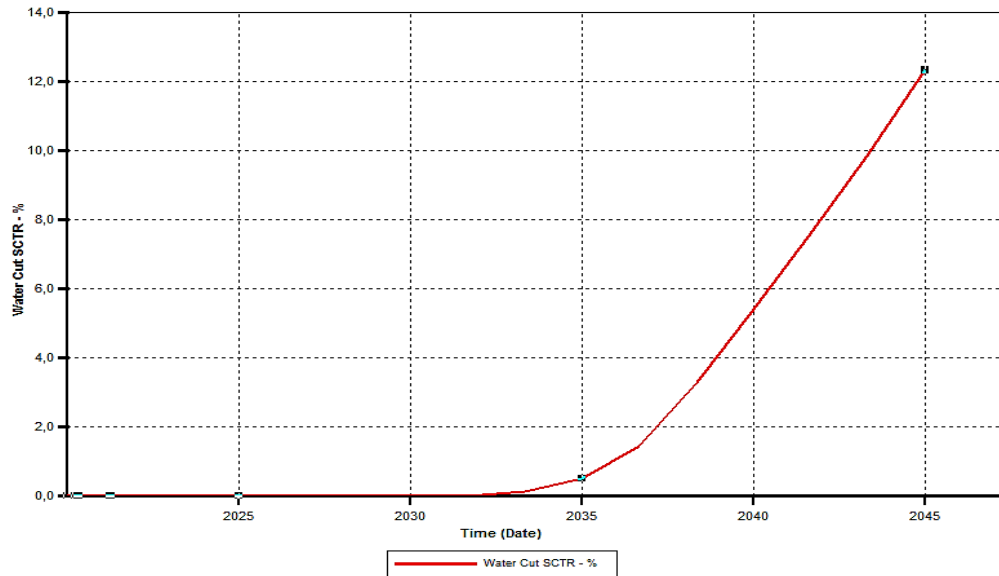
La Gráfica 13. muestra la gráfica de corte de agua vs tiempo, que refleja los efectos del surfactante en la recuperación adicional de petróleo y cómo reduce el % de corte de agua. En la recuperación secundaria la introducción de inyecciones de agua en el yacimiento, genera que el corte de agua aumenta progresivamente, lo que resulta en una disminución del corte de petróleo. Por lo tanto, en este punto se ha introducido una barra de tensioactivo para la inyección del surfactante, lo que conduce a una disminución en el corte de agua (11,30%) y un aumento en el corte de petróleo, debido a que a medida que el surfactante empuja el petróleo para que fluya a través de los poros vacíos, estos serían ocupados por el agua y en consecuencia el corte se reduciría, además que el petróleo acumulativo aumenta bruscamente. (Ajay Mandal, 2014)



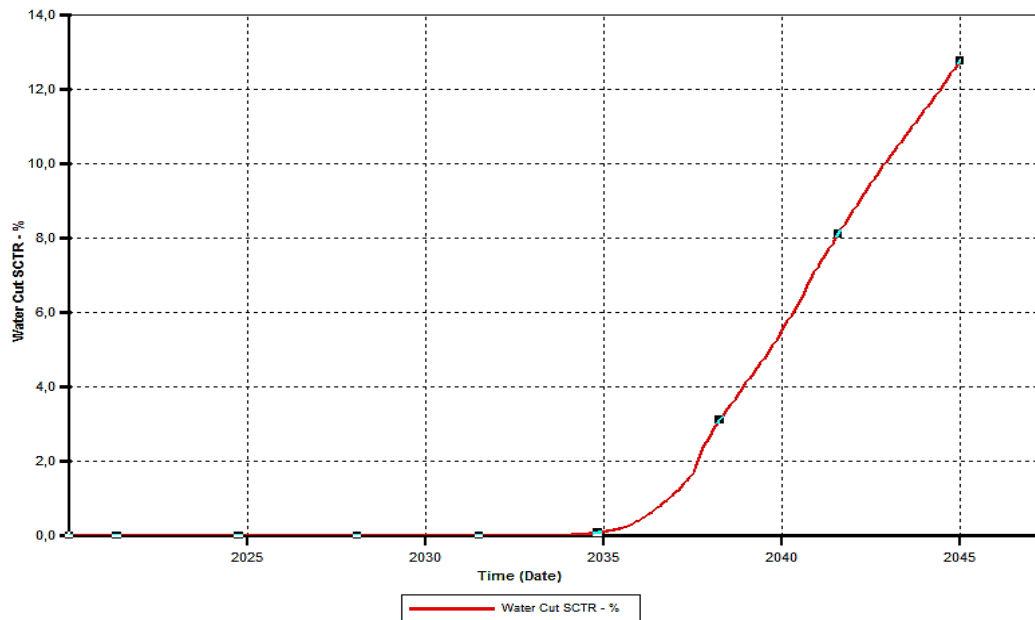
Gráfica 13. Corte de agua - Inyección de Surfactante
 (Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
 Elaborado por: Evelyn y Johanna

Como se observó anteriormente al término de la inyección de los agentes químicos, la tasa de producción aumenta, por lo tanto, el corte de agua disminuye como se aprecia en las Gráfica 14. Y 15. de la inyección de SP y ASP, los cuales tienen el 12.32 y 12.76 % respectivamente. Esto es debido a la combinación de dos o tres químicos usados en este proceso, el surfactante en algunos casos puede obtener la disminución de la saturación de

petróleo residual, lo que significa una mayor recuperación de petróleo, pues habrá más petróleo móvil, esto combinado con el cambio de la tensión interfacial mejora la razón de movilidad, aumenta la viscosidad del fluido desplazante por la solución polimérica. (PEÑA, 2016)



Gráfica 14. Corte de agua - Inyección SP
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna



Gráfica 15. Corte de agua - Inyección de ASP
(Computer Modelling Group Technologies. [Software]. Versión 2015.)
Elaborado por: Evelyn y Johanna

CAPÍTULO VI

ANÁLISIS ECONÓMICO

6.1. ANÁLISIS ECONÓMICO

Un tema principal de la investigación previa para cualquier aplicación es encontrar algunos escenarios que maximicen la producción de petróleo y minimicen la cantidad de químico inyectado. El diseño combinará preocupaciones técnicas y económicas. Con respecto al diseño del proceso de inundación, deben tenerse en cuenta todos los factores y también deben considerarse las correlaciones. Asimismo, para desarrollar una inundación exitosa, se requiere un diseño adecuado del proceso de inyección.

