



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO

**“INYECCIÓN DE SURFACTANTES EN EL BLOQUE 1,
DEL CAMPO PACOA, UBICADO EN LA COMUNA MORRILLO,
PROVINCIA DE SANTA ELENA.”**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR
PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:
INGENIERO EN PETRÓLEO**

AUTORES:

**JOFFRE BRYAN SUÁREZ SUÁREZ
ALINA JAMILEX SALINAS TOMALÁ**

TUTOR:

SADI ARMANDO ITURRALDE KURE

LA LIBERTAD, ECUADOR

2021

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO

**“INYECCIÓN DE SURFACTANTES EN EL BLOQUE 1,
DEL CAMPO PACOA, UBICADO EN COMUNA MORRILLO,
PROVINCIA DE SANTA ELENA.”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

**JOFFRE BRYAN SUÁREZ SUÁREZ
ALINA JAMILEX SALINAS TOMALÁ**

TUTOR:

SADI ARMANDO ITURRALDE KURE

LA LIBERTAD, ECUADOR

2021

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Joffre Bryan Suárez Suárez, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “Inyección de surfactantes en el bloque 1 del campo Pacoa, ubicado en la comuna Morrillo, provincia de Santa Elena.”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería en Petróleo, lo cual es un trabajo exclusivamente inhérito y perteneciente a mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual correspondiente a este trabajo; a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamentó y por la normativa institucionalmente vigente.



Joffre Bryan Suárez Suárez

CI.: 2450256694

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Alina Jamilex Salinas Tomalá, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado “Inyección de surfactantes en el bloque 1 del campo Pacoa, ubicado en la comuna Morrillo, provincia de Santa Elena.”, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería en Petróleo, lo cual es un trabajo exclusivamente inhérito y perteneciente a mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual correspondiente a este trabajo; a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamentó y por la normativa institucionalmente vigente.



Alina Jamilex Salinas Tomalá

CI.: 2450324732

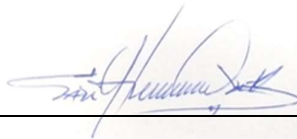
CERTIFICADO DEL TUTOR

Ing. Sadi Armando Iturralde Kure

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo Inyección de surfactantes en el Bloque 1, del campo Pacoa, ubicado en comuna Morrillo provincia de Santa Elena, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo elaborado por los Sr. Joffre Bryan Suárez Suárez y Alina Jamilex Salinas Tomalá, egresados 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.



Ing. Sadi Armando Iturralde Kure

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Dr. Carlos Roberto Spencer Sandoval.

Cédula de identidad: 0900517608

Número de celular: 0997611738

Salinas- Provincia de Santa Elena.

Ecuador

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo, Dr. Carlos Roberto Spencer Sandoval, certifico que he revisado la redacción, estilo y ortografía del contenido del proyecto de investigación: **"Inyección de surfactantes en el bloque 1, del campo Pacoa, ubicado en la comuna Morrillo, provincia de Santa Elena ; elaborado por Joffre Bryan Suárez Suárez y Alina Jamilex Salinas Tomalá;** 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 dieciséis días del mes de marzo del dos mil veinte y uno.

Certifica,



Dr. Carlos Roberto Spencer Sandoval

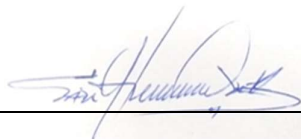
Ingeniero en Petróleo: SENESCYT número 8821105592

~~MSc.~~ en Informática Educativa: SENESCYT número 882294531

Doctor en Ciencias de la Educación: SENESCYT número 8822110185

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema Inyección de surfactantes en el Bloque 1, del campo Pacoa, ubicado en comuna Morrillo provincia de Santa Elena, elaborado por los estudiantes Joffre Bryan Suárez Suárez y Alina Jamilex Salinas Tomalá, egresados de la Carrera de Ingeniería en Petróleo; de la Facultad Ciencias de la Ingeniería; me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND; luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con -----% de la valoración permitida.



Ing. Sadi Armando Iturralde Kure
DOCENTE TUTOR

AGRADECIMIENTOS

*A **Dios** por darnos la oportunidad de alcanzar otra meta más en nuestras vidas, por iluminar y ayudarnos a triunfar en cada obstáculo y los que seguirán apareciendo.*

*A **nuestro tutor**, por la paciencia y la enseñanza para culminar nuestro trabajo de investigación.*

*A la **Universidad Estatal Península de Santa Elena** en especial los que conforman la Facultad de Ingeniería en Petróleo, por impartir la excelente formación académica*

*A la empresa **Santa Elena Petroleum S.A.**, por su ayuda en brindarnos la información necesaria del campo Pacoa para llevar a cabo este proyecto.*

DEDICATORIA

Durante mucho tiempo pensé que estarías junto a mí en todo momento, en cada logro, en cada adversidad, a pesar que no estas físicamente siempre estarás en mi mente y en mi corazón. Eras tú, mi amado abuelo quien me impulsaba a ser mejor, gracias a esos consejos y enseñanzas hoy puedo afrontar cualquier situación.

Esta tesis es el resultado de todo lo que me enseñó mi abuelito, por ser una persona honesta, trabajadora, triunfadora, no hubiera podido lograrlo sin su ayuda y el amor incondicional que me entregaba. También a mis padres gracias por el apoyo, por los valores, mis principios y mi empeño.

Alina Jamilex Salinas Tomalá

DEDICATORIA

*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 su paciencia y esfuerzo me han permitido llegar a cumplir hoy un objetivo más, por su apoyo constante, y por llenar mi vida con sus valiosos consejos.*

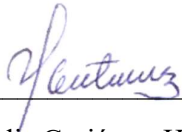
*A **mis hermanos** por estar siempre presentes, acompañándome y por el apoyo moral, que me brindaron a lo largo de esta etapa de mi vida.*

*A **mis maestros** por la paciencia que han tenido y la confianza que han depositado en mí.*

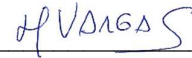
*A **toda mi familia** por su apoyo y cariño*

Joffre Bryan Suárez Suárez

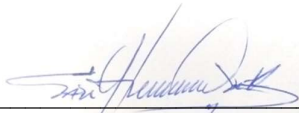
TRIBUNAL DE GRADO



Ing. Marllelis Gutiérrez Hiestroza, PhD.
DIRECTORA DE LA CARRERA
DE PETRÓLEOS



Ing. Xavier Vargas Gutierrez, MSc
PROFESOR DE ÁREA



Ing. Sadi Iturralde Kure, MSc
TUTOR



Leda. Erica Lorenzo García, PhD.
DOCENTE Y SECRETARÍA DE LA UIC

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	II
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	III
CERTIFICADO DEL TUTOR.....	IV
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	V
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	VI
AGRADECIMIENTOS.....	VII
DEDICATORIA.....	VIII
ÍNDICE GENERAL	XI
ÍNDICE DE FIGURAS	XV
ÍNDICE DE TABLAS.....	XVIII
RESUMEN	XXI
ABSTRACT	XXII
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	2
1.1. ANTECEDENTES	2
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.3. OBJETIVOS.....	3
1.3.1. Objetivo general.	3
1.3.2. Objetivos específicos.....	3
1.4. JUSTIFICACIÓN	4
1.5. HIPÓTESIS	4
CAPÍTULO II.....	5
2. MARCO TEÓRICO	5
2.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO PACOA	5

2.1.1. Ubicación geográfica.....	5
2.1.2. Descripción geológica.....	6
2.1.3. Estratigrafía.....	6
2.2. CONCEPTOS GENERALES DE LAS PROPIEDADES DE UN YACIMIENTO .	9
2.2.1. Geometría y litología del yacimiento.....	9
2.2.2. Profundidad y temperatura del yacimiento.....	9
2.2.3. Porosidad y permeabilidad.....	10
2.2.4. Tensión superficial e interfacial.....	12
2.2.5. Presión capilar.....	12
2.2.6. Propiedades de los fluidos y presiones.....	13
2.3. ESTADO ACTUAL DEL CAMPO PACOA.....	16
2.4. RESERVAS.....	17
2.5. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.....	17
2.6. FASES DE EXPLOTACIÓN DE UN YACIMIENTO	18
2.6.1. Recuperación primaria.....	18
2.6.2. Recuperación secundaria.....	19
2.6.3. Recuperación mejorada o terciaria.....	19
2.7. TEORÍA DE DESPLAZAMIENTO BURCKEY Y LEVERETT	20
2.7.1. Flujo fraccional.....	20
2.8. MECANISMOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.....	22
2.9. CARACTERÍSTICAS DEL PROCESO EOR.....	23
2.9.1. Desplazamiento microscópico y macroscópico.....	23
2.9.2. Eficiencia de Barrido Areal (EA).....	24
2.9.3. Eficiencia del Desplazamiento Volumétrico.....	24
2.9.4. Eficiencia de Recobro.....	25
2.10. ARREGLOS DE POZOS	28

2.10.1. Tipos de drenaje.....	29
CAPÍTULO III	30
3. PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA - MÉTODOS QUÍMICOS.....	30
3.1. INYECCIÓN DE POLÍMEROS	30
3.1.1. Tipos de Polímeros.....	31
3.1.2. Parámetros o criterios técnicos mediante Inyección de Polímeros.....	32
3.1.3. Limitaciones de la Inyección de Polímeros.....	33
3.1.4. Problemas de la Inyección de Polímeros.....	33
3.2. INYECCIÓN DE ALCALINOS.	34
3.2.1. Ventajas.	35
3.2.2. Desventajas.....	35
3.2.3. Condiciones de aplicación de la Inyección Alcalina.	35
3.2.4. Criterios para recuperación mejorada mediante la Inyección de Alcalinos.	36
3.3. INYECCIÓN DE SURFACTANTE	36
3.3.1. Comportamiento de Surfactantes en la interfase de fluidos.	39
3.3.2. Propiedades de los Surfactantes.	40
3.3.3. Parámetros o criterios técnicos mediante la Inyección de Surfactantes.	40
3.3.4. Clasificación de los Surfactantes.	43
CAPÍTULO IV	52
4. METODOLOGÍA.....	52
4.1. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	52
4.1.1. Mapas isópacos.....	52
4.1.2. Programa GMSH.	55
4.2. Módulo geométrico	55
4.3. CREACIÓN DE LA MALLA DE SIMULACIÓN	58
4.3.1. Programa CMG.	58

4.4. ARREGLO DE POZOS	67
4.4.1. Modelo pozos y datos recurrentes.	69
4.5. CREACIÓN DEL SURFACTANTE	73
4.5.1. Validación de datos.	75
CAPÍTULO V	78
5. ANÁLISIS Y RESULTADOS	78
5.1. ANÁLISIS DE LAS ETAPAS	78
5.1.1. Análisis de factor de recobro y tasa de producción.	78
5.2. ESCENARIOS PARA EOR.....	81
5.2.1. Escenarios #1.....	81
5.2.2. Escenario 2 – SP.....	87
5.2.3. Escenario 3 – ASP.....	90
CAPITULO VI.....	93
6. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	93
6.1. VALOR ACTUAL NETO (VAN)	93
6.2. TASA INTERNA DE OPORTUNIDAD (TIO).....	94
6.3. TASA DE INTERNA DE RETORNO (TIR).....	94
6.4. COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX).....	95
6.4.1. Tratamiento de agua.	95
6.4.2. Alquiler de la planta de inyección.	95
7. BIBLIOGRAFÍA.....	102

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Ubicación Geográfica Bloque 1 – Campo Pacoa	5
Figura 2: Columna Estratigráfica del Campo Pacoa	7
Figura 3: Medio Poroso	10
Figura 4: Presión capilar	13
Figura 5: Mecanismos de recuperación primaria	18
Figura 6: Proceso de recuperación secundaria	19
Figura 7: Clasificación de las etapas de explotación de un yacimiento	20
Figura 8: Desplazamiento del petróleo por el agua en un sistema de inyección.....	26
Figura 9: Inyección de agua con relación de movilidad	27
Figura 10: Tipos de inyección de agua.	28
Figura 11: Tipos de arreglos de drenaje de pozos.	29
Figura 12: Proceso de Inyección de Polímeros.....	31
Figura 13: Etapas de la Inyección de Alcalinos	34
Figura 14: Condiciones de aplicación de la Inyección Alcalina.....	35
Figura 15: Proceso de Inyección de Surfactantes	37
Figura 16: Variación típica de la saturación de aceite residual frente al número de capilares	38
Figura 17: Estructura de una molécula de tensioactivo.....	38
Figura 18: Tipos de tensioactivos según la carga del grupo de cabeza: (a) surfactantes no iónicos, (b) catiónicos, (c) aniónicos y (d) zwitteriónicos (anfóteros).....	39
Figura 19: Descripción del comportamiento de la tensión superficial vs la concentración de Surfactantes	39
Figura 20: Propiedades de los Surfactantes.....	40
Figura 21: Adsorción en una interfase sólido-líquido.....	41
Figura 22: Micela y otras estructuras de auto asociación de moléculas Surfactantes .	42
Figura 23: Estructura molecular de un sulfonato de alquilo arilo	43
Figura 24: Estructura molecular de un sulfonato de alquilbenceno.....	43
Figura 25: Estructura molecular de un sulfato de alquilo	44
Figura 26: Estructura molecular de un dodecil sulfato de sodio Cortesía	44
Figura 27: Estructura molecular de un sulfato de propoxy de alcohol.....	45
Figura 28: Estructura molecular de un Alquilo (o Alcohol) Sulfato de Etoxi (AES). ...	45

Figura 29: Estructura molecular de un sulfonato de benceno ramificado.....	46
Figura 30: Estructura molecular de un sulfato de éter.	46
Figura 31: Estructura molecular de un surfactante aniónico Géminis, (b) - Estructura molecular de un Surfactante aniónico Géminis.	47
Figura 32: Estructura molecular de un poliglucósido de alquilo (APG).....	48
Figura 33: Estructura molecular de un alquilfenol polietoxilado.....	48
Figura 34: Estructura molecular de un alcohol secundario "N" Etoxilado.....	48
Figura 35: Fórmula química del alcohol tridecílico 30 etoxilado.	49
Figura 36: Estructura molecular de un trifenilmetano.....	50
Figura 37: Consideraciones para la Inyección de Surfactantes	51
Figura 38: Mapa Isópaco de la arena B.....	53
Figura 39: Mapa Isópaco de la arena C	54
Figura 40: Mapa isópaco en GMSH de la arenisca B.	56
Figura 41: Módulo I/O control.....	58
Figura 42: Dimensiones de la malla de la arena B.....	59
Figura 43: Adjunto del archivo Depth B1.bna	60
Figura 44: Mallado 2D con respecto a la profundidad de la arenisca B.....	61
Figura 45: Mallado 2D con respecto al espesor de la arenisca B.....	61
Figura 46: Mallado 3D de la arena B.....	62
Figura 47: Mallado de la arena C.....	62
Figura 48: Tabla PVT usando correlaciones	63
Figura 49: Valores generados mediante el modelo de petróleo negro	64
Figura 50: Start Import Black Oil PVT	64
Figura 51: Error en las propiedades PVT.....	65
Figura 52: Correlaciones de permeabilidad relativa.....	66
Figura 53: Condiciones Iniciales.....	67
Figura 54: Ubicación de pozo inyector y productores.	68
Figura 55: Parámetros establecidos para el pozo inyector PAC 3.	69
Figura 56: Parámetros establecidos para el pozo productor PAC 4.	70
Figura 57: Parámetros establecidos para el pozo productor PAC 12.....	70
Figura 58: Parámetros establecidos para el pozo productor PAC 32.....	71
Figura 59: Parámetros establecidos para el pozo productor PAC 36.....	71

Figura 60: Fechas de simulación	72
Figura 61: Características del fluido a inyectar.....	72
Figura 62: Creación de tensioactivo	73
Figura 63: Selección del proceso	73
Figura 64: Selección del modelo.	74
Figura 65: Valores de tensión interfacial a diferentes concentraciones de Surfactantes.	74
Figura 66: Características del fluido a inyectar.	75
Figura 67: Validación o corrida de la simulación.	76
Figura 68: Corrida del programa en el simulador.....	76
Figura 69: Visualización de resultados en Technologies Laucher.....	77
Figura 70: Factor de recobro y producción acumulada de petróleo en la recuperación primaria.....	79
Figura 71: Tasa de producción de petróleo en la recuperación primaria.	79
Figura 72: Factor de recobro de petróleo en la recuperación secundaria.....	80
Figura 73: Tasa de producción de petróleo en la recuperación secundaria.	80
Figura 74: Factor de recobro con el Surfactante 1.....	81
Figura 75: Tasa de producción de petróleo con el Surfactante 1.	82
Figura 76: Producción acumulada de petróleo con Inyección de Surfactante #1.	83
Figura 77: Factor de recobro con el Surfactante 2.....	84
Figura 78: Tasa de producción de petróleo con el Surfactante 2.	85
Figura 79: Producción acumulada de petróleo del Surfactante 2.	86
Figura 80: Factor de recobro a diferentes caudales en la inyección SP.	87
Figura 81: Tasa de producción con inyección SP.....	88
Figura 82: Producción acumulada de petróleo con SP.....	89
Figura 83: Factor de recobro con inyección ASP.....	90
Figura 84: Tasa de producción con inyección ASP.....	91
Figura 85: Producción acumulada de petróleo con inyección ASP.....	92

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: <i>Parámetros petrofísicos de la formación Socorro</i>	8
Tabla 2: <i>Estado actual de los pozos</i>	16
Tabla 3: <i>Reservas de la formación Socorro</i>	17
Tabla 4: <i>Historial de producción de campo Pacoa</i>	17
Tabla 5: <i>Criterios técnicos para la Inyección con Polímeros</i>	32
Tabla 6: <i>Criterios técnicos para la Inyección con Alcalis</i>	36
Tabla 7: <i>Criterios técnicos para la Inyección con Surfactante</i>	40
Tabla 8: <i>Productos de NEODOL disponibles actualmente en el mercado proporcionados por la compañía Shell</i>	49
Tabla 9: <i>Coordenadas de cada punto del mapa isópaco de la arenisca B</i>	57
Tabla 10: <i>Coordenadas de cada punto del mapa isópaco de la arena C</i>	57
Tabla 11: <i>Coordenadas en CMG del pozo inyector a los productores</i>	68
Tabla 12: <i>Parámetros del Surfactante 1</i>	81
Tabla 13: <i>Datos del Surfactante 2 a diferentes concentraciones</i>	84
Tabla 14: <i>Datos de SP</i>	87
Tabla 15: <i>Concentración de los compuestos utilizados para la inyección ASP</i>	90
Tabla 16: <i>Costos por compuesto y concentración</i>	96
Tabla 17: <i>Análisis económico del escenario 1</i>	97
Tabla 18: <i>Análisis económico del escenario 2</i>	98
Tabla 19: <i>Análisis económico del escenario 3</i>	99

ABREVIATURAS

ASP: Inyección álcali – surfactante – polímero.

BPPD: Barriles producidos por día.

CMG: Computer Modelling Group.

CPB: Clay Pebble Beds

EOR: Enhanced Oil Recovery.

IFT: Tensión interfacial.

Kri: Permeabilidad relativa.

PAC: Pacoa.

POES: Petróleo original en sitio.

PVT: Presión, volumen, temperatura.

SP: Inyección de surfactante – polímero.

TIR: Tasa Interna de Retorno.

VAN: Valor Actual Neto.

GLOSARIO

Antifilicos: son moléculas que poseen un extremo hidrofílico, soluble en agua y otro que es hidrófobo, lo cual significa que rechaza el agua.

Carboxilatos: son de cadena larga (ácidos grasos), solubles en agua utilizados por sus propiedades tensoactivas como agentes de desplazamiento en EOR.

Efecto hidrófobo: es la atracción entre las propias moléculas del agua, pero no la atracción entre el soluto y la superficie, el soluto hidrofóbico dificulta para no entrar en la fase acuosa.

Hidrófila: sustancia que se absorbe con facilidad con el agua también llamada algodón hidrófilo.

Hidrólisis: es la reacción química de la molécula de agua se separan para formar enlaces químicos, para determinados compuestos que reaccionen con el agua.

Micelar: es el punto crítico que llega las moléculas de tensoactivos, que disminuye la energía libre del sistema.

Poliglucósido de alquilo: son tensoactivos no tóxicos, son compuestos de alto rendimiento y biodegradables.

Polioxietileno: es un polímero como disolventes no volátiles solubles en el agua pueden ser modificados, y utilizado como catalizador.

Polisacáridos: aumentan la viscosidad del agua para la inyección final, no se utilizan para la inyección de químicos.

Siloxano: compuesto que da alta estabilidad al polieter para aplicar el método de recuperación mejorada mediante químicos.

Sulfonato de olefina internos (IOS): son surfactantes que pueden alcanzar una salinidad óptima que se adapta a la formación.

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

**“INYECCIÓN DE SURFACTANTES EN EL BLOQUE 1,
DEL CAMPO PACOA, UBICADO EN LA COMUNA MORRILLO,
PROVINCIA DE SANTA ELENA.”**

Autores: Joffre Bryan Suárez Suárez
Alina Jamilex Salinas Tomalá

Tutor: Sadi Armando Iturralde Kure

RESUMEN

En este trabajo se presenta la descripción y las generalidades geológicas del Campo Pacoa. Sin embargo, mantener su productividad ha sido un verdadero reto, debido a su bajo factor de recobro.

También, se presenta los mecanismos de recuperación mejorada por métodos químicos, donde se describe cada uno de los procesos con sus características y limitaciones, en el que se verifica que el yacimiento cumple con las características requeridas para la aplicación de surfactantes. Además, con la ayuda del software de simulación de yacimientos CMG (Computer Modeling Group), se establecen varios escenarios con diferentes caudales y concentraciones. Con el arreglo de pozos invertido, Pacoa 3 como inyector en el centro y en las esquinas Pacoa 4, Pacoa 12, Pacoa 32, Pacoa 36 como productores, en donde se desarrolla la simulación de los escenarios como surfactante, surfactante – polímero (SP) y álcali – surfactante - polímero (ASP).

Finalmente, se evalúa los resultados obtenidos por CMG para cada uno de los escenarios. Desde el punto de vista técnico y financiero el escenario 1, fue el más óptimo en el período de 6 años donde se obtiene el doble del factor de recobro actual, logrando optimizar la movilidad del banco de petróleo hacia los 4 pozos productores del campo Pacoa.

Palabras Clave: Simulación de Yacimiento, mecanismo de recuperación mejorada, CMG Computer Modeling Group), Inyección Surfactante, Factor de Recobro.

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

**“INYECCIÓN DE SURFACTANTES EN EL BLOQUE 1,
DEL CAMPO PACOA, UBICADO EN LA COMUNA MORRILLO,
PROVINCIA DE SANTA ELENA.”**

Autores: Joffre Bryan Suárez Suárez
Alina Jamilex Salinas Tomalá

Tutor: Sadi Armando Iturralde Kure

ABSTRACT

This paper presents the description and geological generalities of the Pacoa field. However, maintaining its productivity has been a real challenge, due to its low recovery factor.

Also, the mechanisms of enhanced recovery by chemical methods are presented, where each of the processes is described with its characteristics and limitations, in which it is verified that the reservoir meets the characteristics required for the application of surfactants. In addition, with the help of CMG (Computer Modeling Group) reservoir simulation software, several scenarios with different flow rates and concentrations are established. With the arrangement of wells inverted, Pacoa 3 as injector in the center and in the corners Pacoa 4, Pacoa 12, Pacoa 32, Pacoa 36 as producers, where the simulation of the scenarios as surfactant, surfactant - polymer (SP) and alkali - surfactant - polymer (ASP) are developed.

Finally, the results obtained by CMG for each of the scenarios are evaluated. From the technician and financial point of view, scenario 1 was the most optimal in the 6-year period where the current recovery factor is doubled, optimizing the mobility of the oil bank to the 4 producing wells of the Pacoa field.

Keywords: Reservoir Simulation, enhanced recovery mechanism, CMG Computer Modeling Group, Surfactant Injection, Recovery Factor.

INTRODUCCIÓN

El petróleo es la principal fuente de energía en todo el mundo, por lo que la industria petrolera se ve obligada a innovar las técnicas de recuperación mejorada “EOR”; dado que cada vez es más complejo el desplazamiento del petróleo en el yacimiento. Dentro de la vida productiva del yacimiento se contemplan varias etapas que hacen referencia a los métodos de recuperación; la recuperación primaria en donde el petróleo es producido de manera natural, recuperación asistida la cual consiste en la inyección de agua o gas, y finalmente la recuperación mejorada que se lleva a cabo a través de compuestos químicos y térmicos (Schlumberger, 2013).

Un surfactante es un tensioactivo que disminuye la tensión interfacial que existe entre dos líquidos (petróleo y agua), para que el petróleo atrapado pueda desplazarse hacia el pozo productor, generalmente es utilizado después de una inyección de agua, este método ha sido un éxito en el proceso de recuperación mejorada del petróleo en yacimientos que tienen baja temperatura y salinidad (Trombetta & Norman, 2007).

Tradicionalmente en varios estudios, han determinado que en estos procesos la inyección de fluidos miscibles con el petróleo y gases a altas presiones, se considera que se recupera solo parte de la tercera etapa del crudo, situación que hace factible la presente propuesta (Arellano, 2006).

CAPÍTULO I

1.1. ANTECEDENTES

Para establecer este proceso, se tiene que estimar información, acerca del modelo, uso, problemas vinculados a este que pueden aparecer.

Leonel Tumbaco en 2019 en su trabajo de investigación titulado, “Estudio técnico del pozo Pacoa 18 para el cambio de sistema de levantamiento artificial de SWAB a bombeo mecánico para incrementar la producción del campo Pacoa”. Este proyecto se desarrolló mediante el software ECHOMETER QROD 3.0, para el diseño y la predicción del rendimiento de las instalaciones de bombeo mecánico. Una vez que se finalizó con el diseño, los resultados fueron positivos la tasa de producción diaria se incrementó de 44.32 bbls a 59.94 bbls, si la bomba trabaja a una eficiencia del 100%.

Valeria Cuadros en 2018 en su trabajo de titulación denominado, “Caracterización geológica de la formación Socorro en el campo Pacoa”. Identificó 13 niveles de areniscas, comprobando que el nivel C y B son los yacimientos más importantes del campo Pacoa; de acuerdo con los mapas isópacos los pozos con mayor producción se encuentran en la parte centro – sur del campo, debido a que se localizan las facies de areniscas más potentes (C y B).

Diego Ponce en 2013 en su trabajo de investigación titulado, “Evaluación conceptual de la inyección de polímeros y surfactantes en el yacimiento U inferior perteneciente a la formación Napo del campo Sacha”. Evaluó teóricamente las variables determinantes en el proceso de inyección de polímeros y surfactantes; así que propuso tres escenarios y los resultados fueron para la inyección de polímeros el valor de concentración óptima es de 0.31 LB/BL con el tamaño de bache óptimo de 3 años – 3 meses; para la inyección de surfactantes la concentración óptima es de 3.5 LB/BL con el tamaño de bache de 2 años – 3 meses; y para la inyección de una solución SP es de 1.75 LB/BL con el tamaño de bache óptimo de 3 años – 3 meses. Sin embargo, el escenario más óptimo y rentable es el escenario 1 (inyección de polímeros), debido al bajo consumo de polímeros y la alta recuperación de petróleo obtenida.

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La industria petrolera en el Ecuador, en su historia de producción en los campos indica que después del ciclo de operación y producción, estas no cuentan con la energía suficiente y tienden a declinar de manera natural la energía en los reservorios, denominada caída de presión.

La baja producción de petróleo y caída de presión son los principales problemas en los pozos del campo Pacoa durante su tiempo activo de producción, operado por Petroamazonas EP tiene 46 pozos de estos 39 operativos, constan de 3 sistemas de levantamiento artificial: bombeo mecánico, SWAB o pistoneo, y herramienta local. Estos sistemas causan pérdidas de fluido por problemas mecánicos como liqueos procedentes de las válvulas deterioradas, pérdidas de presión a los cambios de diámetros de líneas de flujo para su respectivo caudal, efectos gravitacionales, de fricción durante el recorrido del fluido desde el yacimiento hasta la superficie, también los daños de completación.

Estos problemas provocan declinaciones de presiones en las cercanías del pozo, reduciendo el caudal de petróleo obtenido en la superficie, por ende, afecta a los ingresos económicos que genere el campo al país.

1.3. OBJETIVOS

1.3.1. Objetivo general.

Aplicar los criterios de desplazamiento de petróleo utilizando surfactantes para el aumento del factor de recobro en la formación Socorro del campo Pacoa “Santa Elena”.

1.3.2. Objetivos específicos.

- Analizar los diferentes escenarios de drenaje en el yacimiento mediante soluciones surfactantes.
- Realizar análisis sensibilidades mediante simulación utilizando surfactantes en los pozos intervenidos del bloque 1 Pacoa.
- Determinar los parámetros para el aumento del factor de recobro en el yacimiento.

1.4. JUSTIFICACIÓN

El campo Pacoa, en la provincia de Santa Elena es considerado un campo maduro, de esta manera se refleja un alto nivel de agotamiento y baja producción; las condiciones que presentan los pozos petroleros cambian de acuerdo al lugar donde se encuentran ubicados, por ende, se debe establecer estrategias o estudios para obtener la mejor rentabilidad posible.

Para la recuperación del petróleo residual del campo Pacoa mediante recuperación mejorada con los métodos químicos, que permiten incrementar un factor de recobro del 30% al 40% por medio de los surfactantes, se estima elevar la producción del campo logrando el aumento de la viscosidad del agua y de esta manera mejorar la eficiencia del barrido.

De acuerdo con esta perspectiva, este trabajo ayudará a resolver el problema de explotación de los remanentes de petróleo en el Bloque 1 Pacoa, de tal manera que la empresa operadora Petroamazonas EP obtenga mayores ingresos económicos en base a un diseño práctico y teórico de recuperación mejorada, para futuros estudios e incrementar la producción.

1.5. HIPÓTESIS

Se estima recuperar el 5% más de la producción actual mediante la inyección de surfactantes, ya que con este proceso disminuyen las fuerzas capilares y la tensión interfacial que existen en la interacción agua – petróleo, por ende, mejora la eficiencia del barrido en la formación Socorro del campo Pacoa.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO PACOA

2.1.1. Ubicación geográfica.

El campo Pacoa está localizado en el Bloque 1, en la provincia de Santa Elena dentro de las comunas Santa Rosa, San Pablo, Cerro Alto y Morrillo, como se muestra en la Figura 1. El bloque 1 es un área delimitada de 4000 Km², de los cuales el 75% se encuentra costa afuera y el 25% costa adentro (Tumbaco, 2019).

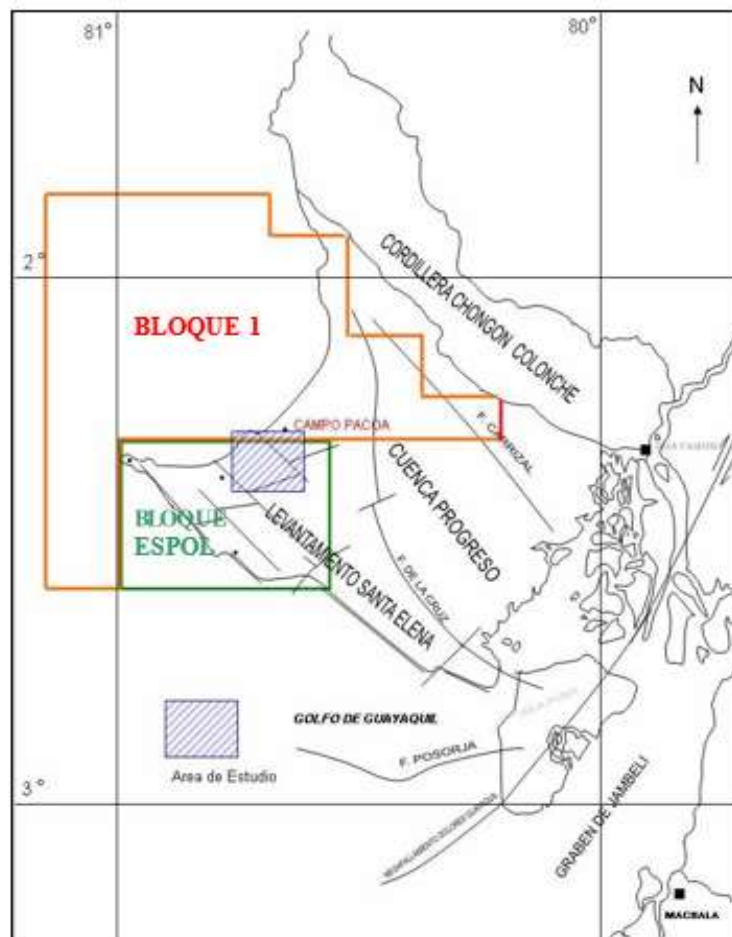


Figura 1: Ubicación Geográfica Bloque 1 – Campo Pacoa
(Secretaría de hidrocarburos del Ecuador, 2016).

2.1.2. Descripción geológica.

En el bloque 1 se identifican tres unidades estructurales:

- Levantamiento Santa Elena.
- La cordillera Chongón Colonche.
- La cuenca Progreso.

El Bloque 1 geográficamente está localizado en la parte norte del levantamiento Santa Elena y de la Cuenca Progreso. Dos campos de alta y baja productividad definidos como, el campo Pacoa y el área de Monteverde respectivamente; ambos ubicados en el Centro-Sur del Bloque 1 (Pizarro & Pallasco , 2012).

El campo Pacoa tiene una estructura anticlinal, la formación Socorro es la que contiene los reservorios más importantes del campo que son D, C, B, E. Contiene en su litología arenisca de grano fino intercaladas con lutitas, dolomitas y limolitas. Tiene un espesor aproximado de 1480 ft (Cuadros, 2018).

2.1.3. Estratigrafía.

El campo Pacoa tiene 3 posibles rocas generadoras: formación Calentura, formación Cayo y la formación Dos Bocas, y a partir de las cuales se generó el petróleo depositado en la formación Socorro (Peralta & Dumani, 2013).

La columna estratigráfica del campo Pacoa es la siguiente:

- 1) El basamento oceánico, Piñón.
- 2) Cobertura volcano clástica de edad Cretácico superior Paleoceno; formación Cayo, formación Santa Elena / Rosario.
- 3) Depósitos turbidíticos del grupo Ancón: Clay Pebble Beds “CPB”, Socorro, Seca y Punta Ancón.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA CAMPO PACOA

ERA	PERIODO	EPOCA	GRUPO	FORMACIÓN	MIEMBRO	LITOLÓGICA		DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA	PALEOAMBIENTE DE DEPOSITO		
						TEXTURA					
CENOZOICO	PALEÓGENO	EOCENO	ANCON	PUNTA ANCON				ARENISCAS TOBACAS DE GRANO GRUESO, GRISESCO CON ALTERNANCIA DE LUTITAS GRISAS Y ARENISCAS LAMINADAS FINAS.	MARINO		
				SECA				ARCILLO LITAS GRIS A ORO VERDOSA FIRME Y BLOCOSEA, HACIA EL TOPE SON MAS ABUNDANTES LAS LIMO LITAS, HACIA LA BASE SE PRESENTAN TOBAS Y NIVELES ARENOSOS ASOCIADO A TOBAS AFAMITICAS.	MARINO PROFUNDO		
				SOCORRO				SECUENCIA INTERESTRATIFICADA DE ARENISCAS TOBACAS TURBIDITICAS Y ARCILLO LITAS, PRESENTAN LOS NIVELOS TEB "D" Y "C" CON ARENISCAS LITICAS Y FELDSPATICAS.	MARINO PROFUNDO		
				CLAY PEBBLE BEDS (CPB)				SECUENCIA INTERESTRATIFICADAS DE LUTITAS GRIS VERDOSA Y LIMO LITAS TOBACAS GRIS.	MARINO PROFUNDO		
	PALEOCENO	SUPERIOR	EL ROSARIO			SERIE DE NIVELES CONGLOMERADOS VOLCANICOS, TOBAS ARCILLO SAS Y ARENISCAS TOBACAS DE COLOR ORO VERDOSO.	PIEDEMONTE				
			SANTA ELENA	SUPERIOR			SECUENCIA NOTADA DE LITOLOGIA FINA COMO LUTITAS SILICIAS DURAS GRIS VERDOSA, TOBAS SILICIAS GRIS VERDOSA, A VECES ARENISCAS TURBIDITICAS CON CEMENTO CALDAREO.	MARINO PROFUNDO			
	MESOZOICO	CRETACICO	CAYO	CAYO		INFERIOR			ARCILLO LITAS PELAGICAS, CHERTS NEGRO Y TOBAS.	MARINO PROFUNDO	
						SUPERIOR			ARCILLO LITAS SILIFICADAS NIVELES DE ARENISCAS CON CONGLOMERADOS, NIVELES TOBACOS.	ABISAL	
			PINON				ROCAS FIROCLASTICAS, LAVAS PORFIRITICAS, BRECHAS Y AGLOMERADOS VOLCANICOS, TAMBIEN ARCILLO LITAS Y LIMO LITAS TOBACAS EN MENOR PROPORCION.	FONDO OCEANICO			

Figura 2: Columna Estratigráfica del Campo Pacoa
(Tripetrol Exploration and Production Co., 1993).

Niveles productores.

La formación Socorro cuenta con los siguientes niveles productores y sus propiedades petrofísicas “PVT” respectivamente.

*Tabla 1: Parámetros petrofísicos de la formación Socorro
(Santa Elena Petroleum S.A., 2020).*

PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LA FORMACIÓN SOCORRO									
Nivel	Ho	Φ	K	API^o	Rw	Sw	FR	Presión	Presión
	(ft)	(%)	(md)			(%)	(%)	inicial	Actual
								(psi)	(psi)
D	39.38	16.5	114	34.3	0.19	41	8.25	649	320
C	34	16.8	286	34	0.24	45	11.45	966	520
B	25.4	25.4	444	40.8	0.2	39	13.51	968	490
E	35	21			0.21	51	10		

a) Nivel D.

Litológicamente está formado por areniscas arcillosas, lutitas intercaladas y limos finos. Se registró una presión inicial de 649 psi. Sin embargo, no toda la arena es productora, tiene una salinidad de 46200 ppm en el agua de formación. El espesor de este nivel productor es de 39.38 ft (Tumbaco, 2019).

b) Nivel C.

Este nivel es la continuidad litológica del nivel anterior (D) de las lutitas intercaladas. Se registró una presión inicial de 966 psi. El espesor del nivel productor es de 34 ft y presenta porosidades alrededor de 16.8% (Santa Elena Petroleum S.A., 2019).

c) Nivel B.

En este nivel se registró una presión inicial de 968 psi y actualmente tiene 240 psi de la presión de burbuja, teniendo una litología continua de areniscas y lutitas. Presenta valores de porosidad de 29.1%, espesor de 25.4 ft y viscosidad de 3.49cp (Santa Elena Petroleum S.A., 2019).

d) Nivel E.

En el nivel se encuentra presencia de depósitos clastos y feldespáticos, tiene baja porosidad y un espesor de 35 ft. A pesar que este nivel tiene poca información registrada la tasa de producción diaria es de 5.89 bbls (Tumbaco, 2019).

2.2. CONCEPTOS GENERALES DE LAS PROPIEDADES DE UN YACIMIENTO

2.2.1. Geometría y litología del yacimiento.

a) Geometría.

Para un estudio de inyección se debe tener en cuenta los siguientes pasos al recolectar información, determinar la geometría del yacimiento, debido que su estructura y estratigrafía controlan la ubicación de los pozos (Ponce, 2013).

b) Litología.

La litología es un parámetro importante que caracteriza la formación geológica, que tiene una gran influencia en cualquier proceso de inyección. Pues la porosidad y permeabilidad son los factores que pueden afectar dicho proceso (Ponce, 2013).

2.2.2. Profundidad y temperatura del yacimiento.

a) Profundidad.

La profundidad del yacimiento es uno de los factores que controlan la inyección, porque un reservorio poco profundo tiene restricciones en la presión de inyección, la misma que debe ser menor a la presión de fractura. Los costos de inyección están directamente vinculados a la profundidad (Monroy & Pérez , 2017).

b) Temperatura.

La temperatura a la que se encuentra el yacimiento, es directamente proporcional a la profundidad y puede ser calculada a través del gradiente geotérmico (La comunidad petrolera, 2009).

2.2.3. Porosidad y permeabilidad.

a) Porosidad.

En un yacimiento el elemento más importante es la roca reservorio, una de las características de esta roca es la porosidad, que contiene espacios vacíos entre los granos definidos como poros donde se alojan los fluidos (agua, petróleo) (Gutiérrez & Iturralde , 2017).

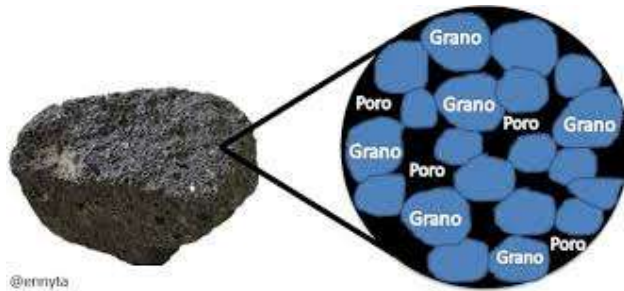


Figura 3: Medio Poroso
(Steemit, 2018).

Se expresa la porosidad como:

$$\phi = \frac{\text{Volumen que ocupan los poros}}{\text{Volumen total de la roca}} \quad \text{Ecu. 1}$$

Para la recuperación de hidrocarburo la porosidad es uno de los datos indispensables, por lo que representa el volumen de los fluidos presentes en el yacimiento. Y existen varios tipos de porosidad tales como (Steemit, 2018):

- *Porosidad efectiva:* También llamada como porosidad interconectada, es la fracción de los poros conectados entre sí, es decir, que pueden relacionarse unos con otros con respecto al volumen total de la roca (Steemit, 2018).

$$\phi = \frac{\text{Volumen poroso interconectado}}{\text{Volumen total de la roca}} \quad \text{Ecu. 2}$$

- *Porosidad no efectiva:* Conocida también como porosidad no interconectada, es la fracción de poros que no están interconectados entre sí, es decir, poros aislados por tal motivo el fluido no podrá desplazarse por dicha zona (Steemit, 2018).

$$\phi = \frac{\text{Volumen poroso no interconectado}}{\text{Volumen total de la roca}} \quad \text{Ecu. 3}$$

- *Porosidad absoluta:* Es llamada porosidad total o porcentaje de poros totales, tanto los interconectados como los no interconectados, con respecto al volumen total de la roca.

$$\emptyset = \frac{V. \text{ poroso total}}{V. \text{ total de la roca}} = \frac{V. \text{ total} - V. \text{ total de granos}}{V. \text{ total de la roca}} \quad \text{Ecu. 4}$$

b) Permeabilidad.

La permeabilidad se la conoce como la facilidad de la roca que permite que los fluidos puedan ser desplazados dentro del medio poroso, su unidad está en Darcy. Según la teoría de Darcy expresa que en un medio poroso la permeabilidad es de un Darcy, debido a que existe un fluido de una sola fase con una viscosidad de un centipoise (Gutiérrez & Iturralde , 2017).

Por medio de esta propiedad se puede conocer la tasa de producción (cantidad de hidrocarburo que se estimaría obtener en un tiempo determinado). Se halla la permeabilidad por medio de la ley de Darcy que se define como:

$$k = \frac{q * \mu * L}{A * \Delta P} \quad \text{Ecu. 5}$$

Donde:

K: Permeabilidad, md.

q: Tasa de flujo, cm³/seg.

A: Área, cm².

μ: Viscosidad, cp.

ΔP: Diferencial de presión, atm.

L: Longitud, cm.

Se considera una permeabilidad pobre si $k < 1$; regular si la permeabilidad está en el rango de 1 a 10; moderada si la permeabilidad está en el nivel de 10 a 50; buena si la permeabilidad está en la categoría de 50 a 250; y finalmente si la permeabilidad es muy buena si es mayor a 250 md (Steemit, 2017).

La permeabilidad puede ser:

- *Permeabilidad absoluta (K)*: Se da cuando existe una sola fase y satura completamente el medio poroso, no depende del fluido que pasa a través de ella.
- *Permeabilidad efectiva (Ke)*: Cuando existen dos fases en el medio poroso y fluyen simultáneamente, es decir, la facilidad que tiene el fluido para moverse en el medio poroso, pero no satura al 100%.
- *Permeabilidad relativa (Kri)*: Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Es importante recordar que si existe un solo fluido la permeabilidad relativa será igual a 1. Este tipo de permeabilidad depende de la estructura porosa, saturaciones y viscosidades de las fases presentes (Pérez Pacheco , 2011).

2.2.4. Tensión superficial e interfacial.

La tensión superficial se la conoce como el conjunto de energía indispensable para incrementar la superficie de un líquido por unidad de área, en cambio, la tensión interfacial hace referencia a fuerza de atracción ejercida sobre las moléculas de la superficie de un líquido (Anton, 2005).

La tensión interfacial es aquella tensión que existe entre dos fluidos inmiscibles, el valor de este parámetro entre el crudo y el agua está entre 10 y 30 dinas/cm.

Es importante la tensión interfacial en la recuperación mejorada, debido a que si es insignificante este parámetro solo existirá un fluido saturado en el medio poroso, por ende, fluye con facilidad (Escobar, 2012).

2.2.5. Presión capilar.

Es conocida como la diferencia de presión a través de la interfase, originada por la acción molecular de dos o más fluidos inmiscibles que coexisten en dicho medio; puede ser determinada para otras clases de sistemas bifásicos tales como gas-agua, gas-petróleo y petróleo-agua. Para realizar una simulación los datos de presión capilar son de suma importancia, ya que son utilizados directamente en programas numéricos de simulación, y sobre todo para el cálculo de la distribución de los fluidos en el yacimiento (Cansino, 2017).

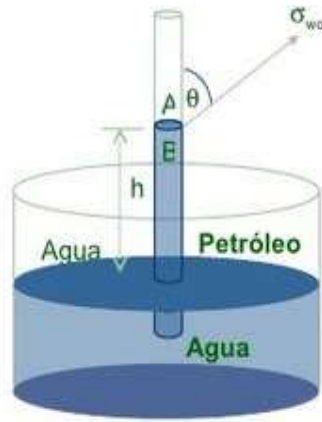


Figura 4: Presión capilar (Montilla, 2010).

Si la presión capilar es igual a cero significa que la interfase es plana, es decir, no hay interfase. Y su expresión matemática es:

$$P_c = P_{nm} - P_m \quad \text{Ecu. 6}$$

Donde:

P_c : Presión capilar.

P_{nm} : Presión de la fase no mojante.

P_m : Presión de la fase mojante.

Los procesos de presión capilar se dan por dos tipos: drenaje e imbibición. Por drenaje significa que el fluido no mojante desplaza al fluido mojante, mientras que en el proceso de imbibición es todo lo contrario (Escobar, 2012).

2.2.6. Propiedades de los fluidos y presiones.

a) Presión del reservorio.

Es la presión promedio del reservorio, es decir, la presión estática que se desarrolla a una distancia del pozo igual al radio de drenaje. Se debe tener en cuenta que la presión será constante para mayores distancias que el radio equivalente ‘re’ (Ponce, 2013).

b) Saturación.

Es el porcentaje del volumen poroso de una roca, invadido por otro fluido. En donde el fluido puede ser petróleo, agua o gas (Madrid, 2017). Su expresión matemática es la siguiente:

$$S = \frac{V_f}{V_p} \quad \text{Ecu. 7}$$

Donde:

V_f : Volumen del fluido, cm^3 .

V_p : Volumen poroso, cm^3 .

La suma de la saturación de los fluidos (agua, hidrocarburo y gas), presentes en la roca yacimiento es igual a 1.

$$S_h + S_w + S_g = 1 \quad \text{Ecu. 8}$$

Donde:

S_h : Saturación de hidrocarburos.

S_w : Saturación de agua.

S_g : Saturación de gas.

En los yacimientos también se tienen saturaciones críticas que están asociadas con cada fase de los fluidos.

- S_{oc} : Saturación crítica del petróleo.

Es la fase donde el petróleo permanece en los poros, y la saturación del petróleo debe sobrepasar determinado valor para que la fase de petróleo fluya (Mohammadmoradi, Taheri, Bryant, & Kantzas, 2018).

- S_{wc} : Saturación crítica del agua.

Es la fase donde la saturación de agua connata con la saturación de agua irreducible, se utilizan para definir la saturación de agua máxima que permanecerá inmóvil (Morales & Benavides, 2020).

- S_{ocw} : Saturación crítica del petróleo residual con agua.

Es el desplazamiento del petróleo del medio poroso mediante inyección de agua o gas (invasión), así el petróleo restante debe tener un valor de saturación mayor a la saturación crítica del petróleo (Mohammadmoradi, Taheri, Bryant, & Kantzas, 2018).

- S_{gc} : *Saturación crítica de gas.*

Es la fase gaseosa que permanece inmóvil donde la saturación se excede ha cierto punto, es decir, la presión del yacimiento desciende por debajo de la presión del punto de burbuja, el gas se desprende de la fase de petróleo, esto hace que la saturación del gas aumente a medida que disminuye la presión del yacimiento, el gas comienza a moverse por encima denominada saturación crítica del gas (Morales & Benavides, 2020).

- S_{om} : *Saturación de petróleo móvil.*

Es el petróleo móvil de la fracción del volumen de petróleo ocupado que pueden moverse dentro de los poros (Mohammadmoradi, Taheri, Bryant, & Kantzas, 2018), se expresa en:

$$S_{om} = 1 - S_{wc} - S_{oc} \quad \text{Ecu. 9}$$

a) *Mojabilidad.*

En términos generales se refiere a la preferencia relativa de la superficie sólida (roca del yacimiento), que tiende a ser cubierta por uno de los fluidos (aceite o agua) con los que se encuentra en contacto. Cabe recalcar que el gas no se toma en cuenta, debido a que es fase no mojante por tal motivo solo se considera el aceite y el agua como fases mojantes. La mojabilidad afecta casi a la totalidad de las propiedades petrofísicas, incluyendo la presión capilar, permeabilidad relativa, el comportamiento de la inyección de agua, entre otros (Salgado & González, 2005).

La mojabilidad en un sistema roca-crudo-agua es conocida como la medida de preferencia que tiene la roca por el petróleo o el agua, depende del sólido (arenisca, caliza o dolomita) con el que se encuentra en contacto (Salgado & González, 2005).

La mojabilidad afecta diversos aspectos especialmente en los métodos de inyección de agua y en recuperación mejorada, debido a que la roca sea mojable por agua o por petróleo. Antes de la migración del petróleo la mayoría de los yacimientos son mojables por agua.

Para variar la mojabilidad de una roca mojabable por agua la clave es la composición del petróleo, debido a que cualquier compuesto que altere la mojabilidad se encuentra en la fase petróleo (Prensa ACE Internacional, 2020).

b) Densidad.

Es la relación entre el peso específico y de fluidez de los crudos con respecto al agua. La densidad del crudo varía con la profundidad del yacimiento, generalmente la densidad del crudo esta alrededor de 0,8 g/ml (Ponce, 2013).

Es importante estimar la densidad del petróleo a condiciones del yacimiento, para determinar la pérdida del volumen que ocurre en el líquido extraído desde el yacimiento hasta la superficie (Gutiérrez & Iturralde , 2017).

c) Viscosidad.

Es denominada como la medida de la resistencia del petróleo al flujo, que es causada por la fricción interna formada cuando las moléculas del fluido tratan de desplazarse unas sobre otras. Su unidad de medida es en centipoise ‘‘cp’’ (Escobar, 2012).

2.3. ESTADO ACTUAL DEL CAMPO PACOA

El campo Pacoa tiene alrededor de 46 pozos, donde 39 son productores, 5 están cerrados, 1 abandonado y 1 reinjector. Los pozos productores operan bajo 3 mecanismos de extracción; bombeo mecánico, flujo natural y pistoneo (Santa Elena Petroleum S.A., 2019).

Tabla 2: Estado actual de los pozos (Santa Elena Petroleum S.A., 2019).

POZOS	TOTAL	POZOS	TOTAL
PERFORADOS	46	PRODUCTORES	39
PRODUCTORES	39	FLUJO NATURAL	3
REINYECTORES	1	HIDRÁULICOS	4
INYECTORES	0	ELÉCTRICOS	0
ABANDONADOS	1	B. MECÁNICO	20
CERRADOS	5	PISTONEO	12

2.4. RESERVAS

El petróleo original en situ (POES) de la formación Socorro del campo Pacoa, está estimado 45,412 MMBls, con un factor de recobro inicial por niveles: Nivel D: 8,25%; Nivel C: 11,45%; Nivel B: 13,51%; y Nivel E: 10%. Las reservas probadas originales han sido estimadas en 4,8 MMBls, la producción acumulada al 30 de abril del 2011 es 1,7 MMBls, y las reservas remanentes 2,8 MMBls (Peralta & Dumani, 2013).

Tabla 3: Reservas de la formación Socorro (Petroamazonas EP, 2019).

RESERVAS					
Yacimiento	POES	FR	Reservas	Np	R. Probadas
	MM bls		Originales	MM bls	Remanentes
			MM bls		MM bls
Socorro	45412	14.57%	4.8	33.29	2.8

2.5. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

Tabla 4: Historial de producción de campo Pacoa (Santa Elena Petroleum S.A., 2019).

Año	Producción acumulada	Producción diaria
2003	1386313,34	122,29
2004	1427757,82	115,12
2005	1482854,09	153,05
2006	1532242,48	137,19
2007	1571623,58	109,39
2008	1606996,61	98,26
2009	1633738,77	74,28
2010	1656886,02	64,30
2011	1678235,74	59,30
2012	1697936,07	54,72
2013	1720071,01	61,49
2014	1740640,33	57,14
2015	1758166,27	48,68
2016	1773793,23	43,41
2017	1780193,42	42,67

Santa Elena Petroleum registró la producción del campo Pacoa, el cual inició en 1990 con 92,77 bbls, en el año 1995 se registró la mayor producción del campo que fue de 755,31 bbls. Sin embargo, a partir del año 2005 en adelante la producción ha ido declinando como muestra la siguiente tabla.

2.6. FASES DE EXPLOTACIÓN DE UN YACIMIENTO

2.6.1. Recuperación primaria.

La recuperación primaria es la producción de hidrocarburos con fuentes de energía natural de los yacimientos, la presión del yacimiento se considera mayor a la presión del fondo, esta hace que los hidrocarburos se desplacen al pozo y superficie (Schlumberger, 2013).

Existen 5 mecanismos de recuperación primaria en yacimientos.

1. Empuje por expansión de la roca y fluido.
2. Empuje por gas disuelto.
3. Empuje por la capa de gas.
4. Empuje hidráulico (por efecto del acuífero).
5. Empuje por segregación gravitacional.

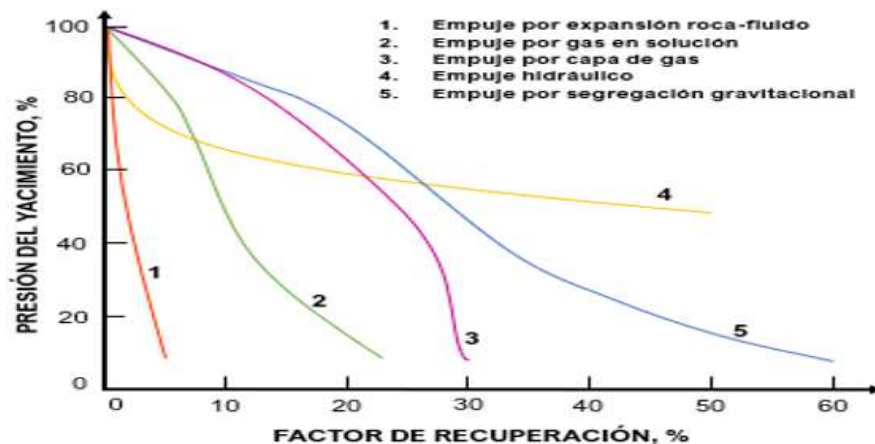


Figura 5: Mecanismos de recuperación primaria (Cortés, 2019).

Nota: Los yacimientos a sus inicios tienen acumulación de energía, permitiendo que los fluidos puedan alcanzar la superficie (Cortés, 2019).

2.6.2. Recuperación secundaria.

La recuperación secundaria es el método para extraer hidrocarburos de un yacimiento, que haya agotado su energía natural por la declinación de recuperación primaria; en esta etapa de recuperación se utilizan dichos métodos, los más comunes son la inyección de gas y la inundación con agua.

La técnica de recuperación secundaria más común es la inyección de agua, cuando se bombea agua al pozo inyector esta se desliza hacia el yacimiento, y tiende a desplazar el petróleo de las partículas a las que se absorbe (Newton, 2017).