La recuperación de petróleo está directamente relacionada con los efectos que produce la inyección mediante agentes químicos en el yacimiento y en las características del flujo. Por lo tanto, un análisis en el laboratorio evitará riesgos económicos en la zona de estudio, gracias a la simulación que se realiza para maximizar la aplicación potencial de un proceso de inyección y explorar la interacción de los químicos con el medio poroso.

Por esta razón, la factibilidad del proyecto está basado en el retorno de la inversión monetaria, el cual tiene como propósito justificar las ganancias que se pueden obtener al ejecutar el proceso de inyección mediante químicos, por tal motivo se realiza un análisis económico.

Para realizar un análisis se tiene en cuenta dos parámetros importantes que son:

6.1.1. VAN (valor actual neto)

Valía que se utiliza para evaluar el valor de un proyecto y si es conveniente o no una inversión en este. Considerado como resultado de la diferencia entre el monto inicial y el valor de los futuros ingresos netos, utilizando una tasa de descuento afín con el rendimiento esperado.

Los criterios del valor actual neto que son los siguientes:

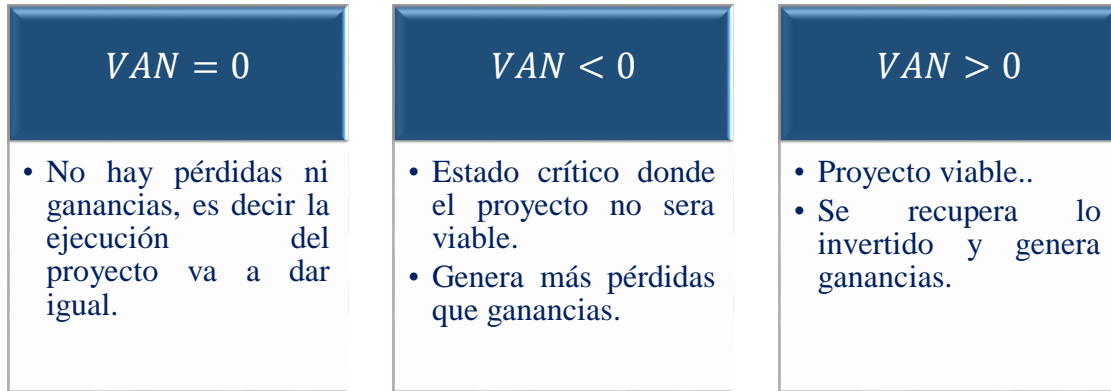


Diagrama 14. Criterios del valor actual neto (LARA, 2015)

El VAN se calcula de la siguiente manera:

$$VAN = -I_i + \sum_{t=0}^n \frac{F_t}{(1+r)^t}$$

Donde:

r : Tasa de descuento

I_i : Inversión inicial

F_t : Flujo de caja

n : Período de tiempo del proyecto

6.1.2. TIR (Tasa interna de retorno)

Indicador de si un proyecto es rentable o no, si este es mayor a las expectativas de los inversionistas se puede ejecutar dicho proyecto. También, se le conoce como “la tasa efectiva anual compuesto de retorno o tasa de descuento que hace que el valor actual neto de todos los flujos de efectivo de una determinada inversión igual a cero”. (Sebastian, 2017)

Para determinar el TIR, se debe tener en cuenta los siguientes costos de producción si se trata de un proyecto de inyección de químicos:

- ✓ Perforación (Muestra de núcleo): Costos de tiempo (diario o por cada pie perforado)
- ✓ Laboratorio (Análisis de núcleo): Depende de las diferentes pruebas realizadas.
- ✓ Asesoría técnica: Personas aptas y capacitadas para la realización del proyecto.

- ✓ Costos de los químicos a inyectarse y Tanque de mezcla: Depende de la cantidad de aditivo que se inyectara en el pozo. (LARA, 2015)

Si los estos costos son mayores al TIR el proyecto no generaría ganancias, por ende, no es satisfactorio para los inversionistas. Sin embargo, se debe tener en cuenta que las ganancias no son inmediatas sino se debe estimar un tiempo de 6 meses para observar un aumento en la producción de petróleo.

6.2. ANÁLISIS DE COSTOS

El éxito del proyecto de recuperación mejorada se basa principalmente es los costos de instalación y mantenimiento, el costo de los químicos y el precio del petróleo. Asimismo, se deben tener en cuenta los siguientes factores: químico a utilizarse y sus respectivas facilidades, tasa de inyección y tratamiento del fluido. (Marcillo, 2015)

6.2.1. Costos de Operación (OPEX)

Viene del inglés Operating Expense, son aquellos gastos de funcionamiento y gastos operacionales. (Pablo, 2019)

En este caso el factor asociado al OPEX serán los químicos usados, también nos enfocaremos en los costos de operación y producción de la inyección ASP, al ser el escenario con mayor recuperación de petróleo.