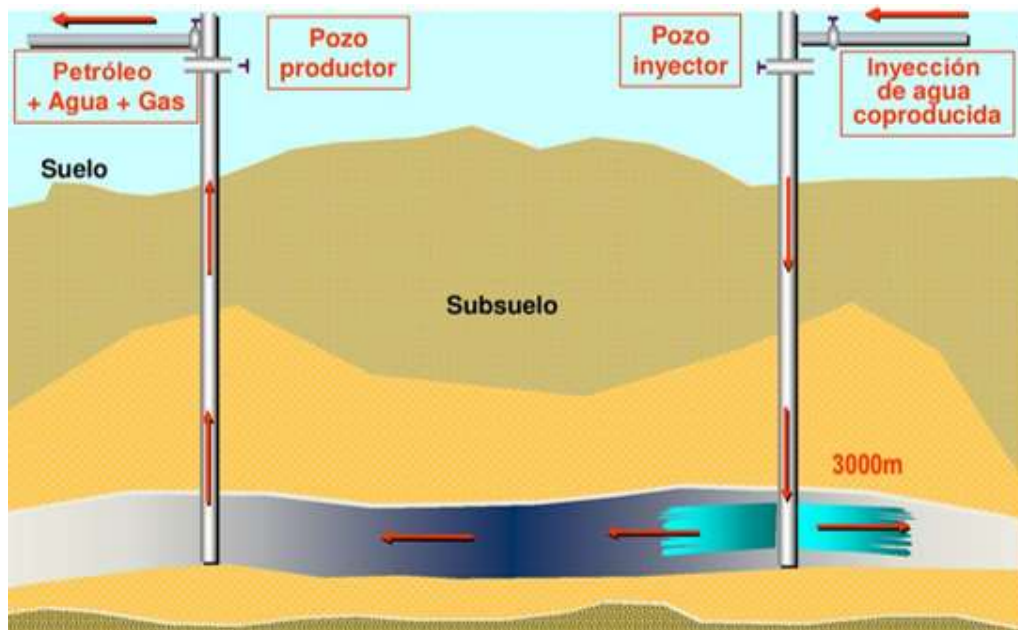


Figura 6: Proceso de recuperación secundaria
(Carrasco, 2018, pág. 16)

2.6.3. Recuperación mejorada o terciaria.

La recuperación mejorada establece los procesos de extracción de petróleo en campos que están depletados, de esta manera aumentara el factor de recobro en comparación con los métodos de recuperación primaria o secundaria. Tiene como objetivo mejorar la razón de movilidad, aumentar el número capilar, de manera que a mayor número capilar menor saturación residual de petróleo (La comunidad petrolera, 2009).

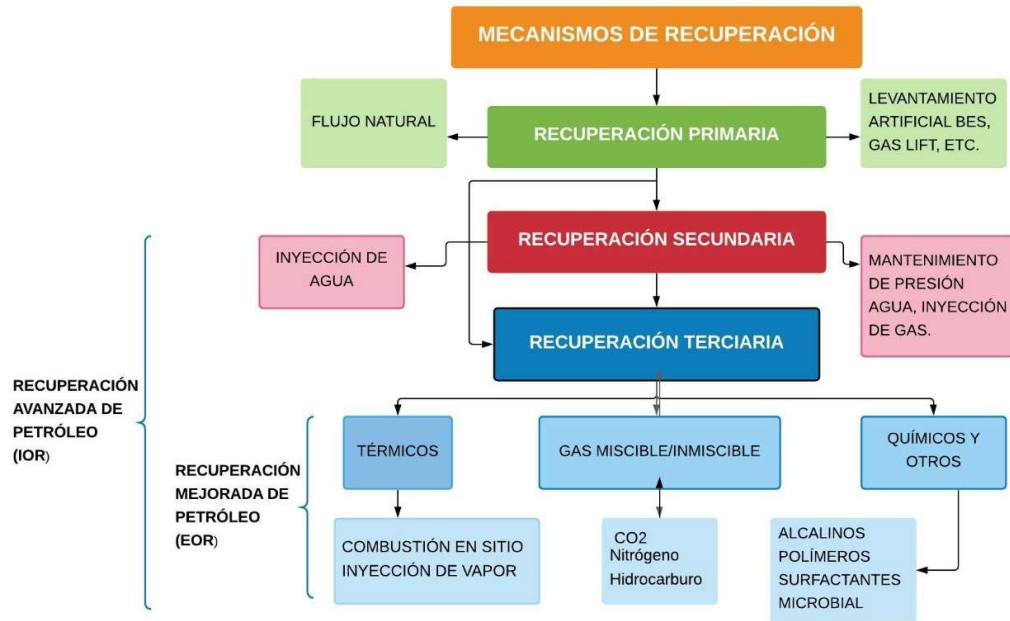


Figura 7: Clasificación de las etapas de explotación de un yacimiento (Michelena & Regalado , 2017).

Nota: Ciclo de vida de los yacimientos, mediante los mecanismos de recuperación y posibles métodos para aumentar los factores de recuperación de petróleo (Michelena & Regalado , 2017).

2.7. TEORÍA DE DESPLAZAMIENTO BURCKEY Y LEVERETT

El método de predicción de Buckley-Leverett se fundamenta en la teoría de desplazamiento, que permite estimar el comportamiento de un desplazamiento lineal de petróleo cuando se inyecta agua o gas a una tasa constante en un yacimiento (Mena Villacis, Guamán, Chamorro Ramírez, & Pinto Arteaga, 2019).

2.7.1. Flujo fraccional

Se denomina a la fracción de flujo total de un fluido, por lo que existe fracción de agua y fracción de petróleo, a continuación, se indica en las siguientes ecuaciones:

$$f_o = \frac{q_o}{q_t} \quad \text{Ecu. 10}$$

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} \quad \text{Ecu. 11}$$

Donde:

f_w : Flujo fraccional de agua.

f_o : Flujo fraccional de petróleo.

q_w : Caudal de agua.

q_o : Caudal de petróleo.

q_t : Caudal total.

Leverett en base a la ecuación de flujo fraccional desarrolló la siguiente ecuación donde desprecia los efectos del gradiente de presión capilar y de la gravedad. Considerando el desplazamiento tipo pistón denominando el petróleo como fluido desplazado y el agua como fluido desplazante (Mena Villacis, Guamán, Chamorro Ramírez, & Pinto Arteaga, 2019).

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}}} \quad \text{Ecu. 12}$$

Donde:

μ_w : Viscosidad de agua (cp).

μ_o : Viscosidad de petróleo (cp).

k_{ro} : Permeabilidad relativa del petróleo (md).

k_{rw} : Permeabilidad relativa del agua (md).

Principales suposiciones de la teoría de desplazamiento (Tomalá Neira, 2020):

1. El flujo es lineal, pero puede modificarse con facilidad para flujo radial, por lo que no constituye una limitación fuerte.
2. Formación homogénea, es decir, que la permeabilidad y la porosidad son uniformes.
3. Desplazamiento tipo pistón con fugas.
4. Solo pueden existir dos fluidos circulando al mismo tiempo por un determinado punto, aplicando los conceptos de permeabilidades relativas a dos fases.
5. Los fluidos son inmiscibles, es decir, que existe presión capilar.
6. La presión de desplazamiento debe estar por encima del punto de burbujeo (no existe gas libre), en caso de que se utilice agua para el desplazamiento de petróleo.

7. La tasa de inyección y el área perpendicular al flujo se consideran constantes.
8. Flujo continuo o estacionario, donde la presión y temperatura deben permanecer constantes para que existan condiciones de equilibrio.

2.8. MECANISMOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA

Los métodos de recuperación mejorada establecen la recuperación de petróleo remanente en campos maduros, de esta manera poder exportar con valores adaptados al mercado. Existen varios métodos para determinados casos los más idóneos son los químicos, que intervienen directamente en los problemas de atrapamiento del crudo por efecto capilar en el medio poroso. Estos establecen lograr la miscibilidad agua-crudo (inyección de gas carbónico) o alternativamente alcanzar una tensión interfacial baja (inyección de surfactante), eventualmente combinado con inyección de polímeros y de álcalis bajo el nombre alcalino - surfactante - polímero (ASP) (Alamooti & Malekabadi, 2018).

Específicamente, las fases para realizar el diseño de un proyecto EOR son las siguientes:

1. Criterios básicos del yacimiento

Viscosidad y petróleo remanente.

Geología.

Salinidad del agua de formación.

Profundidad y temperatura de la formación.

Estimación del beneficio potencial.

2. Pruebas de laboratorio

Propiedades de los fluidos.

Propiedades de la roca.

Inundaciones centrales.

Química del material de inyección.

3. Cálculos volumétricos para determinar la relación costo-beneficio.

Estudios técnicos detallados.

Geológico.

Simulación de yacimientos.

2.9. CARACTERÍSTICAS DEL PROCESO EOR

2.9.1. Desplazamiento microscópico y macroscópico.

La eficiencia general de cualquier proceso de desplazamiento de recuperación de petróleo, puede ser considerado convenientemente como el producto de un desplazamiento microscópico y macroscópico de las eficiencias (Xuetao Hu & Fayang Jin, 2016). En forma de ecuación:

$$E = E_D E_V \quad \text{Ecu. 13}$$

Donde:

E : Eficiencia total de desplazamiento expresada como un decimal.

E_D : Eficiencia de desplazamiento microscópico expresada como un decimal.

E_V : Eficiencia de desplazamiento macroscópico (volumétrico) expresada como un decimal.

El desplazamiento microscópico y macroscópico se relacionan con el desplazamiento o movilidad del petróleo en la escala de poros.

También se puede expresar como:

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_{or}}{S_{oi}} \quad \text{Ecu. 14}$$

Donde:

S_{oi} : Saturación de petróleo inicial.

S_{or} : Saturación de petróleo residual.

Se relaciona con el desplazamiento o movilidad del petróleo siendo el más factible el fluido desplazado, para que este fluido entre en contacto con el petróleo. Esta se la conoce como la fracción de petróleo móvil que se ha desplazado en un tiempo determinado, se la establece con esta ecuación.

$$E_D = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad \text{Ecu. 15}$$

Donde:

S_w : La saturación de agua durante la inyección.

S_{wi} : Saturación de agua inicial.

2.9.2. Eficiencia de Barrido Areal (EA).

Para un desplazamiento similar a un pistón, la eficiencia de barrido de área es:

$$E_A = A_S/A_T \quad \text{Ecu. 16}$$

Donde:

A_S : Es el área barrida.

A_T : es el área total.

La cantidad de fluido desplazante inyectado es igual al fluido desplazado producido, sin tener en cuenta la compresibilidad. Suponiendo un desplazamiento similar a un pistón, el volumen inyectado es relacionado con el área barrida (Guliyev, 2008).

$$W_i = A_S h \phi (1 - S_{wc} - S_{or}) \quad \text{Ecu. 17}$$

Donde:

W_i : Es el volumen de fluido de desplazamiento inyectado.

h : Es el espesor de la formación.

ϕ : Es porosidad.

Por lo tanto:

$$E_A = \frac{A_S}{A_T} = W_i / A_S h \phi (1 - S_{wc} - S_{or}) \quad \text{Ecu. 18}$$

Después del avance:

$$E_A = (W_i - W_p) / (A_S h \phi (1 - S_{wc} - S_{or})) \quad \text{Ecu. 19}$$

Donde:

W_p : Volumen de fluido producido por desplazamiento.

S_{wc} : Saturación de agua connata.

2.9.3. Eficiencia del Desplazamiento Volumétrico.

La eficiencia del barrido volumétrico puede considerarse conceptualmente como el producto de la eficiencia de barrido de área y vertical. Se estima un yacimiento que tiene

una porosidad uniforme, espesor, y saturación de hidrocarburos, pero tiene varias capas (Xuetao Hu & Fayang Jin, 2016).

$$E_V = E_A E_I \quad \text{Ecu. 20}$$

E_V : Eficiencia del barrido volumétrico.

E_A : Eficiencia de barrido de área en un depósito idealizado o modelo.

E_I : Eficiencia del barrido vertical.

Para un yacimiento la porosidad, el espesor y la saturación de hidrocarburos varían por áreas, la E_A es reemplazada por la eficiencia del barrido de patrones, E_P .

$$E_V = E_P E_I \quad \text{Ecu. 21}$$

E_P : Patrón de eficiencia de barrido.

El E_P es una eficiencia de barrido de área que ha sido corregida por las variaciones de espesor, porosidad y saturación (Xuetao Hu & Fayang Jin, 2016). En cualquier caso, la eficiencia general de la recuperación de hidrocarburos en un proceso de desplazamiento puede expresarse como:

$$E_V = E_P E_I E_D \quad \text{Ecu. 22}$$

2.9.4. Eficiencia de Recobro.

El control de la movilidad es uno de los conceptos más importantes en cualquier proceso mejorado de recuperación de petróleo, se puede realizar con la inyección de productos químicos para cambiar la viscosidad del fluido de desplazamiento, y para reducir preferentemente la permeabilidad relativa de un fluido específico, mediante la inyección de espumas, o incluso mediante la inyección de productos químicos para modificar la humectabilidad (J. Sheng J. , 2011).

a) Movilidad y Relación de movilidad.

La movilidad del fluido desplazado, a la saturación media del agua detrás del frente de desplazamiento del petróleo desplazado, dividida por la movilidad del petróleo en la saturación media del banco de petróleo, que ayuda a la tasa y la eficacia del barrido del petróleo por otros fluidos inmiscibles (Donaldson & Alam, 2008).

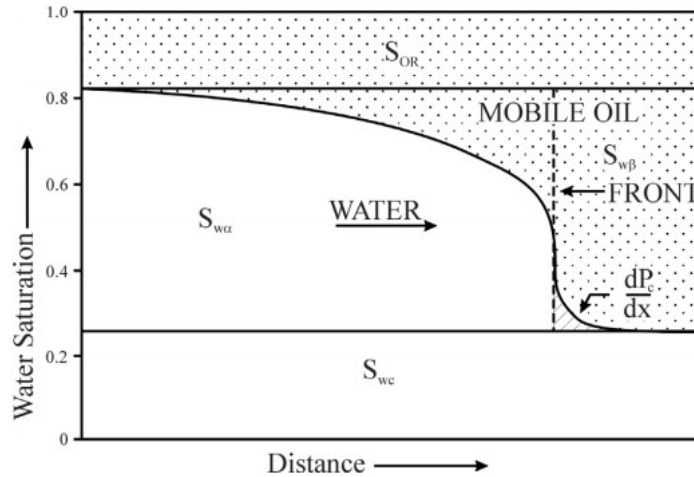


Figura 8: Desplazamiento del petróleo por el agua en un sistema de inyección. (Donaldson & Alam, 2008).

Nota: El banco de petróleo se desarrolla delante del agua que avanza con una saturación media de agua, S_{wB} , con un cociente de saturación de petróleo que se desarrolla detrás del frente de $1 - S_{wc}$, a S_{oR} , y se produce el punto de inyección.

El desplazamiento del petróleo por el frente de agua, se da por una diferencia de presión entre los puntos de inyección de agua y de producción de petróleo. Si la relación de movilidad es lo suficientemente pequeña, se desarrolla un frente definido como petróleo movable en el frente del agua. El desplazamiento no es un proceso exacto, tipo pistón, sino que existe un gradiente de saturación de petróleo en la zona de inyección, donde un gran volumen de agua ha entrado en contacto con el medio poroso, como se muestra en la Fig. 8 en el sistema de inyección (Donaldson & Alam, 2008).

La relación entre la movilidad del fluido desplazante y del desplazado.

$$M = \frac{\lambda \text{ desplazante}}{\lambda \text{ desplazo}} \quad \text{Ecu. 23}$$

Si el fluido desplazante es agua, entonces el fluido desplazo es el petróleo.

$$M = \frac{\lambda_w \text{ agua desplazante}}{\lambda_o \text{ petróleo desplazo}} \quad \text{Ecu. 24}$$

$$M = \frac{\lambda_w \text{ agua desplazante}}{\lambda_o \text{ petróleo desplazo}} = \frac{k_w/u_w}{k_o/u_o} \quad \text{Ecu. 25}$$

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

Ecu. 26

Donde:

k_w : Permeabilidad efectiva del fluido.

μ : Viscosidad.

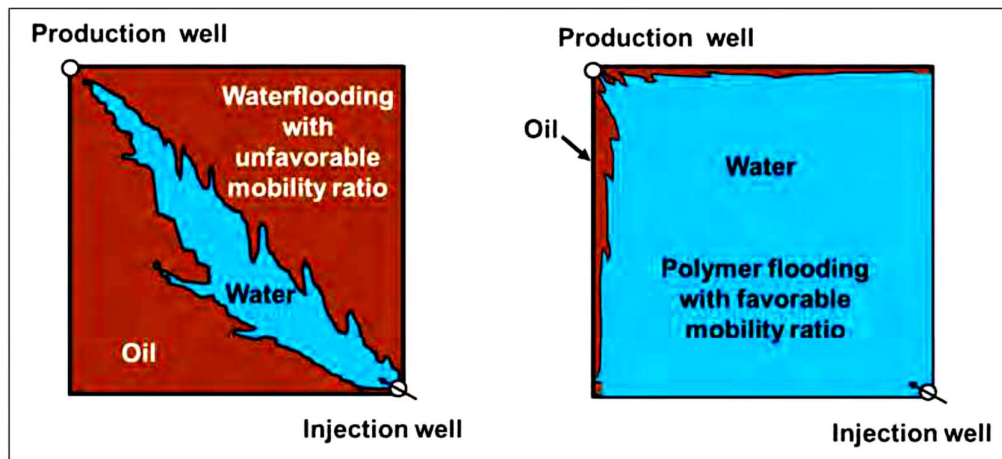
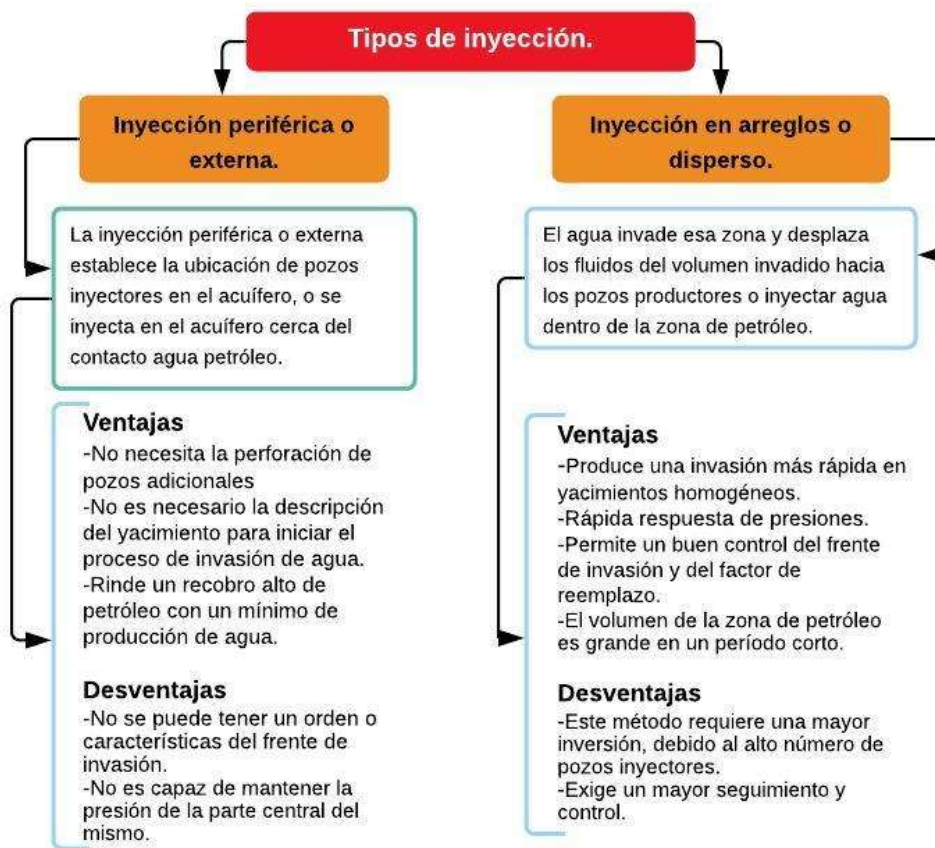


Figura 9: Inyección de agua con relación de movilidad (Romero, 2012).

Cuando $M < 1$ 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, si $M > 1$, significa que el fluido desplazante ya sea agua, se moverá más fácilmente que el fluido desplazado (Romero, 2012).

b) Tipos de inyección.

Los tipos de inyección por medio de los pozos inyector, la inyección de agua periférica o externa se determina por su posición, es decir, dependiendo de la posición de los pozos inyector y productores, la inyección se puede efectuar de dos maneras:



*Figura 10: Tipos de inyección de agua.
Adaptada de: (Ovando, 2016).*

En la actualidad se realizan diversos análisis para implementar la ubicación de los pozos inyectores como productores, con configuraciones variables obteniendo todos los parámetros y características del yacimiento. De esta manera se puede establecer el número de pozos para evaluar los fluidos y geología del yacimiento.

2.10. ARREGLOS DE POZOS

Los arreglos de pozos se diseñan para campos maduros que han pasado por una recuperación secundaria, por motivo de ubicación de los pozos de orden irregular. Los factores que más influyen en un arreglo de pozos son: la producción inicial del yacimiento, permeabilidad, la estructura del yacimiento, los parámetros petrofísicos o geológicos del yacimiento (Vázquez Mendoza, 2018).

2.10.1. Tipos de drenaje.

- Empuje de línea recta, se establece por los inyectores y productores en línea recta.
- Empuje de línea alternada, se establece por los inyectores y productores en línea alternada.
- Arreglo regular de 5 pozos, en el centro el productor y en las esquinas 4 inyectores.
- Arreglo invertido de 5 pozos, el inyector en el centro y en las esquinas 4 productores.
- Arreglo regular de 7 pozos, en el centro el productor y en las esquinas 6 inyectores.
- Arreglo invertido de 7 pozos, el inyector en el centro y en las esquinas 6 productores.
- Arreglo regular de 9 pozos, el productor en el centro y en las esquinas los 8 inyectores.
- Arreglo invertido de 9 pozos, en el centro el inyector y en las esquinas los 8 productores.

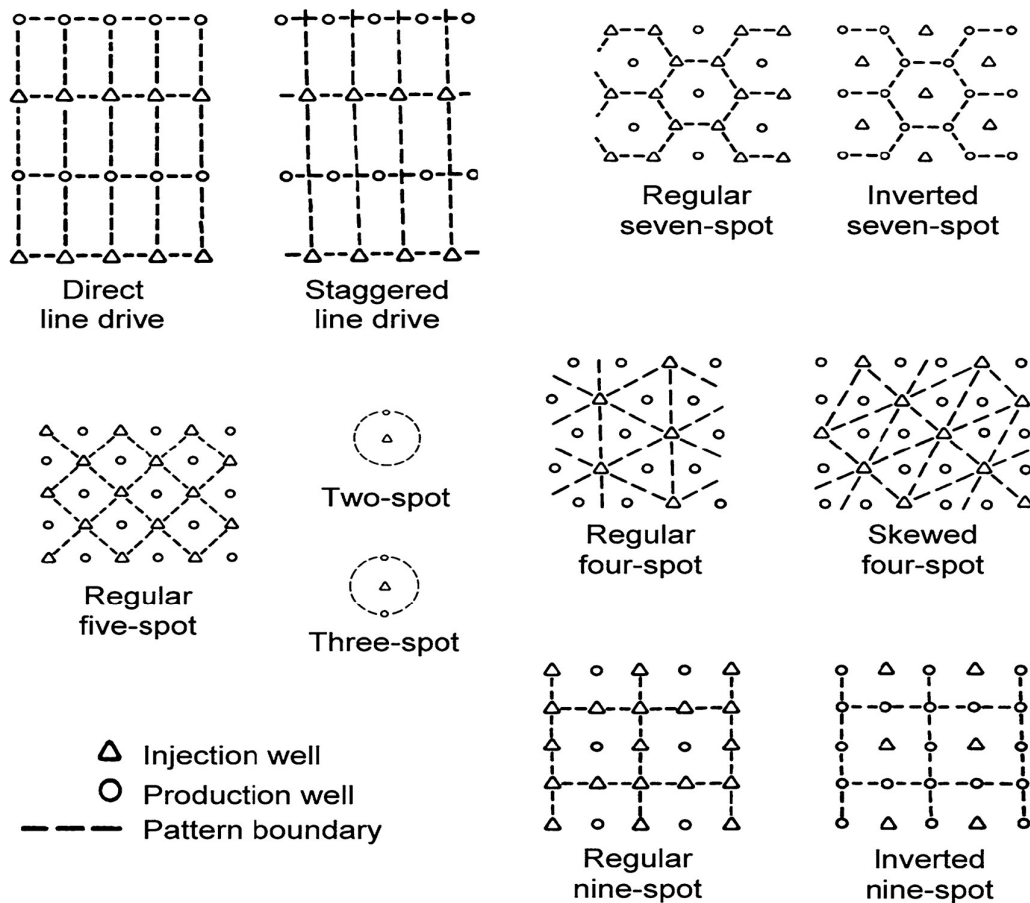


Figura 11: Tipos de arreglos de drenaje de pozos.
(Petro Wiki, 2015).

CAPÍTULO III

3. PROCESOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA - MÉTODOS QUÍMICOS

Los métodos EOR, se basan en la inyección de productos químicos para impulsar la recuperación de petróleo, este proceso se aplica para disminuir la tensión interfacial, aumentar la viscosidad del agua para el control de la movilidad y mejorar la eficiencia del barrido.

Los métodos químicos de EOR aumentan la recuperación de petróleo incrementando la efectividad del agua inyectada en el yacimiento para desplazar el crudo, dependiendo del proceso químico EOR establecido como: polímeros, surfactantes y alcalinos. Los productos químicos inyectados con el agua alteran la interfase del líquido-líquido o interacción fluido-roca en el yacimiento, también incluye el descenso de la tensión interfacial (IFT) entre el líquido de absorción y el petróleo, así mismo, el incremento de la viscosidad del fluido inyectante y mejora la movilidad (Gbadamosi, Junin, Manan, Agi, & Yusuf, 2019).

3.1. INYECCIÓN DE POLÍMEROS

La Inyección de Polímeros es reducir la relación de movilidad agua-petróleo, tiene como mecanismo principal aumentar la viscosidad en la fase agua para reducir tal relación, de esta manera la eficiencia de barrido se incrementa y la recuperación de petróleo es mejorada.

La inyección de polímeros es similar al proceso de inyección de agua, la solución de polímero será inyectada para formar un frente durante el desplazamiento de petróleo en un medio poroso, que contiene una saturación de agua residual formando un banco de agua entre el petróleo y la solución de polímeros, este comprende agua congénita y agua de inyección cuyo contenido de polímeros ha sido perdido en la matriz de la roca, para que la solución se desplace por la inyección de agua (Petróleo América, 2011).

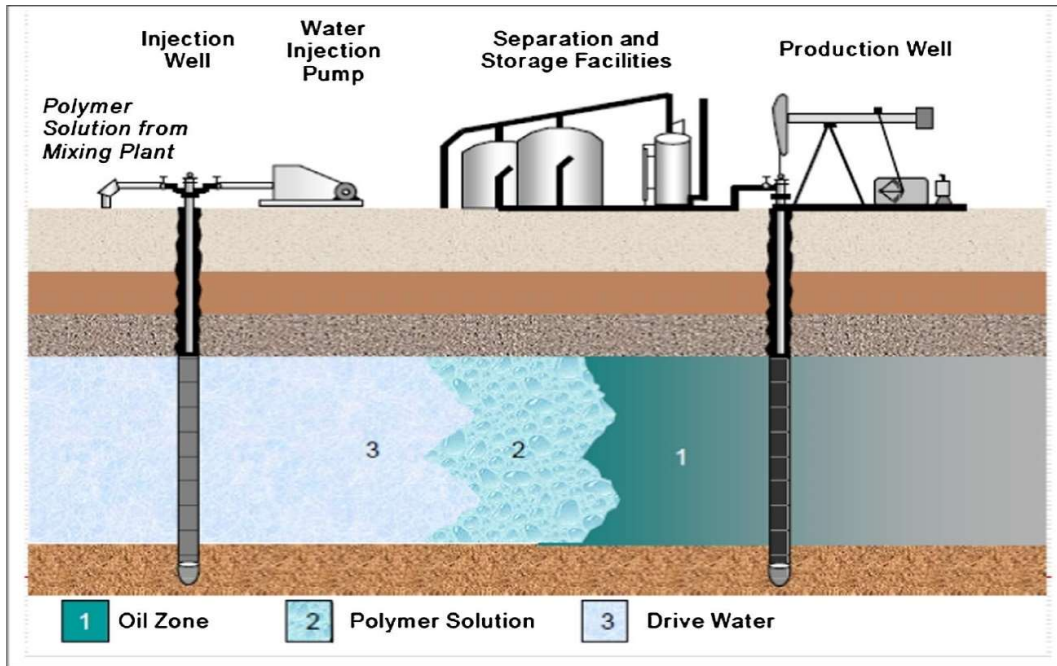


Figura 12: Proceso de Inyección de Polímeros
(El hoshoudy, et al., 2016).

3.1.1. Tipos de Polímeros.

✚ *Poliacrilamidas.*

Son productos químicos sintéticos que pueden ser adaptados para una amplia gama de aplicaciones. Para mejorar la recuperación de petróleo, la molécula de poliacrilamida puede ser modificada por monopolímeros, con sustitutos iónicos o por hidrólisis parcial de la cadena lateral media al grupo de ácido carboxílico. La hidrólisis de la cadena lateral de amida a un grupo carboxílico, hace que esa parte de la molécula sea una porción fuertemente soluble en agua (Kanarak, 2011).

✚ *Poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM).*

Es el polímero más utilizado en las aplicaciones de EOR, especialmente por su bajo precio con buenas propiedades de viscosidad, y por sus características químicas. La aplicación del HPAM es relativamente fácil, se puede mejorar significativamente la tasa de recuperación de petróleo bajo condiciones estándar de los yacimientos. Este polímero está disponible en varios pesos moleculares hasta 30 millones, puede ser usado para temperaturas de hasta 99 °C dependiendo del agua (Abidin, Puspasari, & Nugroho, 2012).

Xantana/Biopolímero.

Es un polisacárido fabricado por un proceso de fermentación o de cepas bacterianas elegidas para el campo, y la funcionalidad de los polímeros a diferencia de muchas soluciones de polisacáridos, es que la viscosidad disminuye con el aumento de temperatura. Esto y otras características lo convierten en un material preferido en las aplicaciones de EOR a pesar de su origen inusual y un costo bastante alto (Kanarak, 2011).

3.1.2. Parámetros o criterios técnicos mediante Inyección de Polímeros.

Para aplicar el método de recuperación mejorada mediante la inyección de polímeros se debe considerar los siguientes criterios técnicos:

*Tabla 5: Criterios técnicos para la Inyección con Polímeros
Adaptada de: (Dávila & Ramírez , 2016).*

CRITERIOS TÉCNICOS PARA LA INYECCIÓN CON POLÍMEROS.			
RESERVORIO.		PETRÓLEO.	
Saturación de petróleo % VP.	>50	Gravedad (°API).	>15 recomendable entre 24°-40°.
Formación.	Areniscas preferiblemente, pero puede ser usados en carbonatos. Con alta porosidad.	Viscosidad (cp).	<150 recomendable entre 10°-100°.
Permeabilidad promedio.	>10 md	Composición.	No crítica.
Espesor neto (ft).	No crítico		
Profundidad (ft).	<9000		
Temperatura (°F).	<200 para minimizar la degradación.		
Presión del Reservorio (lpca).	No crítica		
Empuje de agua.	No débil		
Agua dulce disponible.	No		

La inyección de polímeros ayuda a mejorar el barrido vertical, para que la movilidad del petróleo dependa de su viscosidad, a causa de este proceso se busca reducir la relación de movilidad agua-petróleo, por lo tanto, no debe ser mayor a 150 cp. Aunque es ineficaz cuando la inyección de agua y la saturación de petróleo movable es baja, por tal motivo se deben realizar diversas pruebas o análisis en laboratorio de núcleos.

3.1.3. Limitaciones de la Inyección de Polímeros.

Las limitaciones que tiene la inyección de polímeros (Dávila & Ramírez , 2016):

- ✚ Si la viscosidad del petróleo es alta, se necesita un polímero de alta concentración para lograr el control de la movilidad deseada.
- ✚ Los resultados son normalmente mejores, si la inyección de polímeros se inicia antes que la relación agua-petróleo llegue a ser excesiva.
- ✚ En las arcillas aumenta la adsorción de polímero.
- ✚ Algunas heterogeneidades son aceptables, pero para una inyección convencional de polímeros; deben ser evitados los reservorios con fracturas extensas. Si las fracturas están presentes, las técnicas de polímeros de gel podrían ser aplicables.

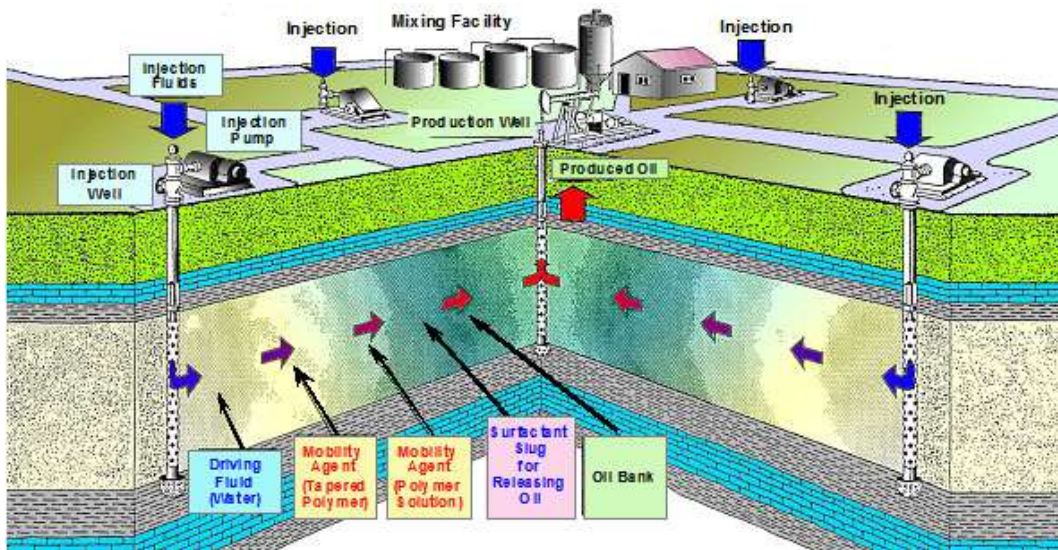
3.1.4. Problemas de la Inyección de Polímeros.

Los problemas que tiene la inyección de polímeros son (Dávila & Ramírez , 2016):

- ✚ Menor inyectividad comparada con la del agua, esta puede afectar negativamente la tasa de producción de petróleo en etapas tempranas de la inyección de polímeros.
- ✚ Las poliacrilamidas pierden viscosidad debido a su degradación súbita aumentando en salinidad con iones divalentes.
- ✚ El Xanthan es costoso, está sujeto a degradación microbiana y tiene un mayor potencial para taponar la cara de la formación.
- ✚ En reservorios donde la permeabilidad de la roca es menor a 50 md, el polímero podría barrer eficientemente solo en fracturas, a menos que, el peso molecular del polímero sea suficientemente bajo (Dávila & Ramírez , 2016).

3.2. INYECCIÓN DE ALCALINOS.

Los alcalinos también conocidos como el hidróxido de sodio (NaOH) en la recuperación mejorada de petróleo que tiene cierta acidez, permite la formación de tensoactivos que ayudan a mejorar la separación del petróleo de la roca en el yacimiento donde se adsorbe, debido a un cambio de mojabilidad. Los más utilizados son el hidróxido de sodio, el carbonato de sodio, el ortosilicato de sodio; en cuanto a la eficacia para reducir tensión interfacial hay poca diferencia entre los álcalis comúnmente utilizados (G. Speight, 2009).



*Figura 13: Etapas de la Inyección de Alcalinos
(American Association of Petroleum Geologists, 2010).*

Los agentes alcalinos ayudan en el desplazamiento del crudo al elevar el pH del agua inyectada, el álcali reacciona con los componentes ácidos del petróleo, formando un surfactante “in situ” en la interfaz petróleo/agua, esta mezcla moviliza el petróleo de los espacios de los poros en el yacimiento. La recuperación del petróleo mediante químicos está disponible en el mercado en condiciones limitadas, determinadas por las características del yacimiento, como la profundidad, la salinidad, el pH y el costo de químicos. Algunos crudos no tienen un índice de acidez suficientemente alto para que esta inyección funcione (J. Sheng J. , 2013).

La adición de silicatos es una mejora de la inyección alcalina, estos tienen 2 funciones principales:

- 🚧 Como tapón manteniendo un nivel de pH alto y constante, para producir una mínima tensión interfacial.

✚ Mejora la eficiencia de los surfactantes, mediante la eliminación de los iones en agua de los yacimientos reduciendo así la adsorción de surfactantes en la roca superficie (J. Sheng J. , 2013).

3.2.1. Ventajas.

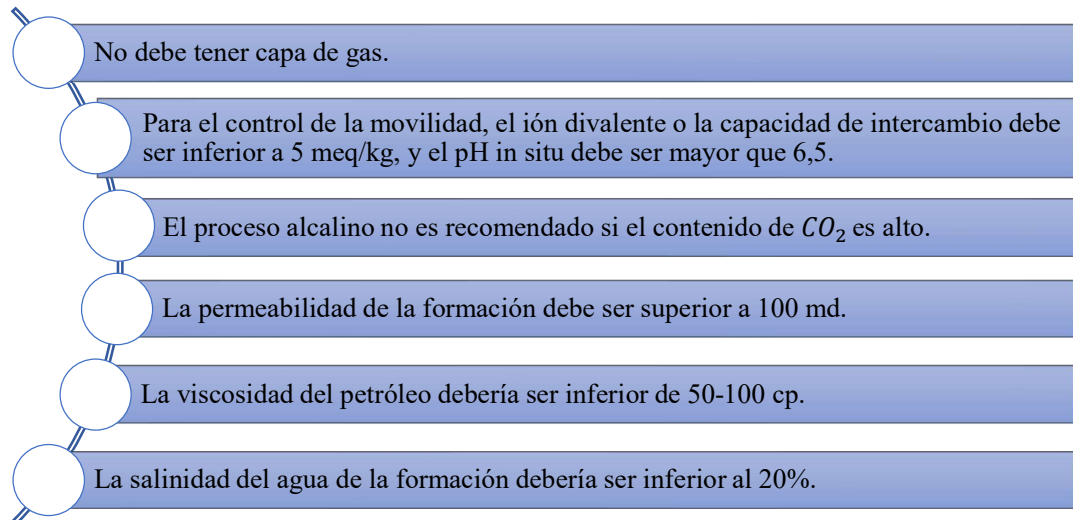
- ✚ Es mejor el control de movilidad en comparación con los procesos de inyección de gas.
- ✚ Reduce la tensión interfacial.
- ✚ Mejoramiento del barrido.

3.2.2. Desventajas.

- ✚ No es recomendado para yacimientos carbonatados.
- ✚ La mezcla y dispersión de la solución puede provocar resultados bajos.
- ✚ Estabilidad.

3.2.3. Condiciones de aplicación de la Inyección Alcalina.

Los pozos de inyección deben estar dentro de las zonas petrolíferas y no en el acuífero periférico (G. Speight, 2009).



*Figura 14: Condiciones de aplicación de la Inyección Alcalina.
(G. Speight, 2009).*

3.2.4. Criterios para recuperación mejorada mediante la Inyección de Alcalinos.

Tabla 6: Criterios técnicos para la Inyección con Álcalis (Herrera , 2013).

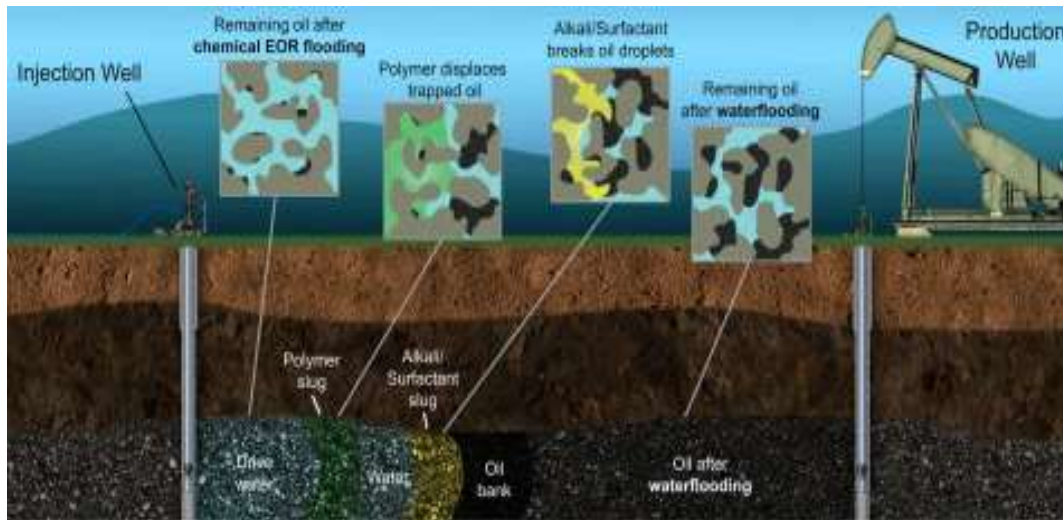
CRITERIOS TÉCNICOS PARA LA INYECCIÓN CON ÁLCALIS.			
RESERVORIO.		PETRÓLEO.	
Saturación de petróleo % VP.	Sobre la inyección de agua.	Gravedad (°API).	13°-35°
Formación.	Areniscas.	Viscosidad (cp).	<200
Permeabilidad promedio.	>20 md		
Espesor neto (ft).	No crítica		
Profundidad (ft).	<9000		
Temperatura (°F).	<200	Composición.	Requiere de ácidos orgánicos.
Presión del Reservorio (lpca).	No crítica		
Empuje de agua.	No o débil		
Agua dulce disponible.	No		

3.3. INYECCIÓN DE SURFACTANTE

La inyección con surfactante, es una técnica de EOR con mayor eficacia para movilizar el petróleo residual atrapado en el yacimiento, son de naturaleza anfifílica (hidrofóbica e hidrofílica), solubles en agua y en disolventes orgánicos. Mejora la eficacia del desplazamiento a escala de poros, mediante el mecanismo de reducción de la tensión interfacial (IFT), de alteración de la humectabilidad, o una combinación de ambos mecanismos. También es posible incorporar polímero en tales soluciones acuosas de tensioactivo sin separar de fases en algunas condiciones. La solución de tensioactivo inyectado tiene un comportamiento de fase inferior al ser óptimo con el petróleo. Sin embargo, algunos crudos no tienen las características acordes con las condiciones de la inyección de surfactantes para que este método funcione (Alamooti & Malekabadi, 2018).

La recuperación mejorada mediante surfactante, puede potencialmente movilizar petróleo residual después de una inyección de agua, el rendimiento del surfactante debe evaluarse utilizando un crudo específico en las condiciones del yacimiento, los experimentos para inyección de núcleos son una práctica común para evaluar la eficiencia de desplazamiento del petróleo con los surfactantes.

Además, es factible incorporar alcalinos, surfactantes y polímeros (ASP) en tales mezclas que pueden controlar la movilidad; alternando parte del gas con la parte de la solución tensioactiva, para mejorar su barrido de petróleo (P. Druetta; P. Raffa; F. Picchioni, 2019).



*Figura 15: Proceso de Inyección de Surfactantes
(P. Druetta; P. Raffa; F. Picchioni, 2019).*

Según Ahmadi y Shadizadeh, llevaron a cabo una serie completa de experimentos de inundación de núcleos en rocas carbonatadas reales, para examinar la eficiencia de un nuevo surfactante natural para los objetivos de EOR. Realizaron una prueba de desplazamiento del núcleo junto con la medición de tensión interfacial ultra baja (IFT) para determinar la eficiencia del tensioactivo en términos del factor de recuperación de petróleo; el surfactante extraído de *Ziziphus Spina-Christi* podría incrementar considerablemente el factor de recuperación de petróleo, además de esta ventaja no existen problemas del medio ambiente (Alamooti & Malekabadi, 2018).

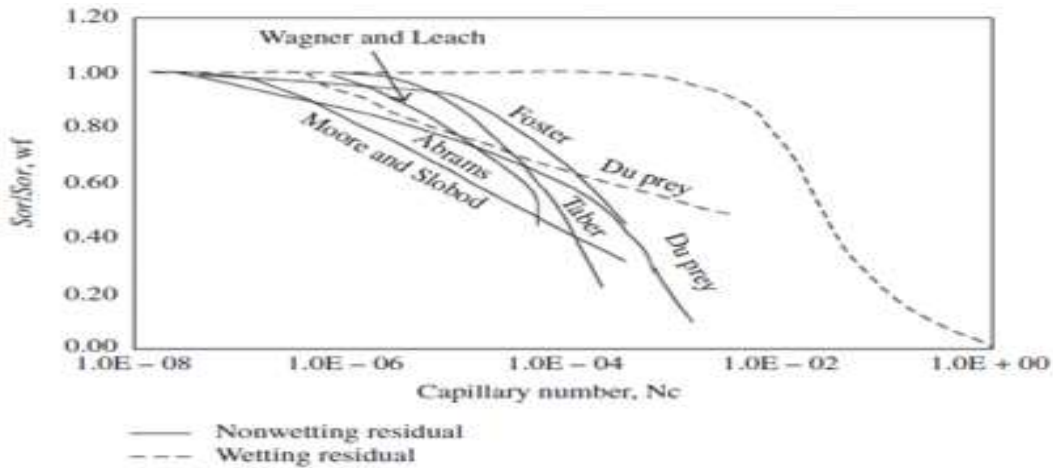


Figura 16: Variación típica de la saturación de aceite residual frente al número de capilares (Alamooti & Malekabadi, 2018).

Nota: Las curvas representan datos experimentales sobre la movilización y recuperación de saturación de petróleo residual (más allá de la inyección de agua) en función del número capilar.

Llevaron a cabo diferentes experimentos en condiciones de yacimiento, para evaluar el comportamiento del tensioactivo en tales condiciones; estos experimentos fueron el desplazamiento del núcleo y en conclusión de que este tensioactivo, podría ser una buena opción para futuras investigaciones como agente EOR a escala de campo (Alamooti & Malekabadi, 2018).



Figura 17: Estructura de una molécula de tensioactivo (Alamooti & Malekabadi, 2018).

Los surfactantes son anfifílicos por naturaleza, estos compuestos estabilizan las mezclas de petróleo y el agua, reduciendo la tensión superficial en la interfase entre las moléculas de aceite y agua, es decir, contienen 2 distintas unidades estructurales:

Cola o grupo hidrofóbica. – Es la cadena de hidrocarburos (Alcalinos), tienen poca afinidad con el agua.

Cabeza o grupo hidrofílica. – Esta puede estar neutra o cargada, teniendo más afinidad con el agua (SNF Floerger, 2016).

Hay tres clasificaciones de surfactantes según la carga existente en la cabeza hidrófila; estos incluyen los no iónicos (sin ninguna carga), aniónicos (con carga negativa),

catiónicos (con carga positiva). Según Gbadamosi el grupo de cola de un surfactante a menudo está formado por una cadena corta de polímeros, una larga cadena de hidrocarburos, una cadena de siloxano o de fluoro carbono. El grupo hidrofílico, por otro lado, está formado por variedades como sulfatos, sulfonatos, cadenas de polioxietileno, carboxilatos, alcoholes o sales de amonio cuaternario (Massarweh & Abushaikha, 2020).

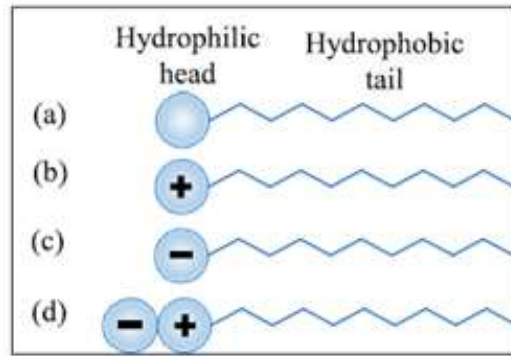


Figura 18: Tipos de tensioactivos según la carga del grupo de cabeza: (a) surfactantes no iónicos, (b) catiónicos, (c) aniónicos y (d) zwitteriónicos (anfóteros)
 Adaptado de: (Massarweh & Abushaikha, 2020).

3.3.1. Comportamiento de Surfactantes en la interfase de fluidos.

La tensión interfacial (A) disminuye a medida que se difunde en la interfase, en el que se absorben las moléculas de surfactantes a bajas concentraciones. No obstante, al incremento de la concentración del tensioactivo el número de moléculas disponibles se absorben en la interfase, debido a ello disminuirá la tensión interfacial (B). También la tensión interfacial permanecerá constante (C), a medida que va aumentando la concentración del surfactante, este se denomina concentración crítica micelar (CCM), esto se da cuando se han formado micelas y la interfase está totalmente saturada.

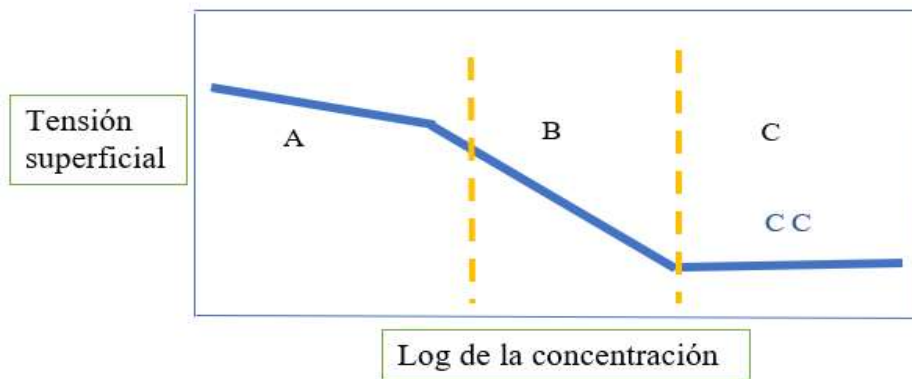


Figura 19: Descripción del comportamiento de la tensión superficial vs la concentración de Surfactantes
 Adaptado de: (Avila Marcillo, 2015).

3.3.2. Propiedades de los Surfactantes.

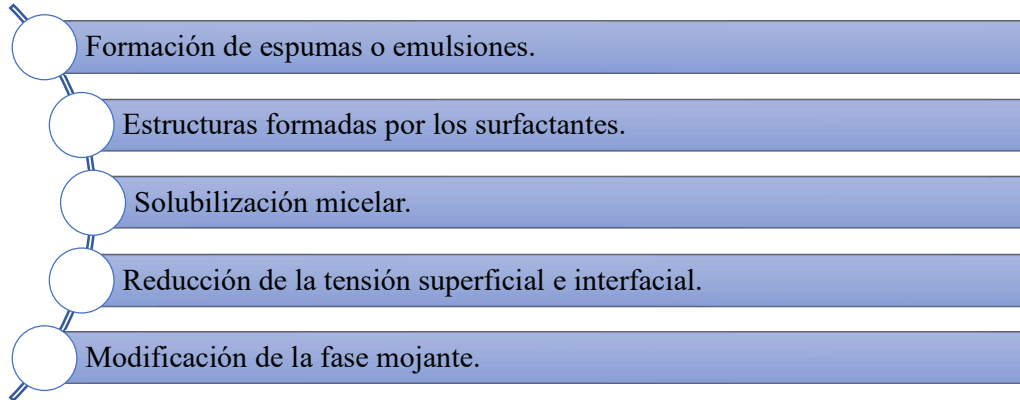


Figura 20: Propiedades de los Surfactantes (Morales & Benavides, 2020).

3.3.3. Parámetros o criterios técnicos mediante la Inyección de Surfactantes.

Para aplicar el método de recuperación mejorada, mediante la inyección de surfactantes se debe considerar los siguientes criterios técnicos:

Tabla 7: Criterios técnicos para la Inyección con Surfactante Adaptado de: (Dávila & Ramírez, 2016).

CRITERIOS TÉCNICOS PARA LA INYECCIÓN CON SURFACTANTES.			
RESERVORIO.		PETRÓLEO.	
Saturación de petróleo % VP.	>30	Gravedad (°API).	>25
Formación.	Se prefiere areniscas.	Viscosidad (cp).	<30
Permeabilidad promedio.	>20 md		
Espesor neto (ft).	>10		
Profundidad (ft).	<9000		
Temperatura (°F).	<175	Composición.	Fracciones intermedias son deseables.
Presión del Reservorio (lpca).	No crítica		
Empuje de agua.	No o débil		
Agua dulce disponible.	No		

Para implementar este proceso se debe tener las características del yacimiento, debido que tiene como objetivo incrementar la producción, entre estas la saturación de petróleo residual debe ser mayor al 30%, la salinidad debe ser menor a 500000 ppm, dado que esta puede afectar a los surfactantes inyectados.

a) Fenómenos fundamentales.

Los surfactantes tienen dos propiedades fundamentales:

La absorción corresponde al desplazamiento para absorberse en las interfases.

Asociarse corresponde a la agregación de polímeros denominadas micelas.

▣ Adsorción.

Es la reducción de tensión superficial o interfacial se da por un surfactante gas- líquido o de la misma manera en un contacto líquido-líquido, denominada tensioactivo, las curvaturas de estas son consecuentes de la tensión, por la formación de gotas, la inestabilidad capilar y fenómenos de estabilidad de interfases.

La absorción mediante surfactante no limita en la interfase fluido-fluido, esta se produce mediante el contacto líquido-sólido, asimismo se puede incluir uno o varios de los efectos siguientes: efecto hidrófobo, atracción polar por la presencia de cargas eléctricas en el sólido, formación de estructuras de baja energía (Salager, 1992).



Figura 21: Adsorción en una interfase sólido-líquido (Salager, Jean Louis, 2002).

Mediante la presencia de la interfase sólido-líquido, el surfactante puede inducir por la parte polar de la cabeza o apolar de la cola. La absorción en presencia de un sólido también se puede dar por las atracciones electrostáticas, ya que no están limitadas con sustancias de surfactantes.

Asociación.

Una solución acuosa está en la capacidad de auto asociación en inyección de surfactantes, este hace que aumente la fase acuosa para establecer la saturación del área interfacial aumentando el número de moléculas disueltas, el efecto hidrófobo de las micelas es la fuerza motriz para su formación, lo cual es la parte apolar del surfactante para el contacto con las moléculas del agua, y así sea favorable del punto energético con las partes apolares de las moléculas del surfactante (Salager, Jean Louis, 2002).

La solubilización es la propiedad importante para las soluciones micelares, que pueden solubilizar sustancias apolares (aceites) en cantidades considerables dentro o en la superficie de las micelas, en estos casos se producen soluciones micelares que contienen poca agua y más petróleo, son denominadas microemulsiones o cristales líquidos según su estado de fluidez, en las soluciones de tensioactivos tienen propiedades importantes para las micelas por ser solubilizante, ya que estas permiten disolver petróleo en agua o viceversa. (Salager, 1992).

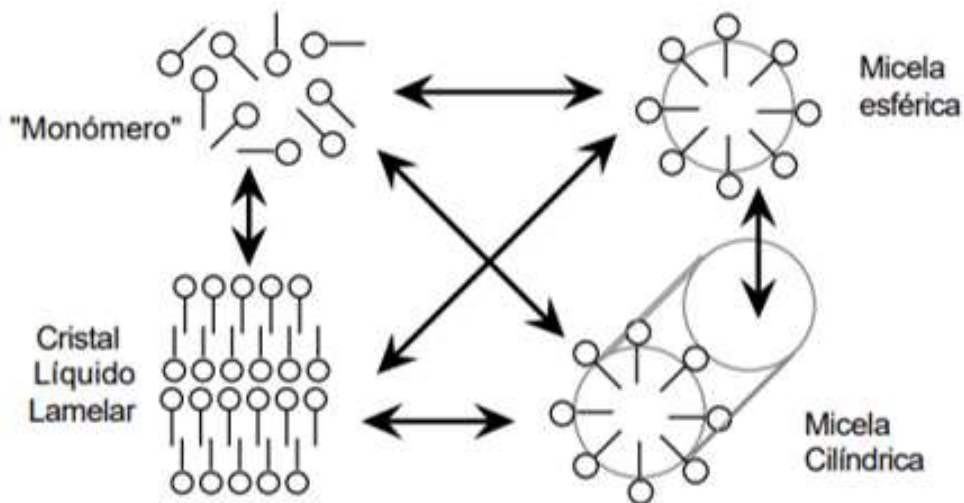


Figura 22: Micela y otras estructuras de auto asociación de moléculas Surfactantes (Salager, Jean Louis, 2002).

3.3.4. Clasificación de los Surfactantes.

a) *Surfactantes Aniónicos.*

✚ *Sulfonatos de Alquilo Arilo.*

El proceso de producción de este surfactante implica una reacción entre el benceno y el tetrámero de propileno que forma el alquilo arilo; con compuestos de alquilo arilo $C_{14} - C_{30}$ se utilizan como hidrofóbicos que interactúan de manera adecuada con el petróleo. La inyección continua de cada surfactante depende de la salinidad óptima, esta puede conducir a la mayor recuperación; la desventaja de estos surfactantes es que no son biodegradables y la ventaja es su capacidad de adaptarse a las condiciones del yacimiento (Shah & Schechter, 1976).

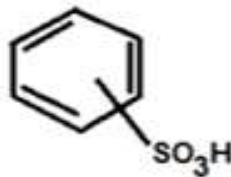


Figura 23: Estructura molecular de un sulfonato de alquilo arilo (Shah & Schechter, 1976).

✚ *Sulfonato de Alquilbenceno (Lineal).*

Este surfactante es tóxico para el agua, es decir, su toxicidad se eleva con el aumento de la salinidad del agua, este tensioactivo en el proceso es capaz de reducir el IFT entre el agua y el petróleo, cabe recalcar que se desempeñan mejor con crudos con un número de carbono de 7 a 10 (Sandersen, 2012).