6.2.2. Costos de químicos

Los rangos de costos de los agentes químicos que se seleccionaron para la inyección se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 15. Rangos de costos de los químicos

Fuente: (Pablo, 2019)

POLÍMERO	SURFACTANTE	ÁLCALI
2 – 3.6 USD/kg	1.5 – 3.0 USD/kg	0.3 – 5.0 USD/kg

Los costos generales de las facilidades dependen del tipo de agente químico que va a inyectar y según la concentración que se aplique.

En la siguiente tabla se muestran el costo de los químicos utilizados en USD/BBL.

Tabla 16. Costos en USD/BBL

Fuente: (Pablo, 2019)

POLÍMERO	SURFACTANTE	ÁLCALI
0.4197 USD/BBL	1.4309 USD/BBL	5.5646 USD/BBL

6.2.3. Costos de levantamiento

Llamado también Lifting Cost o costos operacionales que influyen en la producción de un barril, es decir, costos asociados a energía eléctrica. Según CEPSA, el lifting Cost de un barril es 10.2 USD/BBL. (Pablo, 2019)

6.2.4. Planta de tratamiento

Es importante el uso de una planta para que procese los barriles de petróleo producidos. El costo de tratamiento es de 0.25USD/BBL. (Pablo, 2019)

6.2.5. Planta de Inyección

El costo va variando según el tipo de mezcla que se inyecte al yacimiento. En la siguiente tabla se muestra los costos asociados a la inyección de combinados ASP de los químicos.

Tabla 17. Costo de inyección de mezclas en USD/BBL

Fuente: (Pablo, 2019)

MEZCLA	COSTO (USD/BBL)
ASP	11.8
Polímero	1.92
Agua	0.92

6.2.6. Regalías

Aquella contraprestación económica que recibe el gobierno nacional por la explotación de los recursos no renovables que se encuentran bajo custodia del Estado. Además, según la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), para los campos que no superan los 5000 BOPD de producción tiene asignado como regalía el 8%.

6.2.7. Costos de Inversión (CAPEX)

Del inglés Capital Expenditure, son aquellas inversiones que realiza la empresa para adquirir o actualizar productos o activos fijos, en el sector petrolero con una vida útil que se extiende más allá de un año. Estos activos son tales como: equipamientos, propiedades o edificios industriales.

A continuación, se muestra una tabla con los costos de inversión asociados a este proyecto:

Tabla 18. Costo de inversión

Fuente: (Pablo, 2019)

INVERSIÓN	COSTO (USD)
Pozo Inyector	2500000

CAPÍTULO VII

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

7.1. CONCLUSIONES

✚ La inundación de surfactantes es un buen método potencial bajo el EOR químico, que se efectúa cuando la recuperación primaria y secundaria no es suficiente para la recuperación del petróleo. Esto se debe a que se ha demostrado que aumenta la producción acumulada de petróleo después de las inundaciones de agua. Cuanto más largo sea el período de inundación de los surfactantes, mayor será la recuperación de petróleo hasta que el aumento disminuya lentamente durante períodos más largos. Esto está relacionado con el mismo concepto de concentración de surfactante.

✚ Dependiendo de la naturaleza del yacimiento, la inundación de surfactante tiene cierto grado de beneficios. El principal problema para este campo petrolero es la alta viscosidad del petróleo. Como no se sabe que los surfactantes alteren las viscosidades de los fluidos, la inundación optimizada de surfactantes solo proporciona un aumento de aproximadamente el 5% de la recuperación de petróleo después de los métodos convencionales, debido al tipo de crudo, el cual no se encuentra dentro de los criterios de aplicabilidad para este tipo de procesos.

✚ La recuperación adicional de petróleo en el caso de inyección de ASP fue mayor que cuando solo se utilizó surfactante. Esto se debe a la contribución sinérgica de la reducción de IFT usando surfactante y la reducción de la relación de movilidad por polímero, mejorando así la eficiencia general de barrido en un mejor margen, en comparación con la inyección de surfactante donde solo está disponible la reducción de IFT, mientras el álcali se encarga de disminuir la cantidad del tensioactivo a utilizar por ser un agente de menor costo. Por lo tanto, los resultados muestran que la aplicación de inundaciones continuas de surfactante condujo a una recuperación del 84.5%, las inundaciones de SP del 89.4 %, y finalmente las inundaciones de ASP con el mayor factor de recobro del 90.13%.

✚ El porcentaje de corte de agua alcanza el 100% y disminuye después de usar inundación continua de surfactante al 11.30%, en inundaciones SP a 12.32% y finalmente en inundaciones ASP a 12.76%.

7.2. RECOMENDACIONES

- ✦ Aplicar otros tipos de arreglos de inyección para la inyección de agentes químicos.
- ✦ Establecer un modelo predictivo para la inyección de Alkali – Surfactante para los diferentes tipos de arreglos de inyección.
- ✦ Efectuar la simulación del modelo en otros softwares de ingeniería de procesos químicos, para hacer una comparación de los resultados arrojados por estos.
- ✦ Realizar un análisis financiero con el propósito de garantizar la rentabilidad del proyecto y asegurar futuras inversiones en la ejecución del mismo, principalmente en procesos de inyección de surfactantes ya sea solo o en combinación con otros, bajo las características operacionales y de yacimiento descritas anteriormente.

BIBLIOGRAFÍA

- Abril Porras, V. H. (2010). "*Diseño y Evaluación de Proyectos*"
- Abertawe, S. U. (Agosto de 2018). About *Olgierd (Olek) Cecil Zienkiewicz*. Obtenido de <http://www.swansea.ac.uk>:
<http://www.swansea.ac.uk/engineering/zcce/zienkiewicz-lecture/about-zienkiewicz/>
- Aguirre Día, M. L., & Hidalgo Panchana, A. P. (22 de Febrero de 2016). *Estudio Técnico Económico de Inyección Alternada de Nitrógeno. Campo Gustavo Galindo Velasco*. Obtenido de repositorio.upse.edu.ec:
<http://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/2481/1/UPSE-TIP-2015-014.pdf>
- Ahmed, T. (2019). *Reservoir Engineering Handbook Fifth Edition - Chapter 4 Fundamentals of rock properties* (Elsevier I).
- Ajay Mandal, S. K. (2014). *Modeling of surfactant and surfactant - polymer flooding for enhanced oil recovery using STARS (CMG) software*. *J Petrol Explor Prod Technol*, 1-11.
- Alcántara, A. (14 de Octubre de 2019). www.linkedin.com. Obtenido de *Avances tecnológicos en la recuperación mejorada de crudo (IOR/EOR)*:
<https://www.linkedin.com/pulse/avances-tecnol%C3%B3gicos-en-la-recuperaci%C3%B3n-mejorada-de-crudo-alc%C3%A1ntara/>
- Alvarado , D. A., & Banzér S, C. (2002). *Recuperación Térmica de Petróleo* . Caracas.
- Alvarado, D. A., & Banzér, C. S. (2004). *Recuperación Térmica de Petróleo*. En D. C. Rincón Mora, *Recuperación Térmica de Petróleo* (pág. 85).
- Alvarez Raya , R. (2008). *Aplicación del Análisis Nodal para Incrementar la Productividad de un Pozo*". MÉXICO, D.F.: Ciudad Universitaria.
- Amaefule, J. O., Altubay, M., Tiab, D., U of Oklahoma, Kersey, D. G., & Keelan, D. K. (1993). *Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic (Flow) Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells*. SPE 26436, Paper SPE 26436 presentado en la 68° Exhibición y Conferencia Técnica Anual de la SPE. Houston, Texas, 3-6 Octubre 1993.
- Andrade, M. &. (2017). *Factibilidad Analítica de la aplicación de la recuperación mejorada de petróleo, caso de estudio Ecuador*. *El Reventón Energético*, 19/30
- Angarita Buitrago, N., & Buitrago Peña, S. (2016). *Desarrollo De Un Modelo Predictivo Para Inyección De Químicos Surfactantes-Polímeros Convencional*. *E-Jurnal Akuntansi*. <https://doi.org/10.37//0033-2909.126.1.78>
- Anzhou Feng, G. Z. (2012). *Study of surfactant Polymer Flooding in Heavy Oil Reservoirs*. *SPE*.

- Arias Odón, F. G. (2012). *El Proyecto De Investigación 6a Edición*. Caracas: EPISTEME, C.A. Obtenido de ResearchGate: <https://www.researchgate.net/publication/301894369>
- Austin, T. U. (s.f.). J. Tinsley Oden | ICES | U.T. Austin. Obtenido de <https://www.ices.utexas.edu>: <https://www.ices.utexas.edu/people/85/>
- B, C. P. (Junio de 2013). <http://saber.ucv.ve>. Obtenido de *Evaluación De Los Simuladores De Yacimientos “Stars” Y “Utchem” Para El Modelaje De Procesos Químicos*: <http://saber.ucv.ve/bitstream/123456789/4582/1/T.E.G..pdf>
- Bernabe, M., Gonzabay, M., & Lopez, J. (2018). Upse. Obtenido de *Campo Amistad - Bloque 6*: <https://es.scribd.com/document/383310359/Campo-Amistad>
- Bremner, C., Harris, G., & Kosmala, A. (3 de Febrero de 2010). *Tecnologías en evolución Bombas eléctricas sumergibles*. Obtenido de <https://www.slb.com>: https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish07/spr07/p34_49.pdf
- Brown, e. A. (s.f.). *Natural Gasoline and the Volatile Hydrocarbons*.
- Caiza Remache, B. V., & Mendez Carrión, E. A. (Febrero de 2014). Universidad Central Del Ecuador. Obtenido de *Análisis De Técnicas De Estimulación Para Minimizar Y Remediar Los Daños De Formación Por Migración De Finos Hollín, Del Campo Palo Azul*: tesis palo azul.pdf
- Carlos Gomez Días de León, E. A. (s.f.). Universidad Autonoma de Nuevo León. Obtenido de *Método Comparativo*: <http://eprints.uanl.mx/9802/1/Estudio%20Comparado.pdf>
- CMG. (2010a). *Advanced Oil/Gas Reservoir Simulator*. 1146.
- CMG. (2010b). *Advanced Process and Thermal Reservoir Simulator*. 1136.
- CMG (Dirección). (2017). *CMG Webinar: ASP: Metodología para su aplicación al alcance de todos [Película]*.
- Conceptodefinicion.de, Redacción. (25 de julio de 2019). Obtenido de Álcali: <https://conceptodefinicion.de/alcali/>
- Consulting, O. O. (8 de Septiembre de 2014). *Análisis y revisión de las mejores prácticas y nuevas tecnologías en esp con el fin de optimizar la eficiencia del sistema de producción y los costos asociados*. Obtenido de <http://oilproduction.net>: <http://oilproduction.net/files/Evolucion%20del%20sistema%20ESP%20-Hirschfeldt.pdf>
- contributors, W. (17 de Agosto de 2018). John Argyris. Obtenido de Wikipedia, The Free Encyclopedia.: https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=John_Argyris&oldid=847610314
- Córcoles. (2014). *Cómo realizar buenos informes, sorprenda con informes claros, directos y concisos*. Ediciones de la U.