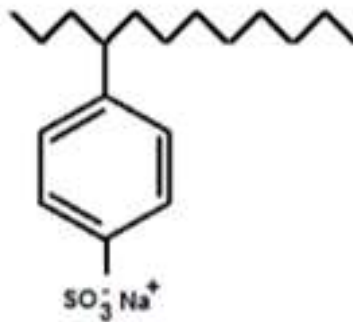


Figura 24: Estructura molecular de un sulfonato de alquilbenceno (Sandersen, 2012).

✚ *Sulfato de Alquilo (AS).*

Son surfactantes que se biodegradan muy fácilmente, por su grupo de sulfato hace que el surfactante sea hidrófilo y soluble en agua, pero es sensible a la temperatura por esta razón se vuelve insoluble en agua a temperaturas elevadas (Shell Chemicals, 2018).

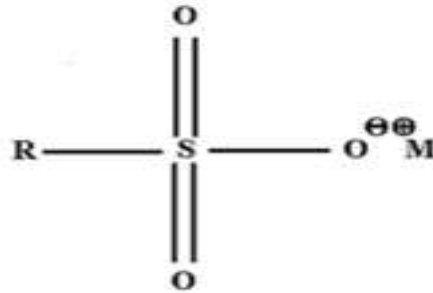


Figura 25: Estructura molecular de un sulfato de alquilo (Shell Chemicals, 2018).

✚ *Sulfato de sodio dodecil 1 (SDS).*

Este surfactante aniónico reduce el IFT, mediante las nanopartículas que mejoran la actividad superficial del surfactante por debajo de su concentración crítica de micelas, la presencia del grupo de sulfato hace que el surfactante sea sensible a la temperatura y su rendimiento disminuya a altas temperaturas del yacimiento (Shell Chemicals, 2018).



Figura 26: Estructura molecular de un dodecil sulfato de sodio Cortesía (Shell Chemicals, 2018).

✚ *Sulfato de Propoxy de Alcohol (APS).*

La estructura de este surfactante aniónico consiste en una cabeza hidrofóbica que es un alcohol ramificado C₁₆₋₁₇ y un grupo de siete óxidos de propileno, funciona correctamente cuando se usa en combinación con sulfonato de olefina interno (IOS), y lograron un 30% de recuperación adicional después de inyectar este surfactante en la recuperación terciaria. Este surfactante es estable en salinidades de hasta 6000 ppm, siendo la salinidad óptima de 4500 ppm (Nekabari, Theophilus, Barifcani, Sarmadivaleh, & Iglauer, 2016).

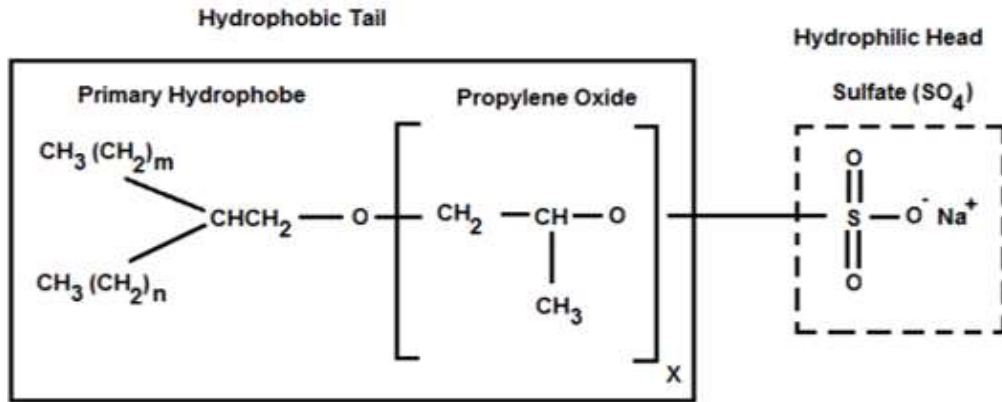


Figura 27: Estructura molecular de un sulfato de propoxy de alcohol.
(Nekabari, Theophilus, Barifcani, Sarmadivaleh, & Iglauer, 2016).

✚ Sulfato de alquilo (o alcohol) etoxi (AES).

Este surfactante aniónico es estable en un pH y salinidad elevada en presencia de álcalis, y a temperaturas de hasta 83°C, durante largos períodos de tiempo incluso en presencia de iones divalentes (Shah & Schechter, 1976).

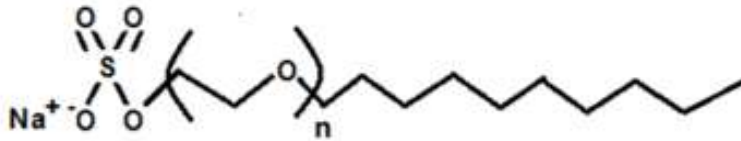
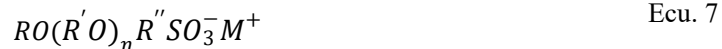


Figura 28: Estructura molecular de un Alquilo (o Alcohol) Sulfato de Etoxi (AES).
(Shah & Schechter, 1976).

✚ Sulfato de alfa olefina.

Este surfactante es muy similar a los sulfonatos de alfa olefina (AOS) y sulfonatos de olefina internos (IOS) cuando se utiliza en los procesos de EOR, aunque se tiene un grupo de sulfato restringe su aplicación en el yacimiento debido a su sensibilidad térmica. Esta inestabilidad se produce por la debilidad del enlace C-O-S como el sulfonato de petróleo, esta puede aumentar la solubilidad de los surfactantes, pero tiende a desestabilizarlo (Hirasaki, Miller, & Pope, 2005).



R: Un radical alquílico, ramificado o lineal, o un arilo alquílico que tiene de 8 a 24 átomos de carbono en la cadena alquílica.

R': Etil o una mezcla de etil y propil con relativamente más etil que propil.

R'' : Etil, propil, hidroxipropil o butilo.

N: Entero de 1-20 y preferiblemente de 2-8.

M^+ = Un catión monovalente como el amonio, el sodio, el litio o el potasio.

✚ *Sulfonato de alquilbenceno ramificado.*

Son surfactantes aniónicos con un comportamiento similar a sulfonato de alquilbenceno lineal, ayuda a mejorar la estabilidad del surfactante a altas temperaturas de la reserva en determinado tiempo, en el nivel de mercado es más caro y menos biodegradable (Nekabari, Theophilus, Barifcani, Sarmadivaleh, & Iglauer, 2016).

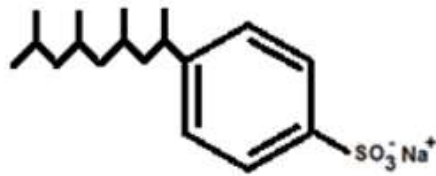


Figura 29: Estructura molecular de un sulfonato de benceno ramificado.
(Nekabari, Theophilus, Barifcani, Sarmadivaleh, & Iglauer, 2016).

✚ *Sulfatos de éter alquílico.*

Los sulfatos de Alquil éter tienen una mejor estabilidad acuosa en comparación con los sulfonatos de olefina internos, pero no son muy estables a altas salinidades. Sin embargo, la adición de más grupos etoxi a su estructura aumenta la estabilidad de los surfactantes en entornos de alta salinidad y alta temperatura (Gbadamosi, Junin, Manan, Agi, & Yusuf, 2019).



Figura 30: Estructura molecular de un sulfato de éter.
(Gbadamosi, Junin, Manan, Agi, & Yusuf, 2019).

✚ *Surfactantes aniónicos géminis.*

Es uno de los más destacados en esta área, son muy estables en soluciones acuosas incluso a altas temperaturas (hasta 85°C) y alta salinidad. Además, logra tensión interfacial ultra baja con estos surfactantes y su adsorción es menor que los surfactantes convencionales (Shell Chemicals, 2018).

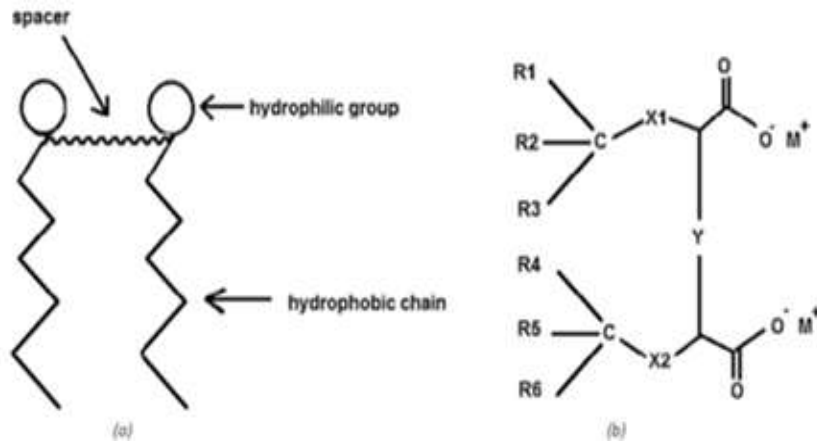


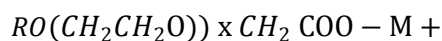
Figura 31: Estructura molecular de un surfactante aniónico Géminis, (b) - Estructura molecular de un Surfactante aniónico Géminis. (Shell Chemicals, 2018).

b) Surfactantes no iónicos.

🚧 Alquilo Ethoxy Carboxilado.

También conocido como carboxilado no iónico, actúa como no iónico a pH neutro y como aniónico a pH alcalino, aumenta la resistividad de este surfactante a altas temperaturas y alta salinidad, la estructura hace que éste sea estable en entornos de alta salinidad, así como la presencia de iones divalentes. La presencia del grupo carboxilo aumenta la estabilidad del tensoactivo en temperaturas más altas del yacimiento (Hirasaki, Miller, & Pope, 2005).

Fórmula molecular del alquilo etoxilado carboxilado.



Ecu. 8

Donde:

R: un grupo alquilo C_8 a C_{18} .

X: un número con un promedio de 1 a 15.

M: un catión de metal alcalino o alcalinotérreo.

🚧 Poliglucósido de alquilo (APG).

Es estable a temperaturas elevadas o en condiciones de alta salinidad, también al añadir disolventes en forma de microemulsión con una longitud de cadena de 14 carbonos, esta estabilidad se debe a la alta energía de interacción entre el agua y las moléculas de APG (Sandersen, 2012).

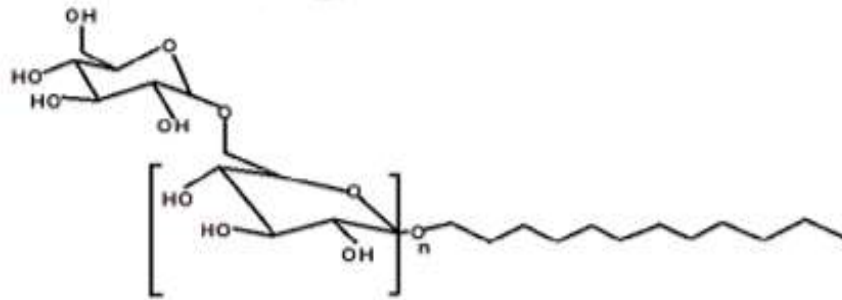


Figura 32: Estructura molecular de un poliglucósido de alquilo (APG).
(Sandersen, 2012).

🚦 Fenoles Alquílicos Polietilados.

Es un tensoactivo no iónico efectivo para la inyección de surfactantes en formaciones que contienen agua de alta salinidad, pero es desventajoso a temperaturas en el rango de 37°C a 51°C (Shah & Schechter, 1976).

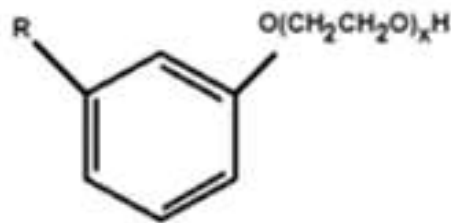


Figura 33: Estructura molecular de un alquilofenol polietoxilado.
(Shah & Schechter, 1976).

🚦 Alcohol secundario "N" Etoxilato/Propoxilato.

Son tensoactivos no iónicos de alta solubilidad, óptimos para la recuperación de petróleo. La mezcla de este surfactante con un catiónico tiene una alta estabilidad acuosa en condiciones difíciles, para altas temperaturas de 100°C y alta salinidad de 200000 ppm (Shell Chemicals, 2018).

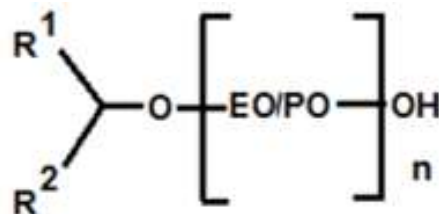


Figura 34: Estructura molecular de un alcohol secundario "N" Etoxilado
(Shell Chemicals, 2018).

Neodol.

Los alcoholes NEODOL se determinan en base al número de átomos entre carbonos presentes en la fórmula química del producto. Los productos recientes de NEODOL de la empresa Shell se enumeran en el siguiente cuadro, estos surfactantes son todos surfactantes no iónicos e hidrofóbicos (Hirasaki, Miller, & Pope, 2005).

Tabla 8: Productos de NEODOL disponibles actualmente en el mercado proporcionados por la compañía Shell.
(Hirasaki, Miller, & Pope, 2005).

Alcohol	Etoxilado/ Propoxilado	
NEODOL 9	NEODOL 1-5- EO	NEODOL 25-12- EO
NEODOL 91	NEODOL 23-1	NEODOL 45-2.25- EO
NEODOL 91-5	NEODOL 23-1- EO	NEODOL 45-7- EO
NEODOL 1	NEODOL 23-3- EO	NEODOL 45-13- EO
NEODOL 23	NEODOL 25-3- EO	NEODOL 91-2.5- EO
NEODOL 25	25 NEODOL 25-5- EO	NEODOL 91-6- EO
NEODOL 45	NEODOL 25-6.5- EO	NEODOL 91-8- EO
NEODOL 67	NEODOL 25-7- EO	NEODOL 375 -POS
NEODOL 135	NEODOL 25-9- EO	NEODOL 67-7 POS

Alcohol tridecílico 30 Etoxilado (TDA 30 EO).

Es un surfactante no iónico, su aplicación se da a altas temperaturas de 100°C y con alta salinidad de 200000 ppm. Estos parámetros determinan que sea más efectivo el surfactante en la recuperación de petróleo (Gbadamosi, Junin, Manan, Agi, & Yusuf, 2019).

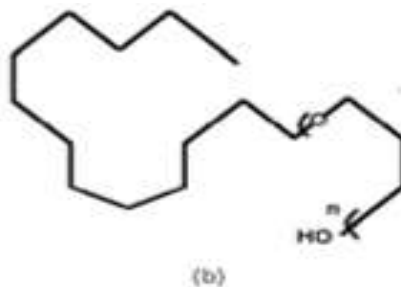


Figura 35: Fórmula química del alcohol tridecílico 30 etoxilado.
(Gbadamosi, Junin, Manan, Agi, & Yusuf, 2019).

✚ Trifenilmetano (TPM).

La inyección de este tensoactivo es aceptable en la adsorción arenisca-arcilla, tiene buena estabilidad en condiciones de alta salinidad en tetradecil sulfato de sodio (TDS) en 18.6%, si existen iones divalentes a altas temperaturas ($>70^{\circ}\text{C}$) (Hirasaki, Miller, & Pope, 2005).

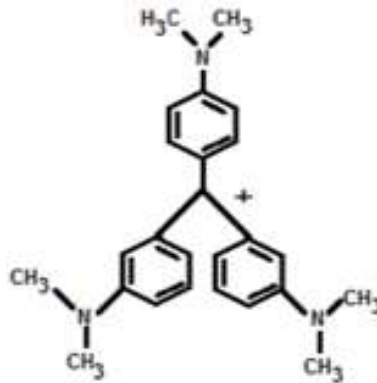


Figura 36: Estructura molecular de un trifenilmetano.
(Hirasaki, Miller, & Pope, 2005).

✚ *Surfactantes de Tergitol.*

Para aplicar el Tergitol se da por nanoemulsiones, que evalúa su eficiencia en yacimientos por las propiedades físicas-químicas que muestran un gran potencial, para disminuir la saturación de petróleo residual después de una inyección de agua. Sus resultados experimentales mostraron que el 30% del petróleo original en sitio (OOIP) se recuperó después de la inyección de agua, inyectando las nanoemulsiones (Nekabari, Theophilus, Barifcani, Sarmadivaleh, & Iglauer, 2016).

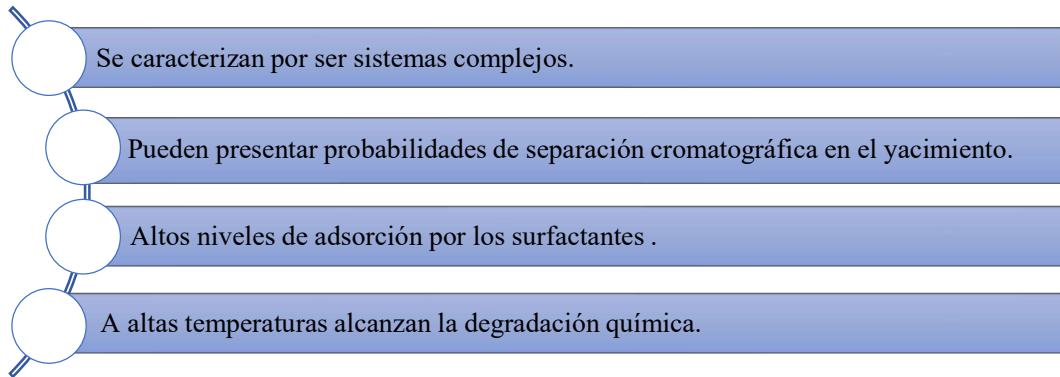
c) Limitaciones y problemas de la Inyección de Surfactantes.

Para realizar el método de recuperación mejorada con inyección de surfactantes depende de las siguientes limitaciones (Dávila & Ramírez, 2016):

- ✚ Tener una eficiencia areal de barrido al 50% por la inyección de agua.
- ✚ No estimar altas cantidades de yeso, arcillas y anhidrita.
- ✚ Óptimo en formaciones homogéneas.
- ✚ La salinidad del medio acuoso debe ser menor a 500000 ppm.

d) Problemas:

Para realizar el método de recuperación mejorada con inyección de surfactantes depende de las siguientes consideraciones (Dávila & Ramírez , 2016):



*Figura 37: Consideraciones para la Inyección de Surfactantes
(Dávila & Ramírez, 2016).*

CAPÍTULO IV

4. METODOLOGÍA

4.1. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

En este capítulo, se describe los procesos químicos con ayuda de los surfactantes para la recuperación mejorada de petróleo, mediante un modelo base de simulación química para el campo Pacoa, así mismo la información o valores obtenidos son de diferentes fuentes, para obtener los resultados requeridos de dicho modelo.

Se inicia con la descripción del tipo de simulador utilizado, por medio de secciones o módulos, del mismo modo el mecanismo requerido para establecer los puntos o espesores del mapa estructural, y así elaborar la respectiva malla. Luego se explica el proceso para la inyección de surfactantes en el simulador, luego se detalla sucesivamente en las ventanas del simulador la metodología aplicada en el modelo base.

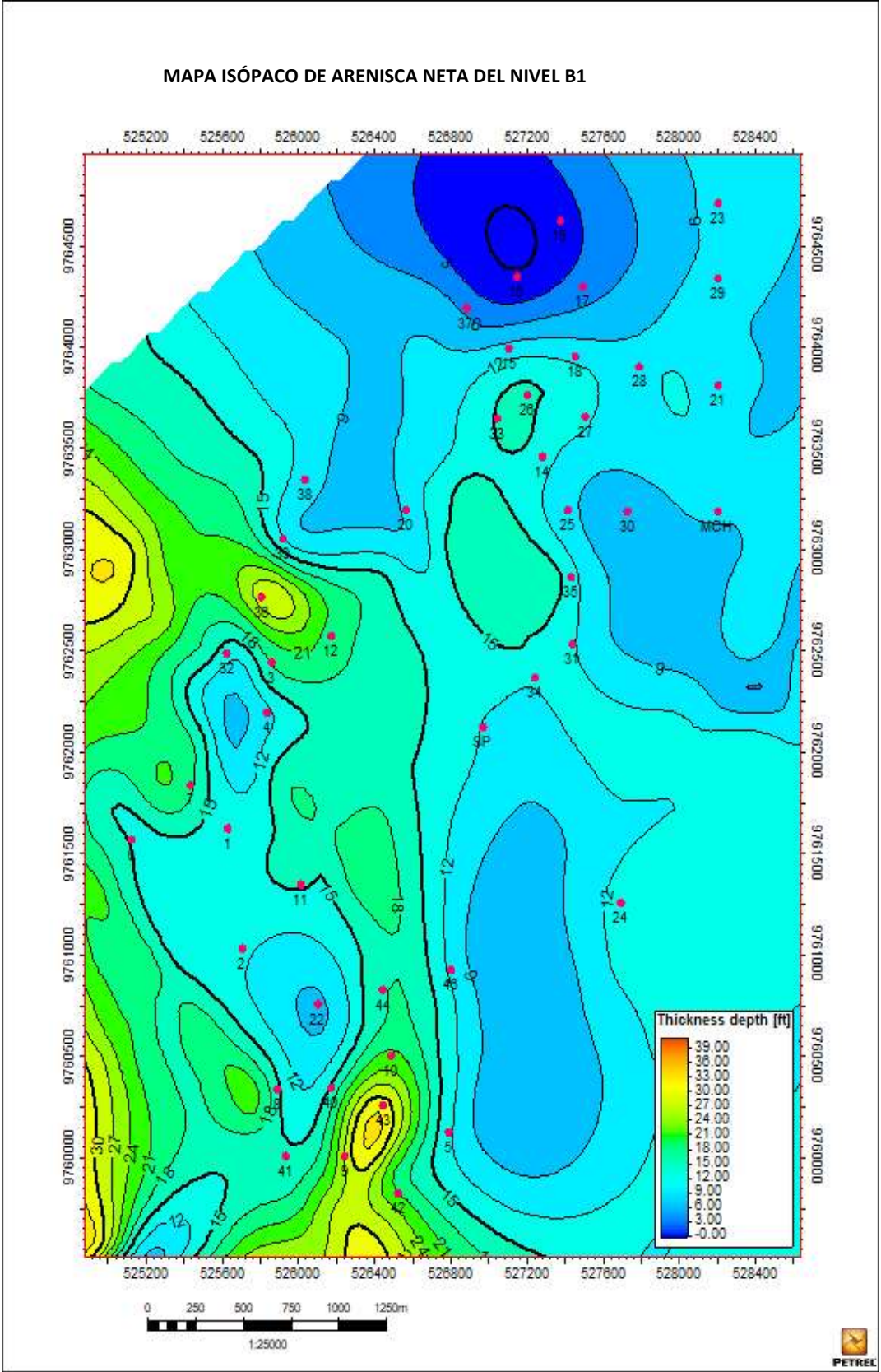
En el modelo base se utilizó el simulador CMG (Computer Modelling Group), para la creación de la malla en la presente tesis, el programa CMG consta con las aplicaciones IMEX utilizado para la simulación de petróleo negro convencional, también para la simulación de yacimientos STARS y GMSH para desarrollar mapas de superficies de contornos y espesores (CMG, 2007).

4.1.1. Mapas isópacos.

Los espesores mayores de arenisca en el nivel C de la formación Socorro, se encuentran en dirección al noroeste y parte sur del campo Pacoa, además en la parte norte-noreste se encuentra alineado a la variación de espesor.

En el nivel B tiene los mayores espesores de arenisca neta, ubicados en la parte noroeste y suroeste, por otra parte, la variación de espesor se encuentra en dirección al norte-noreste del campo Pacoa (Cuadros, 2018).

La base para realizar la respectiva malla está en los mapas isópacos de las dos arenas más productivas (C y B) como se muestra a continuación:



*Figura 38: Mapa Isópaco de la arena B
(Cuadros, 2018).*

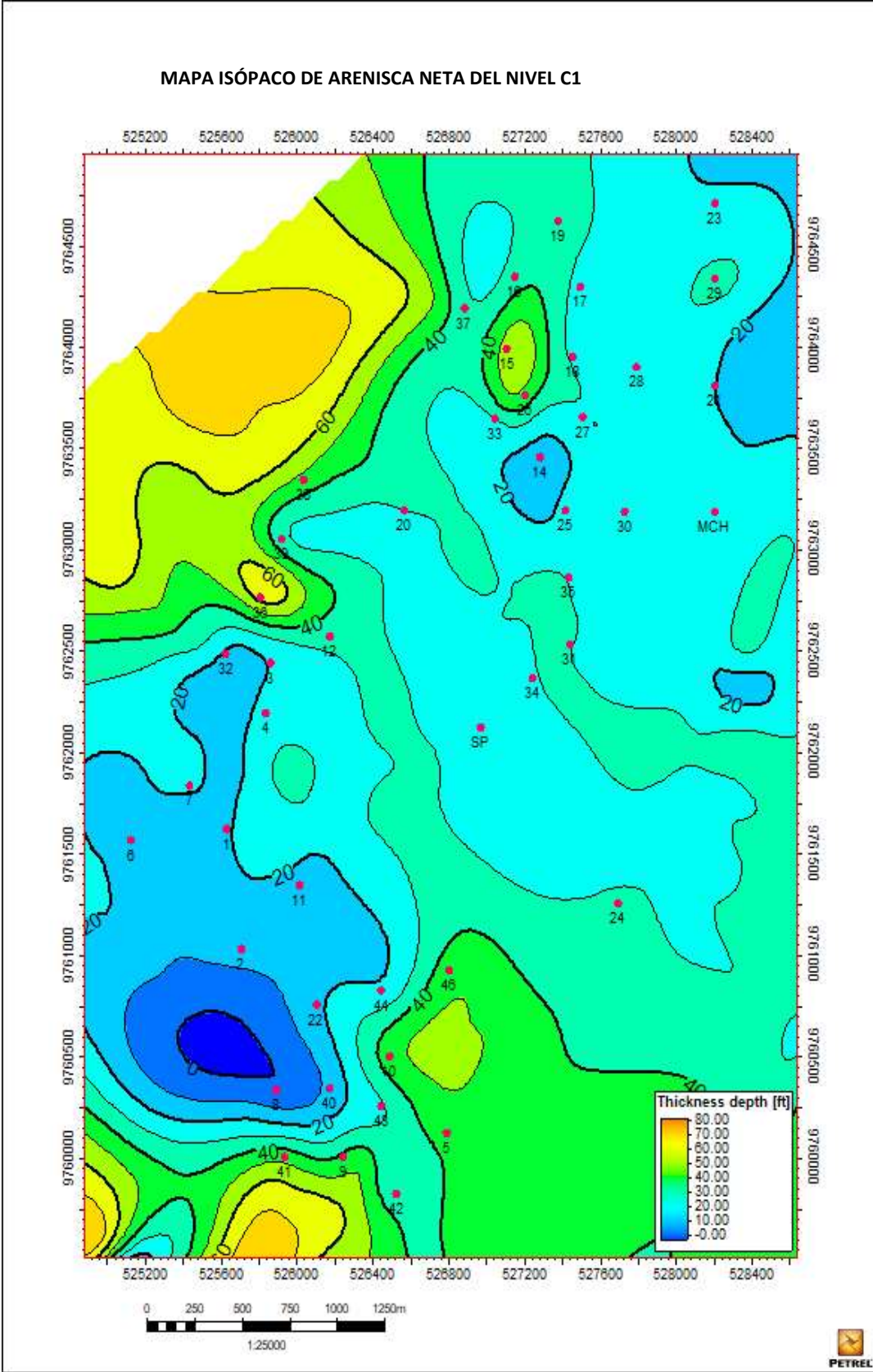


Figura 39: Mapa Isópaco de la arena C (Cuadros, 2018).

4.1.2. Programa GMSH.

GMSH es un software que se utiliza para crear el mallado de figuras bidimensionales y tridimensionales. En la actualidad no solo se emplean para fines básicos académicos sino también en entornos universitarios, por lo que ha sido mejorado lo suficiente con diseño CAD, visualización y herramientas de cálculo vectorial, diferencial y complejo, entre otros.

El software GMSH presenta módulos: geométrico, mallado, resolución y post procesado. En el módulo geométrico es posible dibujar una figura con capacidades limitadas. El módulo de mallado puede ser utilizado a continuación de las definiciones geométricas y así crear mallados en una, dos y tres dimensiones. El módulo de resolución involucra a ciertos sistemas externos programadas por el usuario. En el módulo de post procesado se puede realizar operaciones diferenciales, vectoriales, herramientas para trabajar con números complejos y funcionalidades para extraer datos de las distribuciones de datos de entrada.