- Delgado, G. (23 de Agosto de 2016). Scribd. Obtenido de *Selección Del Método de Inyección*: <https://es.scribd.com/document/321922847/Seleccion-Del-Metodo-de-Inyeccion>
- Demirbas, A., Bafail, A., & Nizami, A. S. (2016). *Heavy oil upgrading: Unlocking the future fuel supply*. *Petroleum Science and Technology*. <https://doi.org/10.1080/10916466.2015.1136949>
- Diana Patricia Mercado-Sierra, S.-F. M.-N.-R. (2009). *Development Of An Analytical Model For Steamflood In Stratified Reservoirs Of Heavy Oil*. Universidad Industrial de Santander (UIS), 16.
- DOE/PC/910087-0328 (OSTI ID: 3994)
- Ecuador, S. d. (Julio de 22 de 2016). *Boletín Estadístico*. Obtenido de <http://www.controlhidrocarburos.gob.ec>: http://www.controlhidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/2016/07/ESTADI%CC%81STICAS-ARCH-2015_2016-07-15_Para-publicar22-julio.pdf
- Engineering, O. (5 de Febrero de 2019). <https://es.omega.com>. Obtenido de *Sistema de adquisición de Datos*: <https://es.omega.com/prodinfo/adquisicion-de-datos.html>
- EP., P. (2017). Publicacion online de *PETROAMAZONAS EP*. Obtenido de www.petroamazonas.gob.ec
- Escobar, F. H. (2012). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Colombia: Universidad Surcolombiana.
- Espinoza, E. P. (2015). <http://tangara.uis.edu.co>. Obtenido de *Simulación Numérica del proceso de inyección de Surfactantes en yacimientos Delgados de crudo pesado*: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2015/156241.pdf>
- Estudio sobre la Aplicación de la Inyección ASP (Alcalino - Surfactante - Polímero) para el Mejoramiento de la Producción de Crudos Pesados*. (2006). Maturín: Universidad de Oriente Núcleo de Monagas .
- Fan, L., Harris, B. W., & Jairam, K. (2006). *Revisión de los yacimientos de gas condensado*. Moscú: Oilfield Review.
- Farizal Hakiki, D. A. (2015). *Surfactant-Polymer Coreflood Simulation and Uncertainty Analysis Derived from Laboratory Study* . J. Eng. Technol. Sci, 706-724.
- Fernández, I. (s.f.). PDVSA - Intevp. Obtenido de *Polímeros en Solución y Aplicación de los Polímeros en la Industria Petrolera*: <http://www.ehu.eus/reviberpol/pdf/publicados/fernandez.pdf>
- Fichter, D. P. (2000). *Application of Genetic Algorithms in Portfolio Optimization for the Oil and Gas Industry*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/62970-MS.
- Fidan, S. , (2011). *Wellbore Heat Loss Calculation During Sinjection In Onshore & Offshore Environ*. Stanford University, 210.

- Flórez Guitiérrez, P. A. (2014 de julio de 10). *Propuesta para optimizar las Operaciones de Perforación de Nuevos Pozos en el Campo Amistad*. Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec>:
<http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/2570/1/T-UCE-0012-288.pdf>
- Fuente, R. A. (s.f.). *Recuperación Avanzada de Hidrocarburos (IOR)*. México: Universidad Autónoma de México.
- García, G. D. (24 de Julio de 2009). La Comunidad Petrolera. Obtenido de Factor de Recobro: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/06/factores-de-recuperacion.html>
- García Jara, J. L. (4 de Abril de 2018). *DSpace en ESPOL: Diseño de las facilidades de superficie por bombeo mecánico para la extracción de crudo de la sección 67 del campo ancon*. Obtenido de www.dspace.espol.edu.ec:
<http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/4546>
- Geología del Petróleo Sistemas Petrolíferos EOR* 101. (2016). SNF FLOERGER, 8-17.
- Glover, P. (2014). *Petrophysics MSc Course Notes - Chapter 3 PERMEABILITY*. In *Petrophysics* (pp. 21–31).
- Granados, C. J. (2015). "*Modelo de Evaluación Económica para Métodos de Recuperación Mejorada Aplicado con Xcelsius*". *Universitaria: Universidad Nacional Autónoma de México*.
- Guale Ricardo, J. P. (15 de Febrero de 2016). *Estudio Para La Optimización De Sistemas De Levantamiento Artificial Para La Producción De Petróleo En Pozos De La Zona Central Del Campo Ancón*.pdf. Obtenido de repositorio.upse.edu.ec:
<http://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/1575/1/ESTUDIO%20PARA%20LA%20OPTIMIZACI%C3%93N%20DE%20SISTEMAS%20DE%20LEVANTAMIENTO%20ARTIFICIAL%20PARA%20LA%20PRODUCCI%C3%93N%20DE%20PETR%C3%93LEO%20EN%20POZOS%20DE%20LA%20ZONA%20CENTRAL%20DEL%20CAMPO%20ANC%>
- Gunter, G. W. (1997). *Early Determination of Reservoir Flow Unit Using an Integrated Petrophysical Method*. SPE 38679, Paper fue presentado en la Exposición de Conferencia Técnica Anual 1997 SPE. Celebrada en San Antonio, Texas, 5-8 Octubre 1997.
- Gutiérrez Hinestroza , M., & Iturralde Kure, S. A. (2017). *Fundamentos Básicos de la Instrumentación y Control, Serie de Textos Académicos de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería* (Vol. Primera Edición). Libertad, Santa Elena, Ecuador: UPSE. Obtenido de *Fundamentos de Instrumentación y Control.pdf*
- Hall R, S. (1983). *Drilling and Producing Offshore*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company.
- Harding, T. J., Radcliffe, N. J., & King, P. R. (1998). *Hydrocarbon Production Scheduling With Genetic Algorithms*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/36379-PA.
- Harts Petroleum Engineering International, Dec. 1998.