4.2. Módulo geométrico

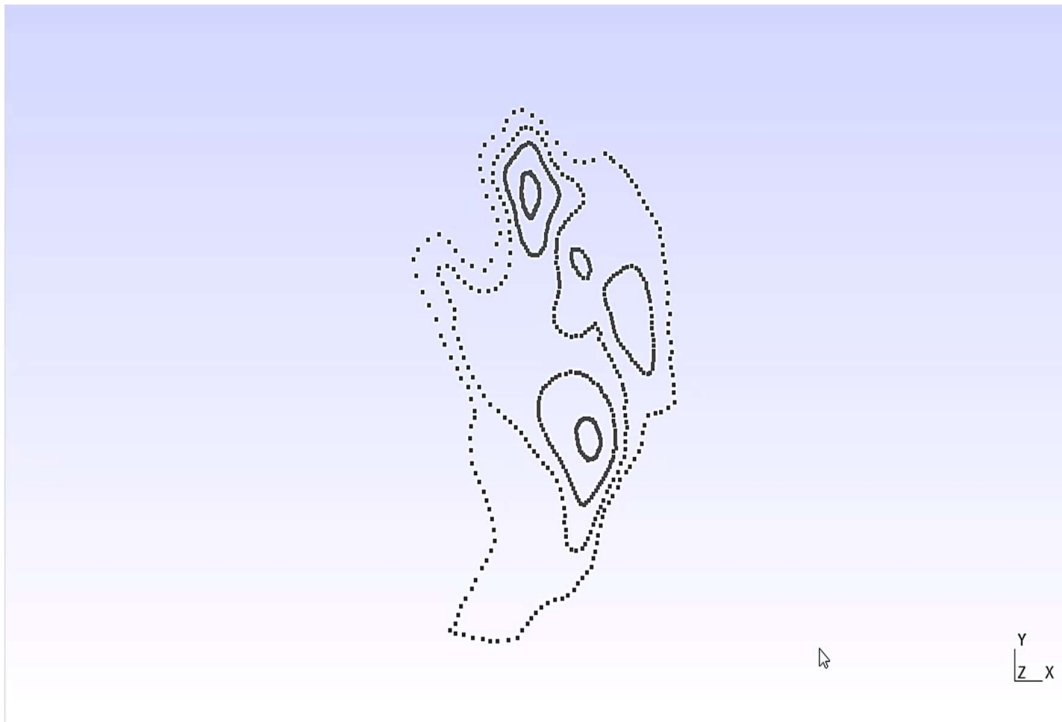
Este módulo indica la creación del mapa de estructura con sus respectivos puntos de contornos, que se realizaron con el software Gmsh. Por ende, se necesitó los mapas isópacos de las arenas que más producen del campo, que podemos encontrarlas en la Fig. 37 y Fig. 38, posteriormente se detalla el procedimiento:

- 1) Se inicia importando el mapa de contorno en Gmsh.
- 2) Luego de importar el mapa de contornos, se procede a la sección de módulos donde se despliega y aparece 'Geometry', luego se da clic en 'Elementary entities', esta nos brinda varias opciones, donde se selecciona 'Add', para crear el mapa de contornos.
- 3) Después se dibuja y se toman punto a punto todos los contornos del mapa, guardando en el archivo geo.
- 4) Mientras se crean los puntos, se anotan aparte para saber de dónde empieza y termina cada capa.
- 5) Estos puntos son copiados en un block de notas, eliminando los signos +.
- 6) El block de notas es importado a Excel, se crea 2 archivos uno donde se encuentren todos los puntos y otro para los puntos ordenados por cada capa.

7) Para aquello se utiliza los valores de X y Y, pero no se escoge los valores de 1 ni el de 0 del archivo geo.

8) Por último, el archivo es guardado en formato 'bna'.

Es necesario recordar si no contamos con la información geológica, se debe tener el mapa de contorno del yacimiento.



*Figura 40: Mapa isópaco en GMSH de la arenisca B.
(Software Gmsh, versión 2020)
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

Los puntos agregados en el módulo geométrico pueden ser observados con numeraciones. Cabe recalcar que a partir de los puntos en el espacio es probable que se pueda construir círculos y elipses, con los que se pueden ir definiendo las superficies, volúmenes, etc, que constituyen la figura buscada. Por tal razón el archivo es guardado con *.geo para poder realizar la respectiva malla.

En total fueron 639 puntos dibujados y definidos para la arena B, cada uno con sus respectivas coordenadas, en x, y, z como se muestra en la siguiente tabla elaborada en formato de Microsoft Excel, indispensable para ser usado en el programa CMG. De la misma manera se realizó el procedimiento para la arena C a diferencia de un total de 1009 puntos.

*Tabla 9: Coordenadas de cada punto del mapa isópaco de la arenisca B.
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

N°	Coordenada en x	Coordenada en y	Coordenada en z	Volumen
Point(1) =	165,9	447,4	0	1,0};
Point(2) =	165,5	449,7	0	1,0};
Point(3) =	166,3	450,9	0	1,0};
Point(4) =	167,2	451,9	0	1,0};
Point(5) =	168,9	452,4	0	1,0};
Point(6) =	170,1	452,7	0	1,0};
Point(7) =	171,5	453,1	0	1,0};
Point(8) =	173,3	453,2	0	1,0};
Point(9) =	174,1	452,3	0	1,0};
Point(10) =	175	451,2	0	1,0};
Point(11) =	176	449,9	0	1,0};
Point(12) =	177	448,7	0	1,0};
Point(13) =	177,7	446,9	0	1,0};
Point(14) =	179	445,9	0	1,0};

*Tabla 10: Coordenadas de cada punto del mapa isópaco de la arena C
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

N°	Coordenada en x	Coordenada en y	Coordenada en z	Volumen
Point(1) =	143	239,9	0	1,0};
Point(2) =	147,3	239,5	0	1,0};
Point(3) =	149,9	239	0	1,0};
Point(4) =	154,1	238,2	0	1,0};
Point(5) =	159,5	236,2	0	1,0};
Point(6) =	163,3	234,6	0	1,0};
Point(7) =	168,2	231,7	0	1,0};
Point(8) =	173,1	227,4	0	1,0};
Point(9) =	175,7	224	0	1,0};
Point(10) =	179,5	220,3	0	1,0};
Point(11) =	182,5	214,5	0	1,0};
Point(12) =	187	209,9	0	1,0};
Point(13) =	189,8	204	0	1,0};
Point(14) =	190,4	198,1	0	1,0};

4.3. CREACIÓN DE LA MALLA DE SIMULACIÓN

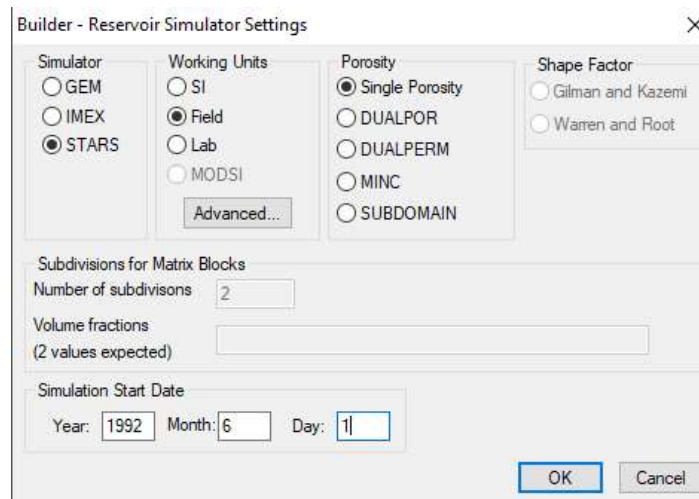
4.3.1. Programa CMG.

CMG es un software que se encarga de modelar un reservorio con parámetros estáticos y dinámicos, con la finalidad de desarrollar futuras predicciones en la producción de fluidos. Una de las herramientas que proporciona este software es Builder, que permite crear modelos de simulación complejo y realizar una comparación rápida de diferentes aditivos químicos EOR.

Los módulos utilizados del programa son varios como control, reservorio, componente, roca-fluido, condiciones iniciales, pozos, los cuales se detallarán a continuación:

a) *Módulo I/O Control.*

La información que podemos encontrar en este módulo es sobre el tipo de simulación, fecha de inicio, unidades de trabajo, el tipo de porosidad, como se detalla en la siguiente figura. La simulación se inicia el 1 de enero del 2021.



*Figura 41: Módulo I/O control
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*


Seleccionamos Stars, debido a que nuestro proyecto se basa en la aplicación de un método EOR, además este tipo de simulador es un modelamiento avanzado de procesos de recobro que involucran vapor, solventes y químicos.

b) Módulo yacimiento.

Obtenidos los puntos con sus respectivas coordenadas, se adjunta al programa el documento guardado con la extensión “bna”. Una vez cargado el mapa isópaco se crea la malla seleccionando el punto de esquina ortogonal e ingresamos las dimensiones, y se visualiza como el mallado se ajusta automáticamente al mapa isópaco como se muestra a continuación.

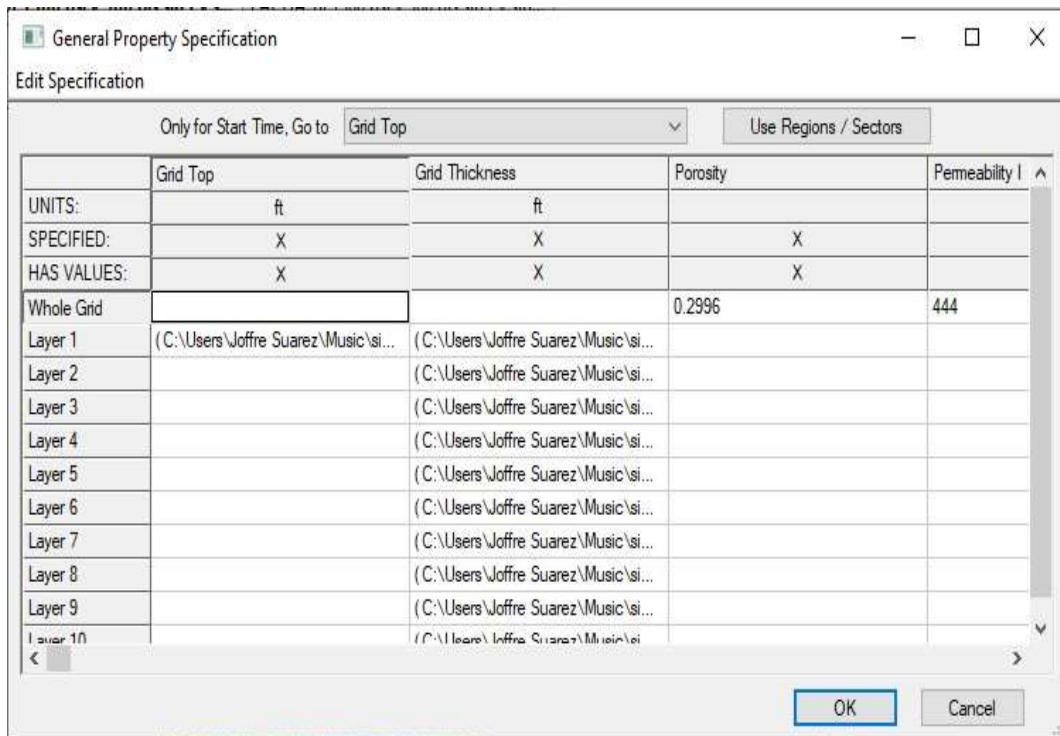


*Figura 42: Dimensiones de la malla de la arena B
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas*

 **Propiedades de la roca.**

Se procede a ingresar los archivos correspondientes a la profundidad y espesor del yacimiento, en el programa se los encuentra como “Grid Top” y “grid Thickness” respectivamente; en Grid Thickness se le asigna el 10% del espesor del yacimiento, debido a que nuestro reservorio se encuentra dividido en 10 capas.

Para observar el mapa isópaco con respecto a la profundidad hay que agregarle valores, y para ello se debe ingresar a “especificar propiedades”, nos ubicamos en Grid Top de la casilla en la capa 1 se ingresa el mapa geológico, para después marcar en mapa de contorno asignándole el valor o la ruta del archivo en formato bna (Depth B1.bna). Cabe recalcar que solo se agrega el valor en esta casilla como punto de origen de datos.



*Figura 43: Adjunto del archivo Depth B1.bna
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

El mismo procedimiento se realiza para el espesor “Grid Thickness” con la diferencia que se carga el archivo “Thickness B1.bna” y se asigna el valor de 0.1 (10%), a continuación, se copia y pega la dirección creada para las capas restantes. Se deja seleccionado la opción de interpolar mapa de contorno y finalmente se muestra el mallado creado en su totalidad.

Este módulo no solo permite ingresar profundidad, espesor, permeabilidad, porosidad sino también definir varias condiciones iniciales del yacimiento como presión, temperatura, saturación, entre otras.

Se puede observar el mallado bidimensional y tridimensional con respecto a la profundidad y espesor, como se muestran en las siguientes figuras.

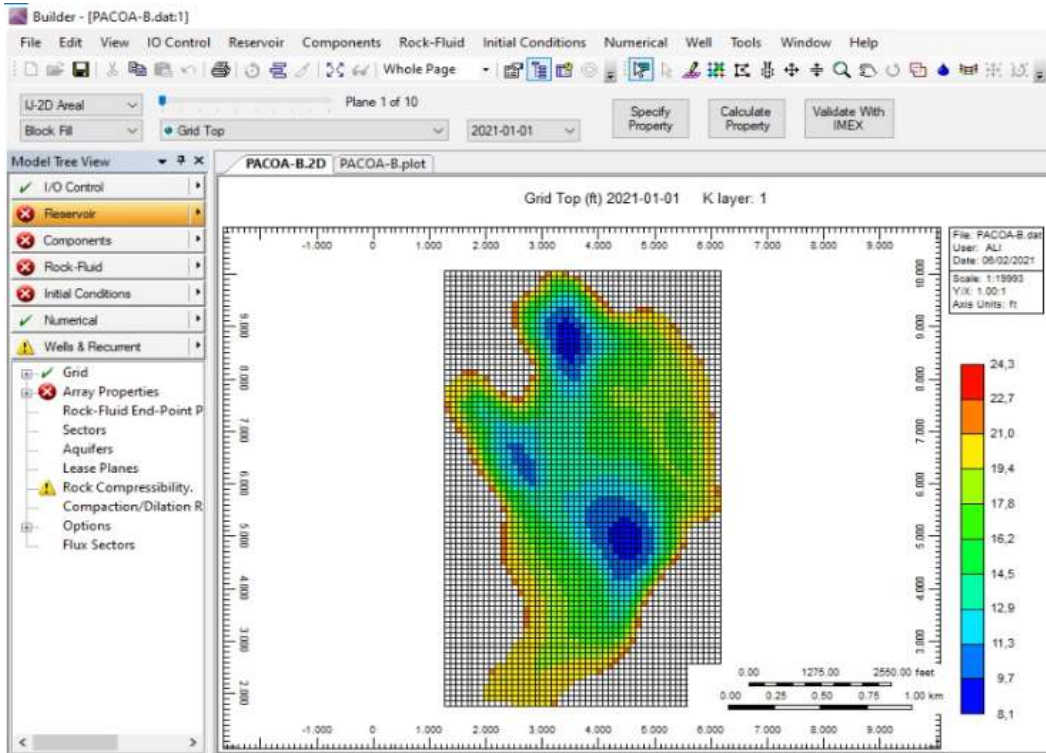


Figura 44: Mallado 2D con respecto a la profundidad de la arenisca B
 (Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
 Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.

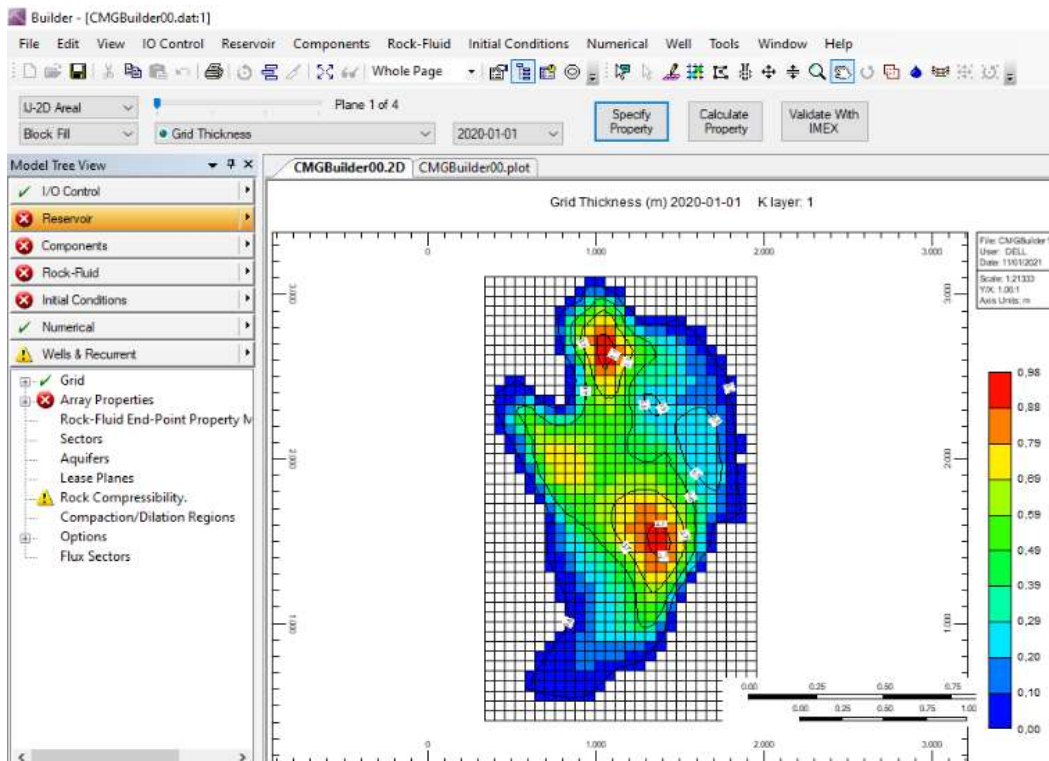
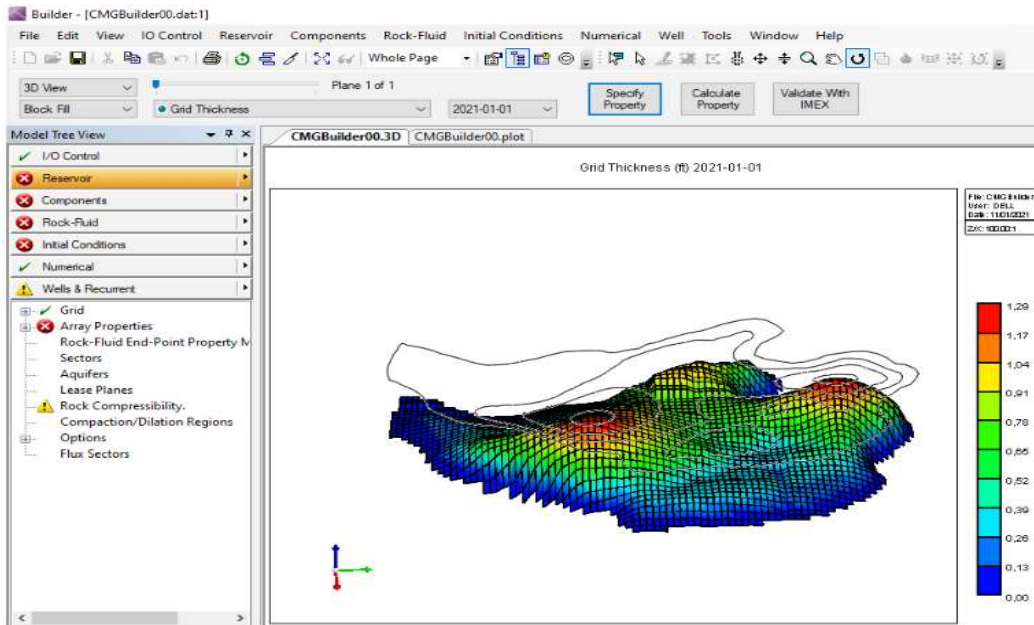


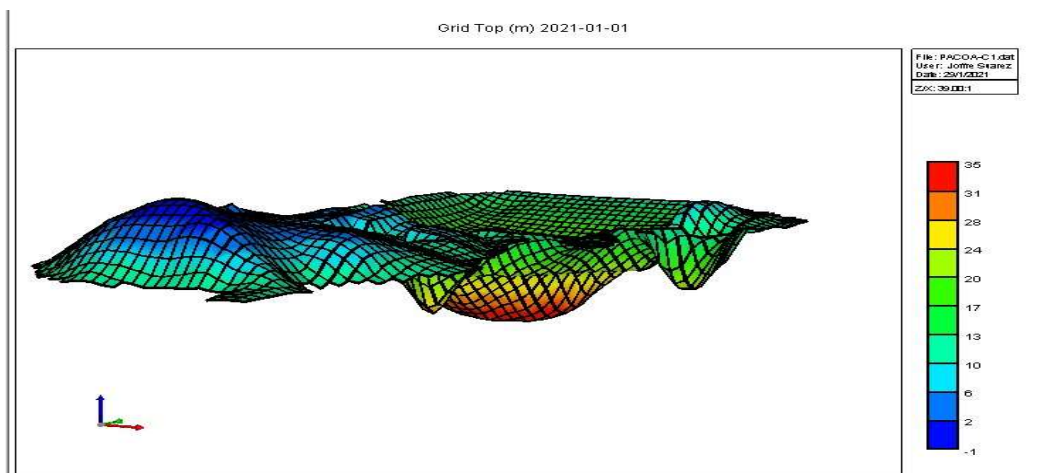
Figura 45: Mallado 2D con respecto al espesor de la arenisca B
 (Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
 Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.

Para culminar con este módulo se ingresa los valores de porosidad (29.96%) y permeabilidad (444 md); la permeabilidad en j es igual a la permeabilidad en i, y para la permeabilidad en k corresponde al 10% de la permeabilidad en i.



*Figura 46: Mallado 3D de la arena B
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

El mismo procedimiento se realiza para la arena C, sin embargo, esta es descartada debido a su alta tortuosidad, no existe una buena conductividad como se muestra en la figura, por lo tanto, la inyección de surfactantes no sería una opción en esta arena. Motivo por el cual la arena B es la más óptima para realizar este proyecto.



*Figura 47: Mallado de la arena C
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

c) **Módulo Componente.**

En este módulo se genera los datos PVT ingresando la información disponible de la arena B. Damos clic en “Launck the Blackoil PVT”, esta sección permite ingresar los datos mínimos y necesarios para obtener los PVT.

Este módulo también permite definir las características del fluido que se encuentra en el yacimiento como viscosidades, compresibilidades, densidades, entre otras.

1. Se crea la región PVT1, luego se da clic en el botón herramientas y selecciona generar tabla PVT utilizando correlaciones, además, se ingresa los valores como muestra la siguiente figura.

#	Description	Option	Value
1	Reservoir temperature		97 F
2	Generate data upto max. pressure of		600 psi
3	Bubble point pressure calculation	Value provided	400 psi
4	Oil density at STC(14.7 psia, 60 F)	Stock tank oil gravity (API)	40.8
5	Gas density at STC(14.7 psia, 60 F)	Gas gravity (Air=1)	0.772
6	Oil properties (Bubble point, Rs, Bo) correlations	Standing	
7	Oil compressibility correlation	Glaso	
8	Separator temperature		
9	Separator pressure		
10	Dead oil viscosity correlation	Ng and Egbogah	
11	Live oil viscosity correlation	Beggs and Robinson	
12	Gas critical properties correlation	Standing	
13	Critical pressure		
14	Critical temperature		
15	Non-hydrocarbon gas correlation	Not used	
16	H2S mole fraction (optional)		

Set/Update Values of Reservoir Temperature, Fluid Densities in Dataset

OK Cancel Apply Help

*Figura 48: Tabla PVT usando correlaciones
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

2. A continuación, se muestra el resultado de la tabla PVT generando los siguientes datos.

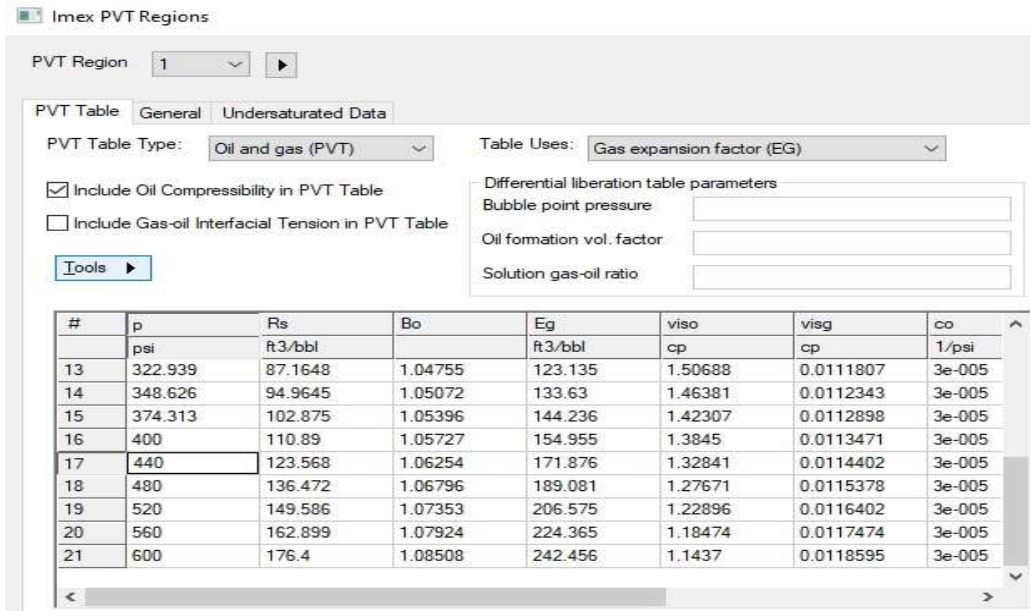


Figura 49: Valores generados mediante el modelo de petróleo negro (Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.

3. De igual manera ingresamos nuevamente los datos en la ventana general, cabe destacar que los datos de las propiedades del agua ingresadas son a condiciones normales. Luego nos aparecerá la siguiente ventana, donde se debe ingresar manualmente la presión del punto de burbujeo y la temperatura del yacimiento.

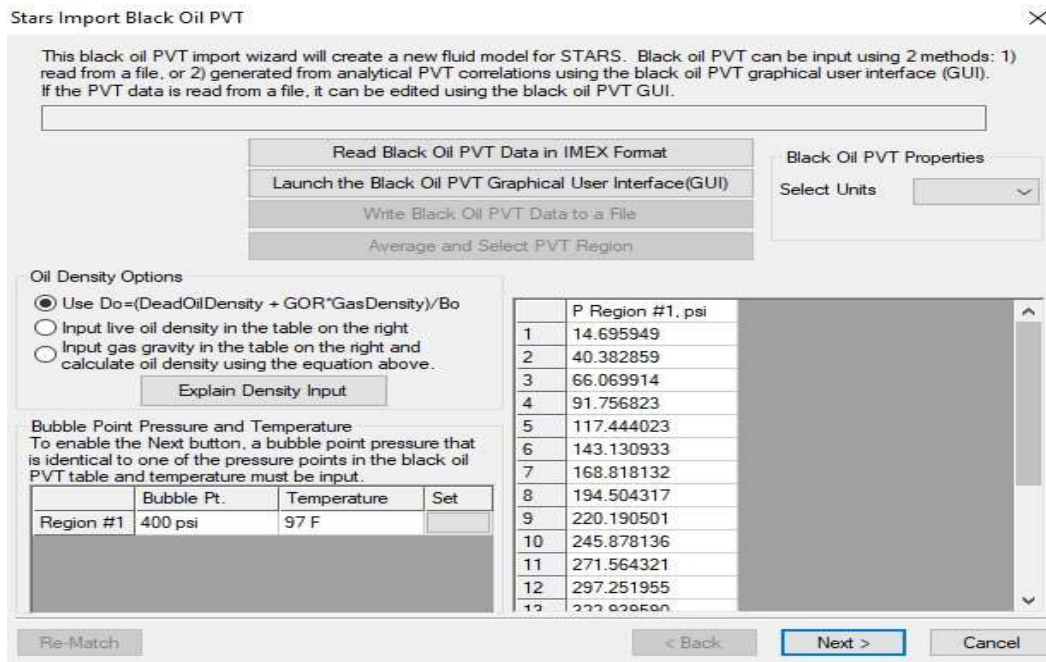
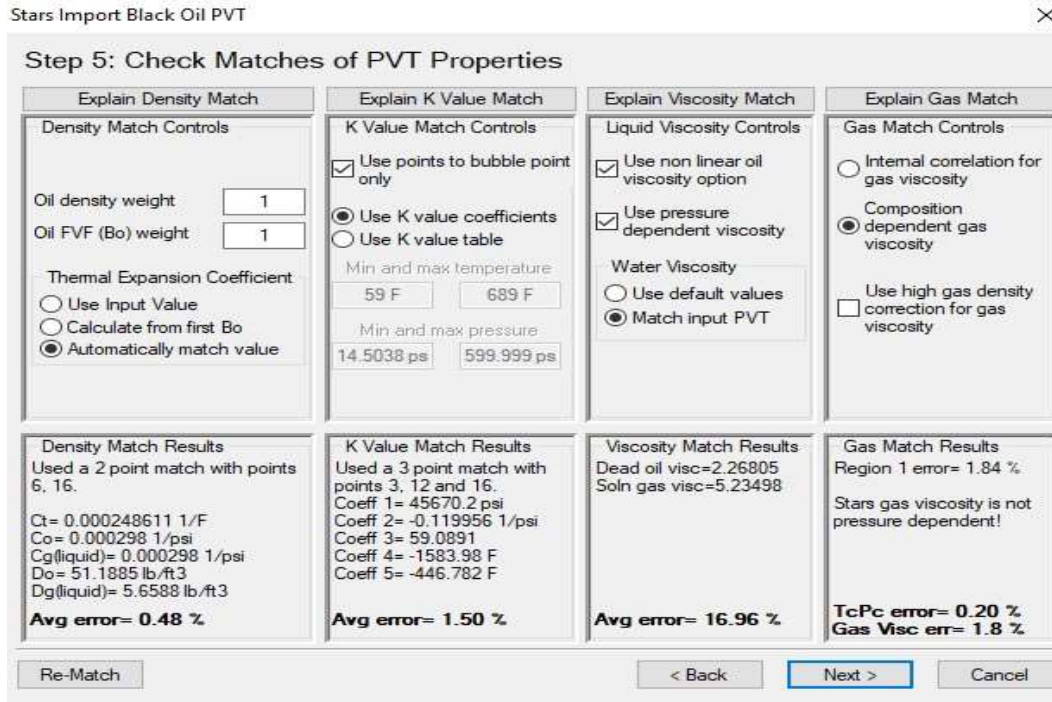


Figura 50: Start Import Black Oil PVT (Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.

4. Una vez ingresada la información en el modelo de Black Oil, se observan los datos generados, aunque pueden ser modificados directamente en la tabla PVT. Seleccionamos las condiciones o controles que nos den el menor error promedio a las correlaciones utilizadas.



*Figura 51: Error en las propiedades PVT.
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

d) Módulo Roca- Fluido.

Este módulo Rock Fluid, nos permite definir el comportamiento de las fases presente (agua, petróleo y gas), es decir, cómo se mueve una con respecto a otra, en este caso nuestro yacimiento es preferentemente mojado por agua.

En este módulo se determina las propiedades que intervienen en la interacción roca fluido, para generar las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar.

Se desplazan varias opciones donde se escoge Create/Edit Rock Types, se abre una subpestaña en el que selecciona Tools y se elige Generate Tables Using Correlations, donde se desplazan las curvas de permeabilidades relativas como se muestra a continuación.

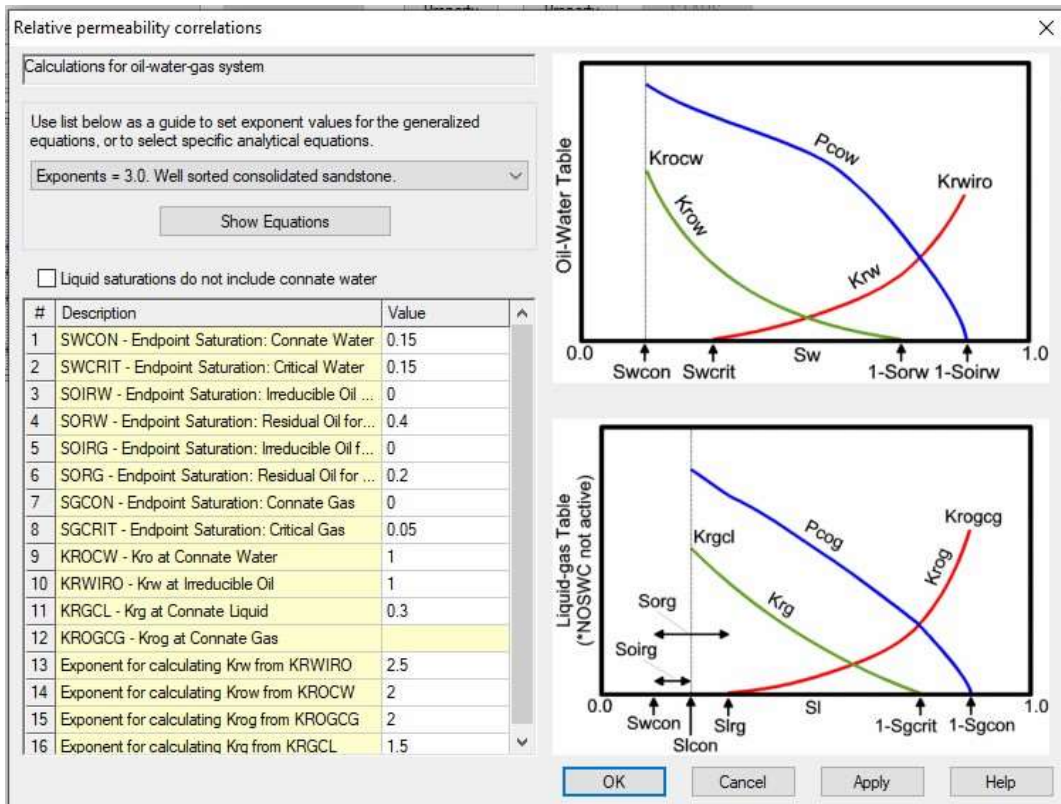
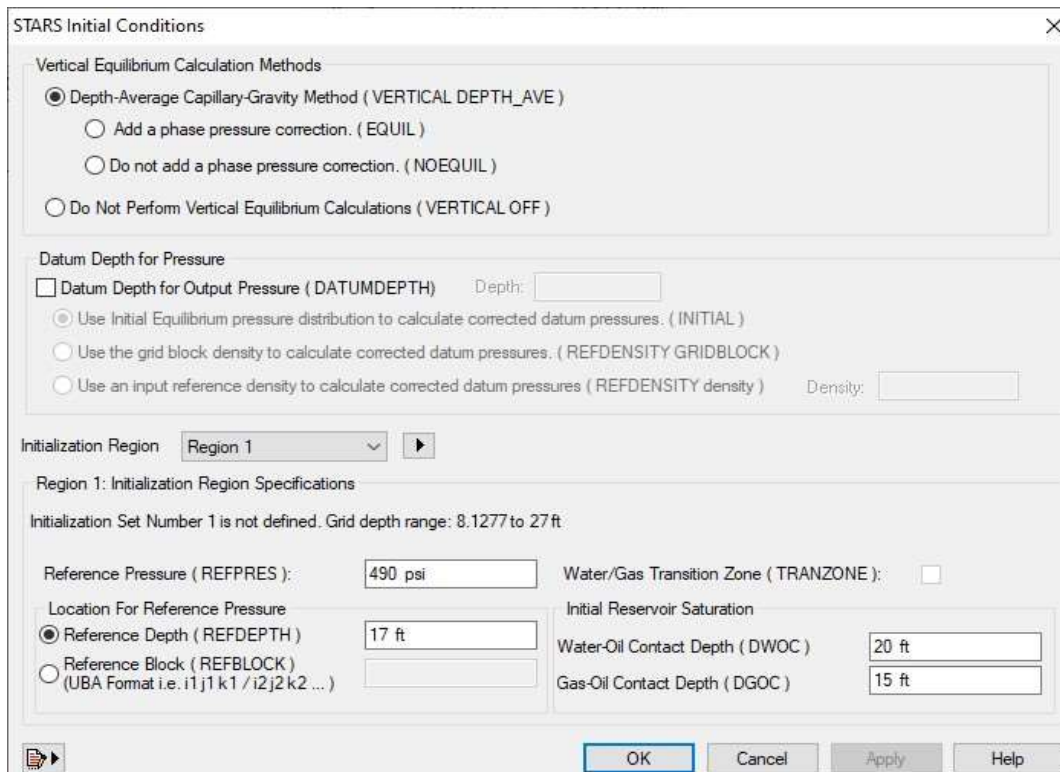


Figura 52: Correlaciones de permeabilidad relativa (Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019). Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.

e) Condiciones iniciales.

En este módulo Initial Conditions, nos permite puntualizar las condiciones en las que se encontraba inicialmente el yacimiento, antes de empezar con la simulación. Las condiciones como la presión del yacimiento, profundidad media de la arena de interés, y el contacto agua-petróleo para el modelo de la malla, como se muestra a continuación:



*Figura 53: Condiciones Iniciales
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

f) Métodos numéricos.

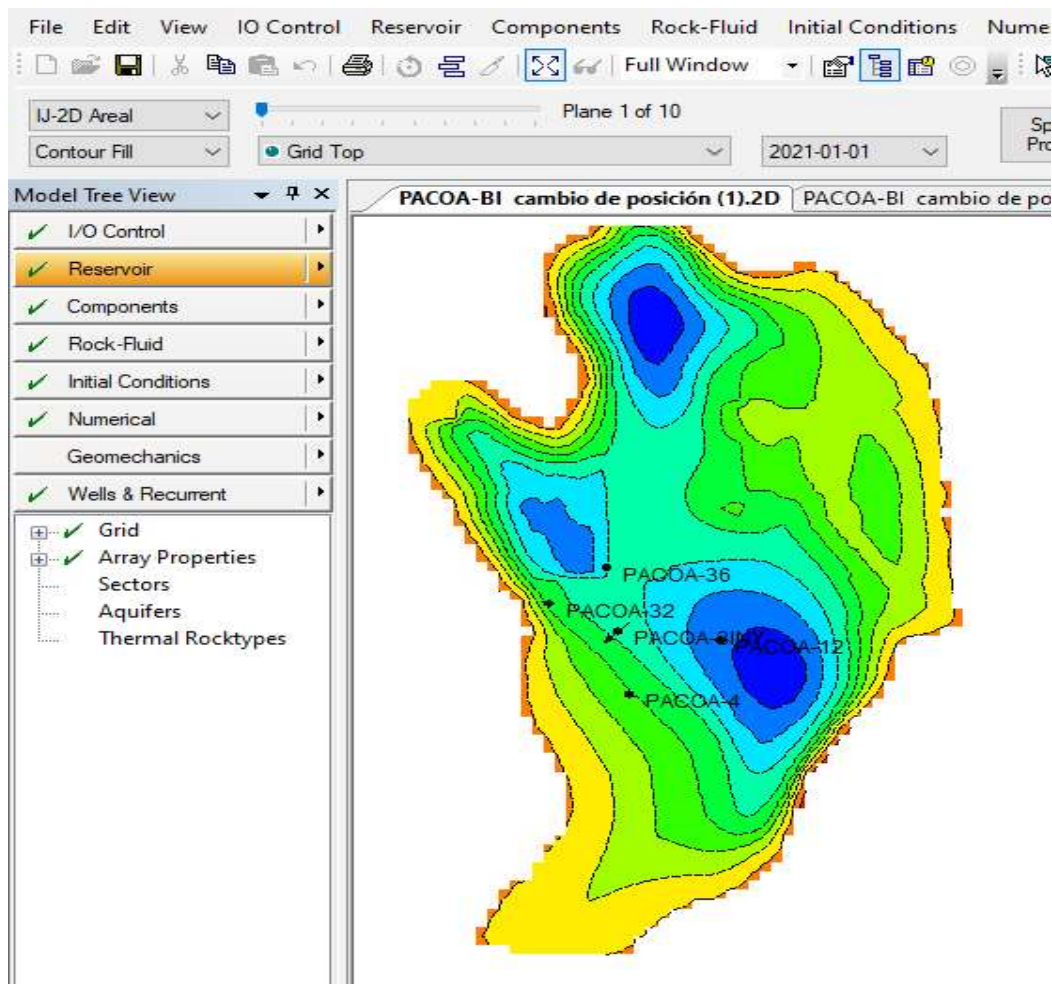
En este módulo se detalla el período de tiempo, saturación, presión, entre otros. Se debe tener presente que los valores establecidos son de manera predeterminados, motivo por el cual los valores diferentes no se asignan.

4.4. ARREGLO DE POZOS

Cuando ya tenemos configurado el modelo del yacimiento, se realizará un arreglo de 5 pozos donde escogemos el arreglo invertido, el inyector en el centro y en las esquinas 4 productores. Para este modelo de simulación se escogió pozos del campo Pacoa: PAC 3, PAC 4, PAC 12, PAC 32, PAC 36, donde el PAC 3 se encuentra cerrado y se transforma en inyector.

*Tabla 11: Coordenadas en CMG del pozo inyector a los productores.
 (Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
 Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

POZOS	PAC 36 a PAC 3	PAC 12 a PAC 3	PAC 4 a PAC 3	PAC 32 a PAC 3
COORDENADAS EN X	3641.66 3837.48	4638.63 3837.48	3745.41 3837.48	3041.82 3837.48
COORDENADAS EN Y	9652.23 9164.98	9164.98 9164.98	8567.9 9164.98	9360.12 9164.98
DISTANCIA (ft)	525.03	801.15	604.4	819.24
DISTANCIA (m)	1722.1112	2627.772	1981.5691	2687.1078



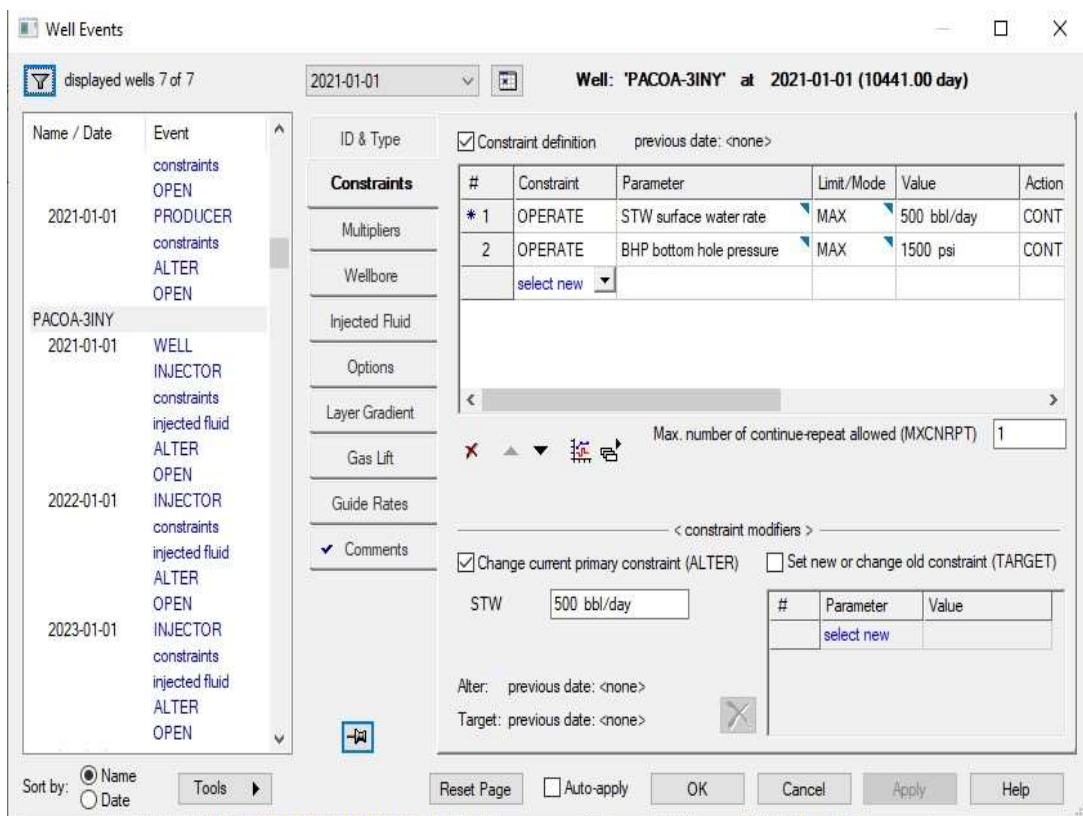
*Figura 54: Ubicación de pozo inyector y productores.
 (Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
 Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

4.4.1. Modelo pozos y datos recurrentes.

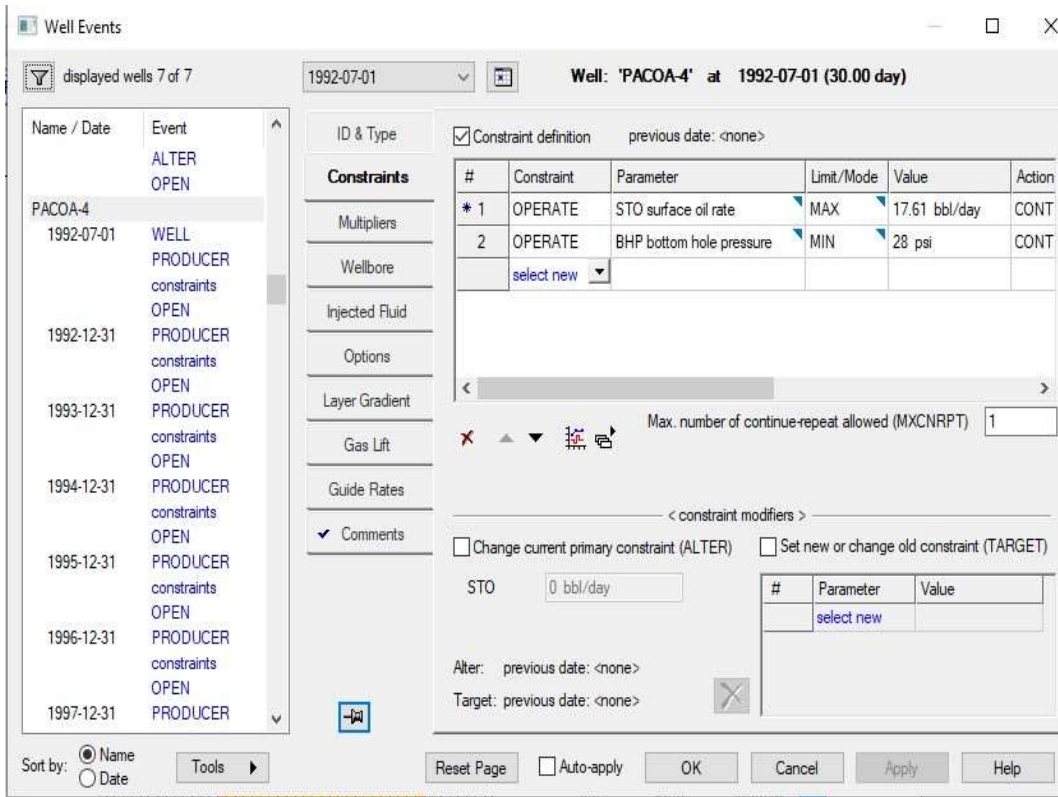
Este módulo se encarga de ingresar cada uno de los pozos y su completación, con sus respectivas características. Al crear cada pozo se define si es productor o inyector.

Para el pozo inyector la tasa máxima de agua en superficie es de 500 bbls/d, con la presión de 1500 psi, mientras que para los pozos productores la tasa de petróleo en superficie máxima no es constante.

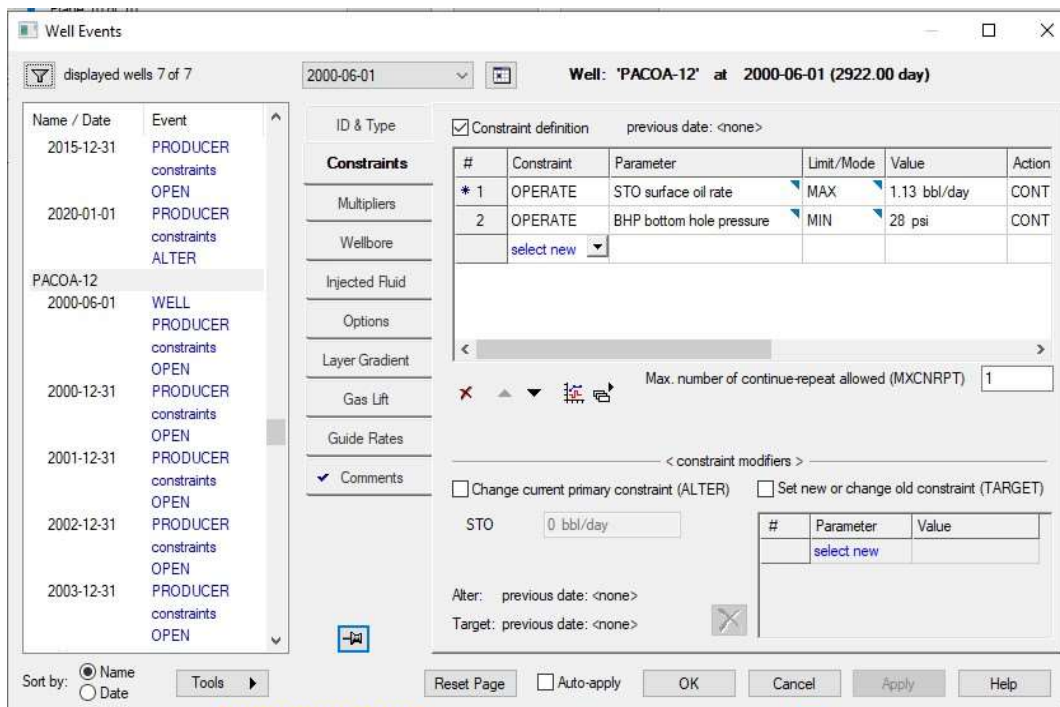
Posteriormente se muestran de manera sucesiva los parámetros establecidos para cada uno de los pozos en las siguientes figuras:



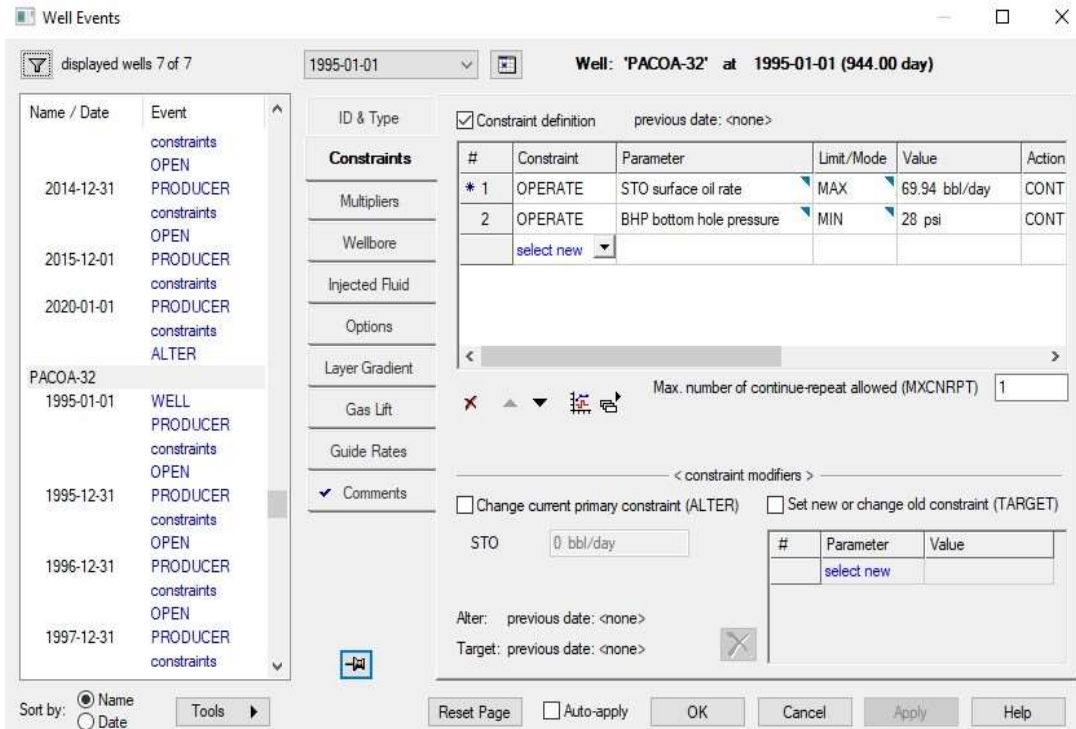
*Figura 55: Parámetros establecidos para el pozo inyector PAC 3.
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*



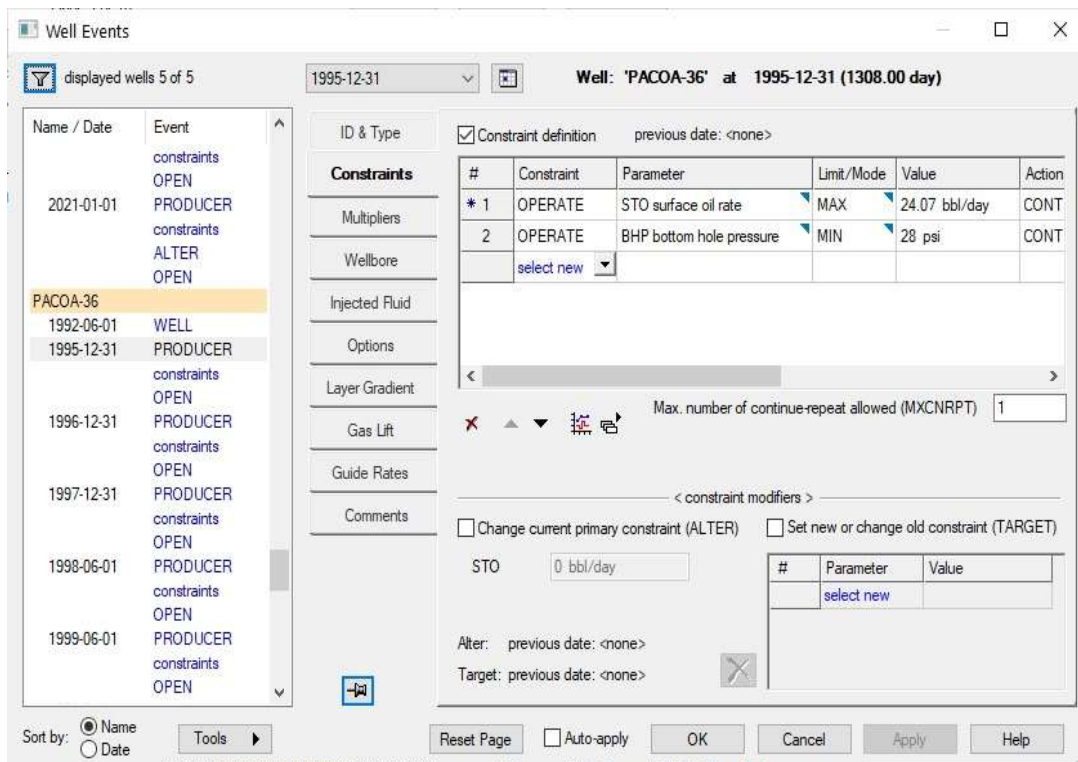
*Figura 56: Parámetros establecidos para el pozo productor PAC 4.
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*



*Figura 57: Parámetros establecidos para el pozo productor PAC 12
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

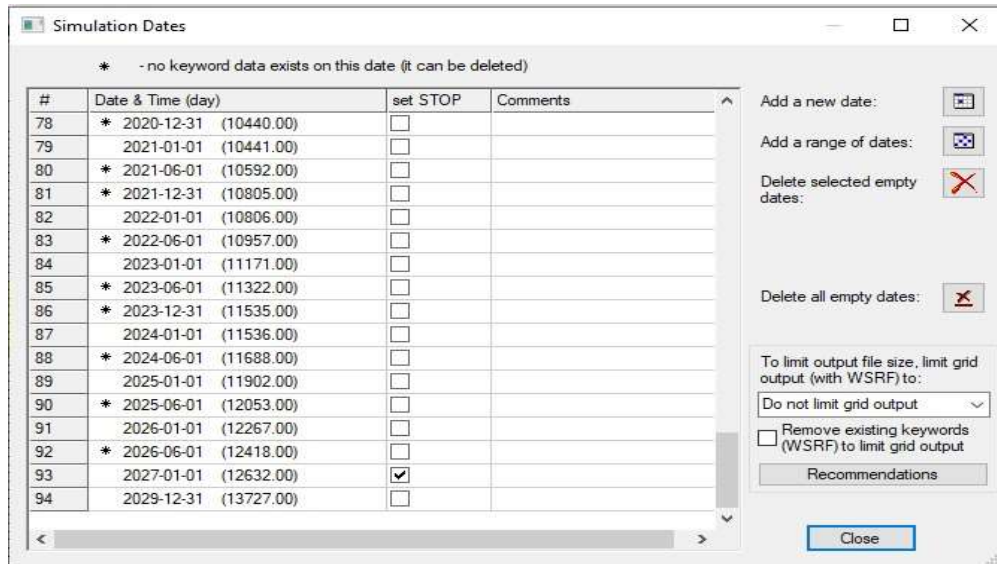


*Figura 58: Parámetros establecidos para el pozo productor PAC 32.
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*



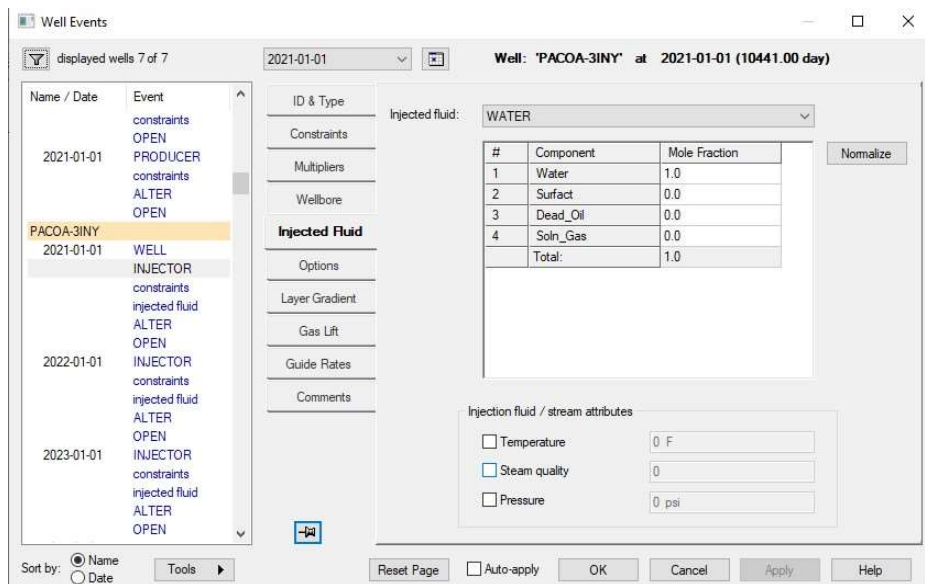
*Figura 59: Parámetros establecidos para el pozo productor PAC 36.
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

Luego en la ventana de fecha, se configura donde comienza y termina la simulacion, en nuestro proyecto dicha simulacion será a partir del año 2021 al 2027 como se muestra en la Figura 60.