- HBM. (06 de Diciembre de 2018). <https://www.hbm.com>. Obtenido de *¿Qué es un acondicionador de señal?:* <https://www.hbm.com/es/7339/que-es-un-acondicionador-de-senal-funciones/>
- Hernandèz Rendon, J. (01 de Enero de 2010). *Unidades de Flujo en Yacimientos Petroleros*. Obtenido de Universidad Nacional Autónoma de México: unidades de flujo UNAM-tesis.pdf
- Hernández, C. (2017). *Estudio De Simulación Numérica De Yacimientos Sobre La Inyección De Formulaciones A Base De Surfactantes Como Alternativa A Los Métodos Térmicos De Rmh En Pozos De Crudos Pesados Y Extrapesados Con Alta Producción De Agua De La Faja Petrolífera Del Orino*. Caracas: Universidad Central de Venezuela.
- Heriot-Watt, U., & Todd, A. C. (2011). *Reservoir Engineering - Chapter 6 The Properties of Petroleum Fluids* 2nd Ed.
- Hidalgo, I. V. (18 de Diciembre de 2005). *gestiopolis*. Obtenido de *Tipos de estudio y métodos de investigación:* <https://www.gestiopolis.com/tipos-estudio-metodos-investigacion/>
- <http://mmc2.geofisica.unam.mx>. (23 de Octubre de 2015). Obtenido de *Saturación Conceptos Básicos:* <http://mmc2.geofisica.unam.mx/cursos/tfs/TFSPresentaciones/Presentacion4Jorge.pdf>
- Interempresas. (08 de Febrero de 2013). *Nanotubos de carbono, el material de la nueva era - Metalmeccánica*. Obtenido de <http://www.interempresas.net>: <http://www.interempresas.net/MetalMecanica/Articulos/105592-Nanotubos-de-carbono-el-material-de-la-nueva-era.html>
- Javier, P. P. (2013). *Evaluación Conceptual de la Inyección de Polímeros y Surfactantes en el Yacimiento "U" Inferior, perteneciente a la Formación Napo del Campo Sacha*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- JCT Consultores - Uso de tensioactivos en proyectos de recuperación asistida.
- Jorge Tam, G. V. (2008). Escuela de Posgrado. Obtenido de *Tipos, Metodos y Estrategias de Investigación Científica:* http://www.imarpe.pe/imarpe/archivos/articulos/imarpe/oceanografia/adj_modela_pa-5-145-tam-2008-investig.pdf
- Kwang Hoon Baek, F. J.-V. (2019). *Application of Novel Surfactants with Co-Solvent Character for Heavy Oil Recovery*. SPE.
- Lake, L. W., & Carroll, H. B. (1989). *Reservoir Characterization II*. San Diego California: Academics Press Limited Inc.
- Landeau, R. (01 de Marzo de 2007). *Elaboración de Trabajos de Investigación*. Caracas: Alfa. Obtenido de Google Libros.

- Lara, M. S. (2015). *Estudio de Recuperación Asistida Mediante Procesos Químicos para un Mejor Factor de Recobro de Petróleo Original en Sitio (POES)*. Libertad: Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Larry W. Lake, E.-i.-C. (2006). *Petroleum Engineering Handbook*. En E. Kenneth E. Arnold, Vol 3 *Facilities and Construction Engineering* (págs. 525-564). Texas: Copyright 2006, Society of Petroleum Engineers.
- León Castillo, F. E. (Noviembre de 2016). *Universidad Central del Ecuador. Obtenido de Evaluación del Sistema de Levantamiento Artificial en el Campo Palo Azul.*: T-UCE-0012-50
- Lisette, N. B. (2018). repositorio.upse.edu.ec. Obtenido de “*Simulación De La Inyección De Polímeros Para La Optimización Del Factor De Recobro En Yacimientos A Diferentes Temperaturas*”: <https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/4493/1/UPSE-TIP-2018-0013.pdf>
- Loredo, A. M. (2012). "*Modelo Físico de la Reducción de Petróleo Remanente por Desplazamiento con Surfactante*". Universitario: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Ltd., C. M. (Dirección). (2017). *Metodología para la Selección en la Estrategia Óptima en la Inyección de Polímeros* [Película].
- M. Bahonar, J. A.-Z. (2011). *Two Issues in Wellbore Heat Flow Modelling Along With the Prediction of Casing Temperature in Steam Injection Wells*. University of Calgary, 21.
- Mahmud, B. R. (2017). *Numerical Approach for Enhanced Oil Recovery with Surfactant Flooding using STARS (CMG)*. International Journal of Petroleum and Petrochemical Engineering (IJPE) , 1-18.
- Maraver, A. M. (28 de Octubre de 2016). Aire Acondicionado. Obtenido de *Diagrama de Mollier*: <https://tuaireacondicionado.net/diagrama-de-mollier/>
- Marcillo, J. E. (2015). espol.edu.ec. Obtenido de "*Estudio de la Aplicación de Métodos Químicos en la arena Ui, mediante plataforma Petrel para evaluar el factor de recobro*": <https://www.dspace.espol.edu.ec/retrieve/90959/D-70134.pdf>
- Martinez Herrera, A. F., & Iñiga Urgiles, M. R. (1997). *Implementación de completaciones duales con bombas electrosumergibles para los yacimientos del bloque 16 en el oriente ecuatoriano*.
- Medina, E. S. (2010). "*Recuperación Mejorada por Inyección de Alkali, Surfactante y Polímero (ASP)*". Universitario: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Merejildo , G. (s.f.). www.academia.edu/. Obtenido de *Campo Amistad*: https://www.academia.edu/15019783/CAMPO_AMISTAD

- Meza Constantino , K. (Enero de 2013). Universidad Nacional Autónoma de México. Obtenido de *Parámetros Petrofísicos Compuestos en la Caracterización de Yacimientos.*: Parámetros Petrofísicos Compuestos en la caracterización de yacimiento.Pdf
- Meza Constantino, K. E. (Enero de 2013). *Parámetros Petrofísicos Compuestos en la Caracterización de Yacimientos*. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/6694/Tesis.pdf>
- Michelene Rosero, J. C., & Regalado Padilla, E. R. (09 de Marzo de 2017). <http://www.dspace.uce.edu.ec>. Michelene Rosero, J. C., & Regalado Padilla, E. R. (2017). *Screening de Métodos de Recuperación Mejorada de Petróleo con potencial de Aplicarse en el Campo Pungarayacu*: http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/8364/1/T-UCE-0012-12.pdf?fbclid=IwAR3FsjJRIUHdyvIcTZSBaQuTckYw8e-SGXFAqC9_qGzTkUJLDHBVqa21HUE
- Miliheim, A. T. (1986). *Applied Drilling Engineering*. Richardson TX: Society of Petroleum Engineers.
- Monia Santa, C. G. (2011). *Sustainable Surfactants in Enhanced Oil Recovery*. SPE.
- Naqv, S. A. (2012). *Enhanced Oil Recovery Of Heavy Oil Thermal And Non*. Dalhousie University, 78.
- Néquiz Martínez , M. F., & Robles Rodríguez , P. A. (16 de Octubre de 2014). *Fracturamiento Hidráulico - Tesisfinal*.pdf. Obtenido de www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/4870/TEISISFINAL.pdf?sequence=1
- Office), L. (. (1991). <https://www.lenntech.es>. Obtenido de *Water treatment handbook*: <https://www.lenntech.es/aplicaciones/proceso/caldera/agua-alimentacion-caldera.htm>
- Omar, M. B. (junio de 2014). <http://saber.ucv.ve/bitstream>. Obtenido de *Estimación Del Factor De Recobro De Petroleo Mediante La Inyección De Agua En El Yacimiento Ib / Bs 101 Del Campo Boscán*: <http://saber.ucv.ve/bitstream/123456789/6785/1/TEISIS.pdf>
- Pacifpetrol S.A. (s.f).
- Pablo, B. H. (febrero de 2019). <repositor.uamerica.edu.com>. Obtenido de *Evaluación Técnico-Financiero de la Inyección Alkali-Surfactante-Polímero en pozos candidatos de un Campo "A" ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales*.
- Pasto Martínez, M. (01 de Diciembre de 2015). *Diseño preliminar de fracturamiento hidráulico para pozos infill del área certera CGGV*. Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/5653/1/T-UCE-0012-333.pdf>

- Peña, N. A. (Noviembre de 2016). *Fundación Universidad De América . Obtenido De Desarrollo De Un Modelo Predictivo Para Inyección De Químicos Surfactantes-Polímeros Convencional.*
- Precio Petroleo WTI . (14 de Enero de 2019). Obtenido de <https://www.preciopetroleo.net>: <https://www.preciopetroleo.net/wti.html>
- PetroWiki. (n.d.). *Petróleo pesado*. Retrieved January 16, 2020, from https://petrowiki.org/Heavy_oil
- Quintana, L. A. (2007). *Estudio del Proceso de Transferencia de Calor Convectivo en Nanofluidos*. Barraquilla: Fundación Universidad del Norte División de Ingenierías.
- R. Al-Jabri, A. A.-M.-A., D. Rousseau and S. Renard, I. E., V. Miralles, S. &, & E. Delamaide, I. T. (2018). *Experimental Study of Surfactant Polymer for a Heavy Oil Field in South of Oman*. SPE.
- Rafael, M. R. (2017). *Screening De Métodos De Recuperación Mejorada De Petróleo Con Potencial De Aplicarse En El Campo Pungarayacu - Bloque 20*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Ray William Clough National Medal of Science Awarded In 1994. (Agosto de 2018). Obtenido de <https://www.google.com>: <https://www.google.com/imgres?imgurl=http://uploads.edubilla.com/awards-winners/18/e2/ray-william-clough.gif&imgrefurl=http://www.edubilla.com/award/national-medal-of-science/ray-william-clough/&h=300&w=225&tbnid=3OSsT1TNcTRUUM:&q=r+w+clough&tbnh=122&tbnw>
- Repositoriodigital.uns.edu.ar. (s.f.). Obtenido de *Consideraciones sobre Surfactantes*: <http://repositoriodigital.uns.edu.ar/bitstream/123456789/1992/5/CAPITULO%201.pdf>
- Risanto, P. A. (17 de Noviembre de 2015). *Introduction to Offshore Oil and Gas Surface Facilities*. Obtenido de <https://www.slideshare.net>: <https://www.slideshare.net/PuputAryanto/introduction-to-offshore-oil-and-gas-surface-facilities>
- Rodríguez Palmero, L. (2004). <http://cmc.ihmc.us>. Obtenido de La Teoría Del Aprendizaje Significativo: Microsoft Word - 290A de3b28d0312c13031bac22fef656d76.doc - cmc2004-290.pdf
- Rojas Nadal, M. (28 de Junio de 2007). *Tipos de Pistones*. Obtenido de <https://es.slideshare.net>: <https://es.slideshare.net/manuelrojasnadal/tipos-de-pistones>
- Salam, D. D., Gunardi, I., & Yasutra . (2015). *Production Optimization Strategy Using Hybrid Genetic Algorithm*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/177442-MS.

- Sánchez, E. A. (2013). *“Preselección De Procesos De Recuperación Mejorada De Hidrocarburos Para Yacimientos Petroleros”*. Universitaria: Universidad Autónoma de México.
- Sandra, J. &. (s.f.). <http://depa.fquim.unam.mx>. Obtenido de *Tensoactivos*: <http://depa.fquim.unam.mx/fina/presenta/tensoactivos.pdf>
- Santos, R. G., Loh, W., Bannwart, A. C., & Trevisan, O. V. (2014). *An overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods*. Brazilian Journal of Chemical Engineering. <https://doi.org/10.1590/0104-6632.20140313s00001853>
- Sebastian, C. A. (mayo de 2017). es.scribd.com. Obtenido de *Evaluación De La Factibilidad Técnica De La Implementación De La Inyección De Biosurfactantes En El Campo Yariguí Cantagallo De Ecopetrol S.A. Mediante Simulación Numérica*: <https://es.scribd.com/document/461934582/6161825-2017-2-IP-pdf>
- Serrano, Aliver. instituto Politécnico Nacional “Recuperación mejorada de hidrocarburos a partir de un tratamiento con polímeros y surfactantes”
- Schlumberger. (s.f.). Obtenido de *Recuperación Mejorada de petróleo*: www.glossary.oilfield.slb.com
- Schlumberger. (1996-1998). *Componentes del Sistema de Bombeo Electrosumergible (BES) Y Sus Aplicaciones*. Obtenido de Occidental Exploration Petroleum Company WCP-Well Completions & Productivity: <https://www.dropbox.com/sh/m1n0sw3kouw1v2v/AADyagYwSl6SWXFL8tuVHtdca?dl=0>
- Schlumberger. (15 de Julio de 2018). Cable - 08 - Conexion Motor.pdf. Obtenido de <https://www.dropbox.com>: <https://www.dropbox.com/sh/m1n0sw3kouw1v2v/AAA63rwjwsbMnlM-W2vXwCRDa/Cable%20-%202008%20-%20Conexion%20Motor.pdf?dl=0>
- Silva, L. R. (2013). *Estudio de Alternativas de Recuperación Mejorada para la Incorporación de Nuevas Reservas y Aumento de la Producción en la Formación Napo "T" Inferior del Campo Tiguino*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- SPE 84904, 84075, 71491, 57288, 49018, 36748,157621, 195254, 145039
- Stanislaus, B. R., Khaled, H., & Mahmud, B. (2017). *Numerical Approach for Enhanced Oil Recovery with Surfactant Flooding using STARS (CMG)*. International Journal of Petroleum and Petrochemical Engineering (IJPPE), 3. <https://doi.org/10.20431/2454-7980.0304001>
- SuperredTV. (10 de Mayo de 2018). 100cia.site. Obtenido de *¿Qué son los Surfactantes?*: <https://100cia.site/index.php/quimica/item/10674-que-son-los-surfactantes>
- Tablas de Propiedades, Figuras y Diagramas (Unidades Inglesas)*. (s.f.). Obtenido de <http://www.academia.edu>: *Tablas_Termodinamica.pdf*
- Takas, G. (1947). *Electrical Submersible Pumps Manual: Design, Operation, and Maintenance*. USA: Elsevier Inc.

- Temizel, C., Kirmaci, H., Inceisci, T., Wijaya, Z., Zhang, M., Balaji, K., Suhag, A., Ranjith, R., Al-Otaibi, B., Al-Kouh, A., Zhu, Y., & Yegin, C. (2016). *Production optimization in heavy oil recovery processes*. Society of Petroleum Engineers - SPE Heavy Oil Conference and Exhibition 2016. <https://doi.org/10.2118/184135-ms>
- Tiorco Inc. Proyectos de recuperación terciaria que utilizan químicos especiales.
- Todoenpolimeros.com. (s.f.). Obtenido de *¿QUÉ SON LOS POLÍMEROS?:* <https://todoenpolimeros.com/que-son-los-polimeros/>
- Valencia Godoy, S. L. (2014). “*Análisis De Parámetros De Perforación Para Pozos De Crudos Pesados Del Campo Pungarayacu.*” Universidad Central del Ecuador.
- Vargas, E. (15 de Julio de 2018). *Bombeo electrosumergible* (página 2) - Monografias.com. Obtenido de <https://www.monografias.com/https://www.monografias.com/trabajos63/bombeo-electrosumergible/bombeo-electrosumergible2.shtml>
- Velásquez, M. C. (2006). *Estudio sobre la Aplicabilidad de la Inyección ASP (Alcalino - Surfactante - Polímero) para el Mejoramiento de la Producción de Crudos Pesados*. Marutín: Universidad de Oriente Núcleo de Monagas.
- Villegas Mejias, N. E. (1 de Marzo de 2017). *Unidades Hidráulicas De Flujo De Las Arenas Oligocénicas*. Obtenido de Universidad del Zulia: Unidades Hidráulicas De Flujo De Las Arenas Oligocenos Presentes En El Bloque Junin 4 Campo Iguana Zuata, Estado Guarico, Faja Petrolífera Del Orinoco
- Vozmediano Latorre, L. (2010). *GiDtoNet: Interfaz de Preproceso para el Mallado de Entidades Geométricas*. Comparación entre los Malladores GiD°R y NetGen. UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID.
- Wauquier, J.-P. (1993). El Refino del Petróleo. En J.-P. Wauquier, *Petróleo crudo, Productos Petrolíferos, Esquemas de fabricación* (págs. 70-82). Oxford: Instituto Superior de la Energía.
- Willhite, G. P. (1966). *Over-all Heat Transfer Coefficients in Steam And Hot Water Injection Wells*. Continental oil co, 9.
- www.mktechsolutions.com/Surfactants.htm
- www.oil-chem.com/eor.htm
- Zambrano Torres, V. C. (2018). *Estudio Comparativo de los Métodos de Recuperación Mejorada SAGD y Vapex en el Campo Pungarayacu Mediante Software de Ingeniería*. Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Zara Lugo, A. Z. (2019). Diferencia entre Población y Muestra - Diferenciador. Retrieved from <https://www.diferenciador.com/poblacion-y-muestra/>
- Zschimmer-schwarz. (2020). Obtenido de *¿Qué Son Los Tensioactivos Aniónicos?:* <https://www.zschimmer-schwarz.es/noticias/que-son-los-tensioactivos-anionicos/>