*Figura 60: Fechas de simulación.
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

Por último, en el módulo Well & Recurrent se ingresa a la opción Injected Fluid del pozo inyector Pacoa 3, en dicha sección se especifica la fracción molar del fluido a inyectar, en cada uno de los eventos (fechas).

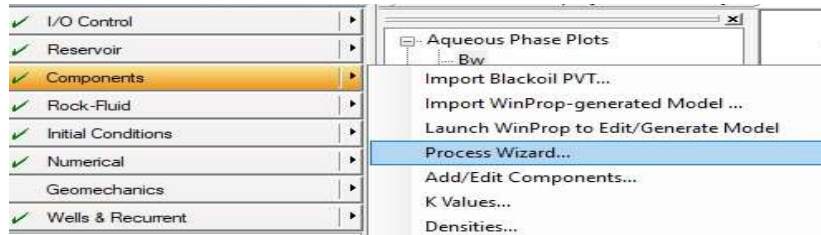


*Figura 61: Características del fluido a inyectar.
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

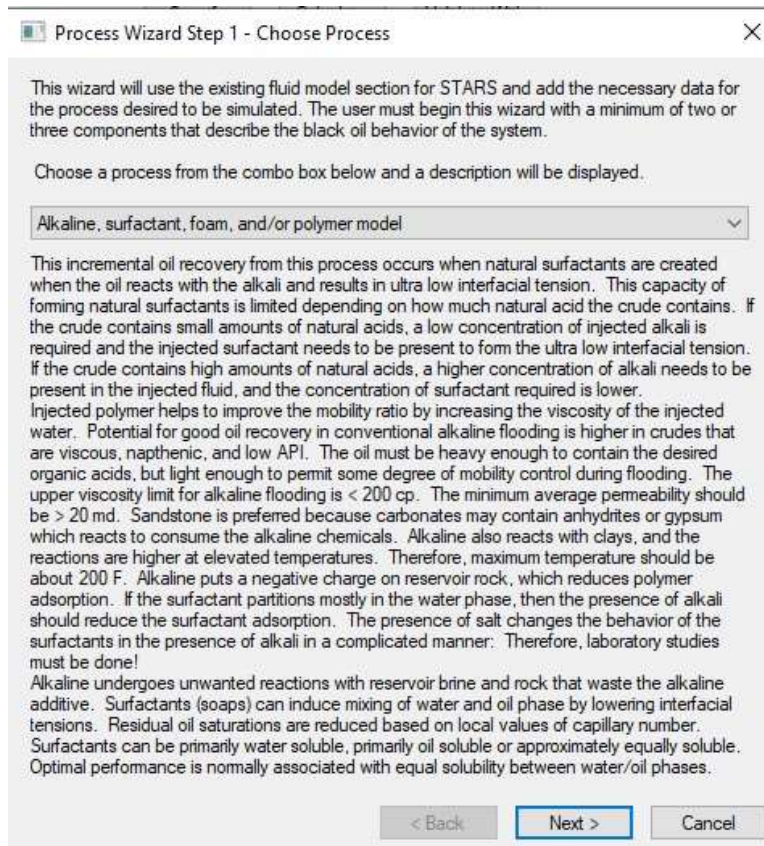
4.5. CREACIÓN DEL SURFACTANTE

La inyección de surfactantes del yacimiento seleccionado se realiza después del método de inyección de agua.

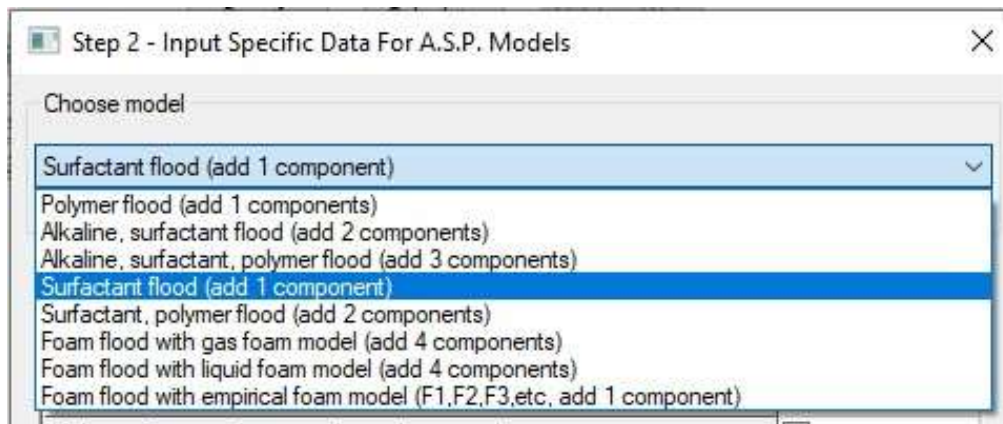
En este apartado se emplea la opción Process Wizard que se encuentra en el módulo Componente, en el cual se debe seleccionar el paquete de fluidos implícitos en CMG STARS, en este caso Alkaline, surfactant, and/or polymer model.



*Figura 62: Creación de tensioactivo
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*



*Figura 63: Selección del proceso
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*



*Figura 64: Selección del modelo.
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

Una vez elegido el modelo para los casos de inyección de surfactante son: Surfactante neto, Surfactante-Polímero (SP), Álcali Surfactante Polímero (ASP), donde se ingresan los valores de tensión interfacial, fracción molar, peso, viscosidad, con respecto a la concentración del componente (ppm).

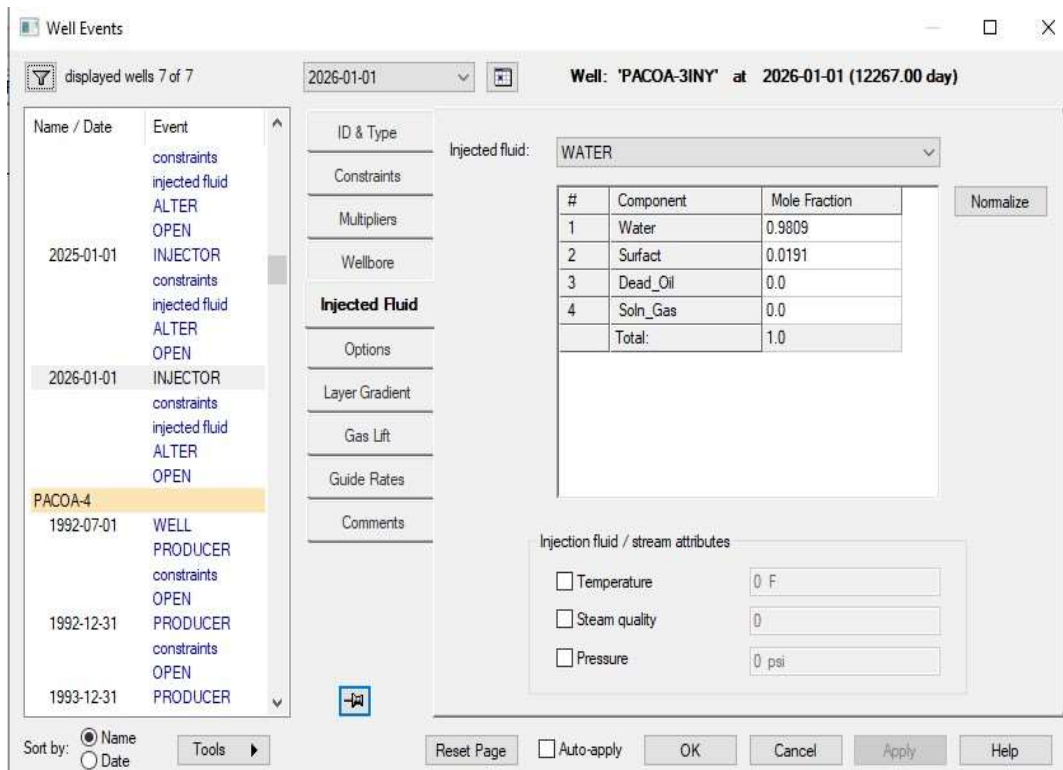
The screenshot shows a dialog box titled "Step 5 - Set Interfacial Tension Values". It contains a table with the following data:

	Weight % Surfactant	Interfacial Tension, (dyne/cm)
1	0	23.37
2	0.0500059	7.79
3	0.0999619	4.75049
4	0.149868	3.1
5	0.199724	2.01256
6	0.249531	1.22358
7	0.299287	0.61639
8	0.348995	0.13
9	0.398652	1e-005

At the bottom of the dialog box, there are three buttons: "< Back", "Next >", and "Cancel".

*Figura 65: Valores de tensión interfacial a diferentes concentraciones de Surfactantes.
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

Posteriormente, hacemos clic en Next y Finish, en el que componentes seleccionados aparecerán en la sección Injected Fluid de Well & Recurrent.



*Figura 66: Características del fluido a inyectar.
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

4.5.1. Validación de datos.

La validación de los datos es importante, debido que ayudará a verificar si los datos ingresados son los correctos, se procede a escoger la casilla de Validate With STARS allí se desplaza un mensaje y se escoge la opción “Si”, donde aparecerá una pestaña con tres opciones que indican la corrida a realizar con su respectiva validación.

Validate (validar): Previene los errores durante la corrida y valida los datos de entrada.

Run to view initialization: Calcula el Poes, también es posible realizar la corrida de inicialización.

Run normal immediately: Ejecuta la corrida del archivo creado, además nos indica los resultados de la simulación entre estos: las tasas de producción, inyección y otros parámetros con sus intervalos de tiempo (CMG, 2007).

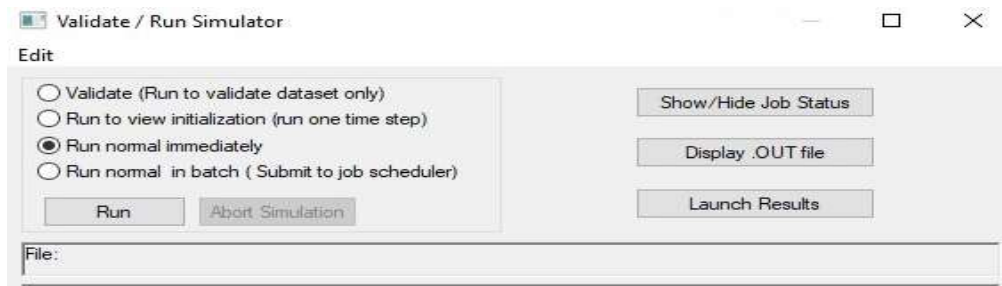


Figura 67: Validación o corrida de la simulación.
 (Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
 Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.

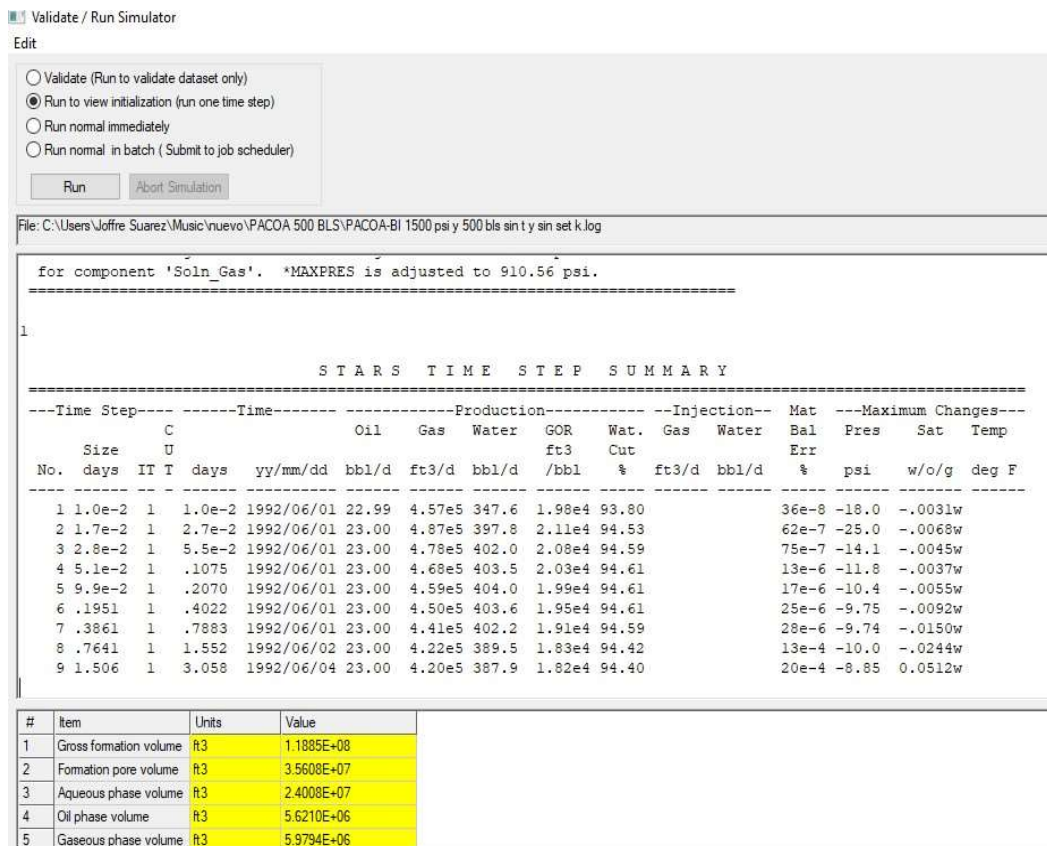
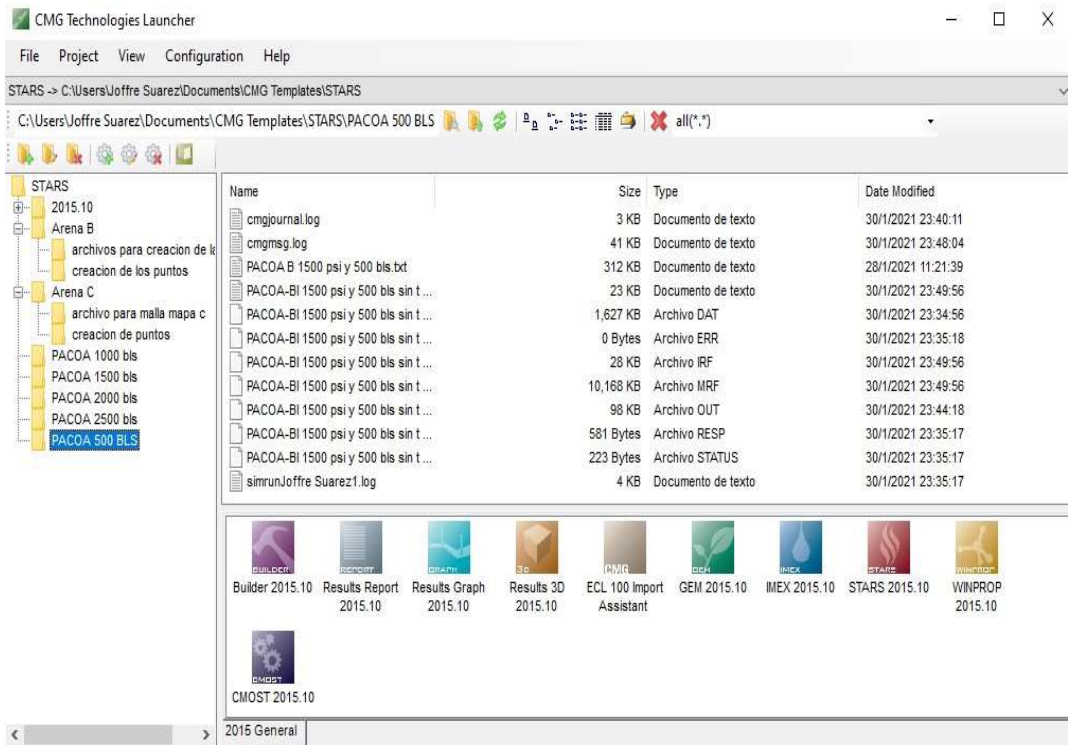


Figura 68: Corrida del programa en el simulador.
 (Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
 Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.

También el programa nos ayuda con archivos generados output file (*.out), index-results file (*.irf) y main-results file (*.mrf), si se desea ver los datos del archivo se da clic en la opción Display .OUT file, después se va al apartado Launch Results allí mostrara las opciones Results 3D y Results Graph, así poder iniciar el análisis de los resultados de simulación (CMG, 2007).



*Figura 69: Visualización de resultados en Technologies Launcher.
 (Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
 Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

CAPÍTULO V

5. ANÁLISIS Y RESULTADOS

En este capítulo hacemos referencia sobre los resultados finales, con respecto a la simulación en 6 años de inyección de surfactantes en el campo Pacoa, desarrollando tres escenarios, el primero que es surfactante neto, el segundo que es inyección de surfactante-polímero (SP) y el tercero que es inyección de alcalino-surfactante-polímero (ASP). Sin embargo, para el primer escenario hemos decidido elegir el más óptimo con respecto a dos tipos de surfactantes netos, y finalmente realizar la respectiva comparación de los tres escenarios.

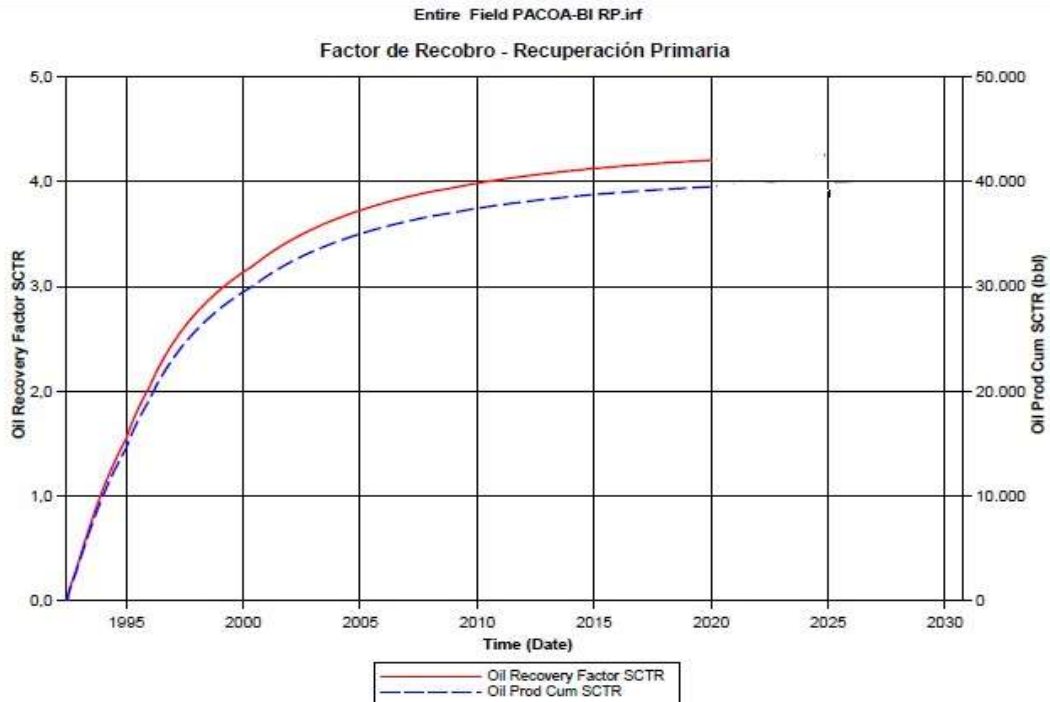
5.1. ANÁLISIS DE LAS ETAPAS

La producción primaria es importante para iniciar una simulación, debido a que contamos con información de cómo se comporta el yacimiento y sus características, para determinar si se puede continuar con las etapas de recuperación de petróleo.

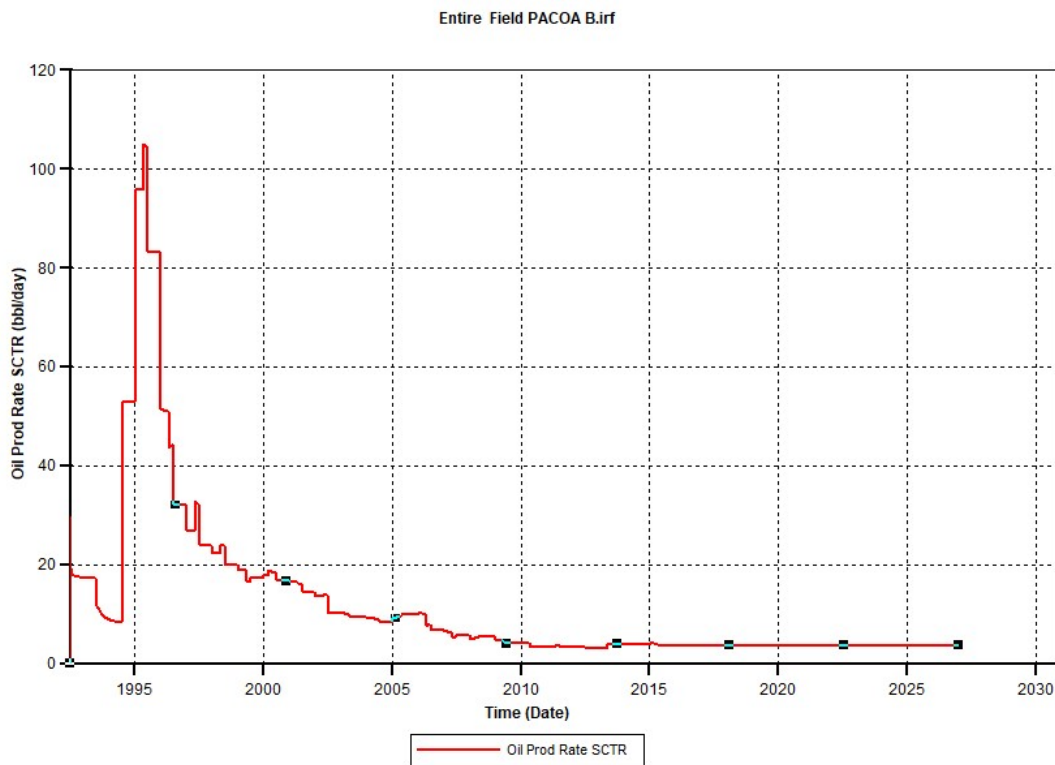
Para la recuperación secundaria de este campo se utilizará la inyección de agua, que es fundamental para seguir con la recuperación mejorada, donde se analizará las arenas óptimas para producir, y por ende lograr un mejor porcentaje de factor de recobro.

5.1.1. Análisis de factor de recobro y tasa de producción.

Para empezar a analizar este parámetro fundamental, necesitamos saber cuál es el factor de recobro durante la producción primaria. El campo Pacoa tiene un factor de recobro de 4.20% a una tasa de producción de 3 bbl/d, como se observa en la Figura 70.



*Figura 70: Factor de recobro y producción acumulada de petróleo en la recuperación primaria.
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*



*Figura 71: Tasa de producción de petróleo en la recuperación primaria.
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

Se continúa con el análisis en la recuperación secundaria se obtiene 4.40% de factor de recobro adicional a la recuperación primaria, aplicando el método de inyección de agua. Desde el año 2021 se inició con la recuperación secundaria donde se inyectó 1000 bbls de agua alrededor de un año.

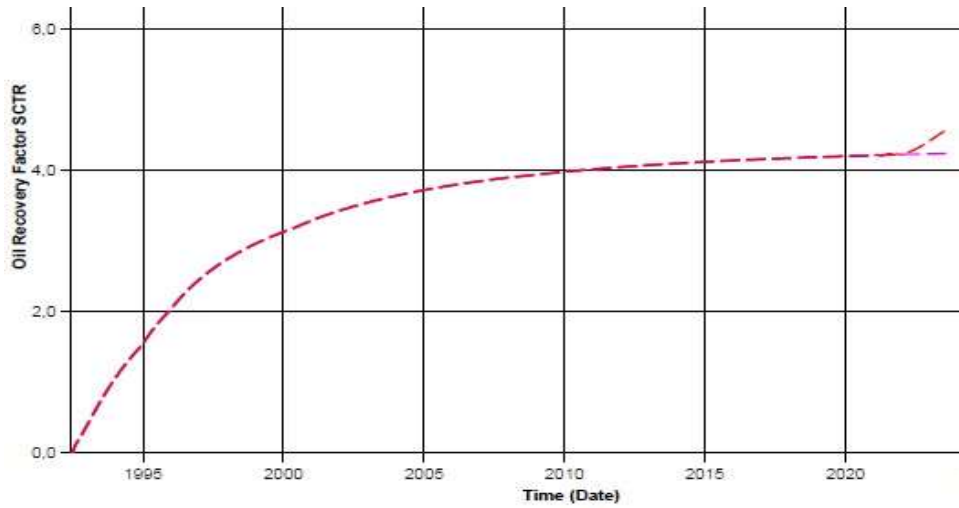


Figura 72: Factor de recobro de petróleo en la recuperación secundaria. (Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019). Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.

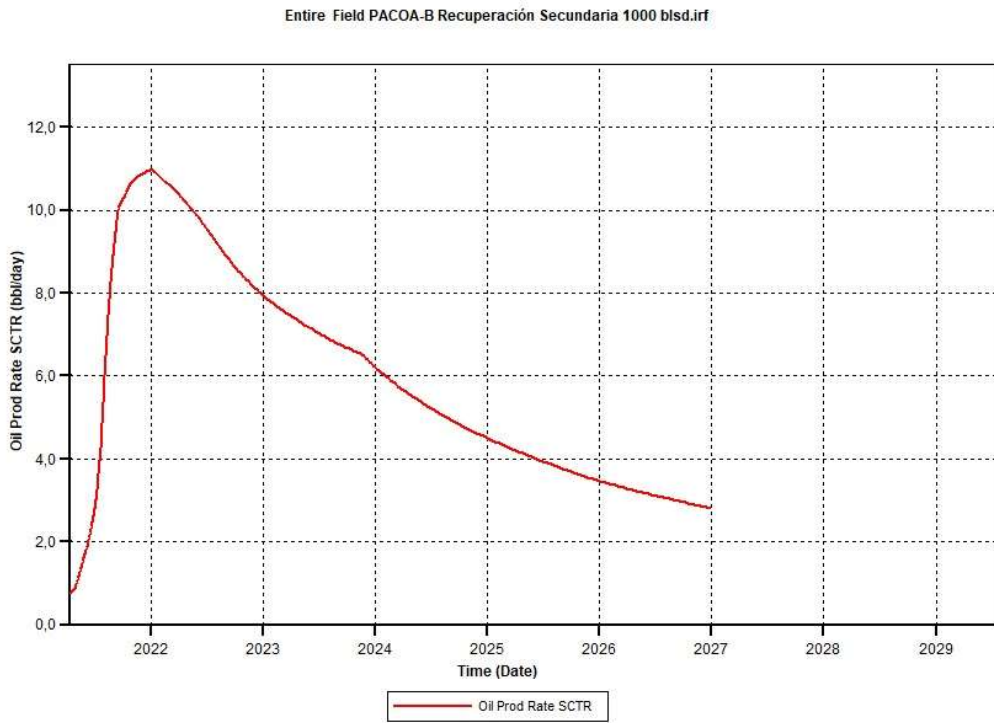


Figura 73: Tasa de producción de petróleo en la recuperación secundaria. (Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019). Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.

5.2. ESCENARIOS PARA EOR

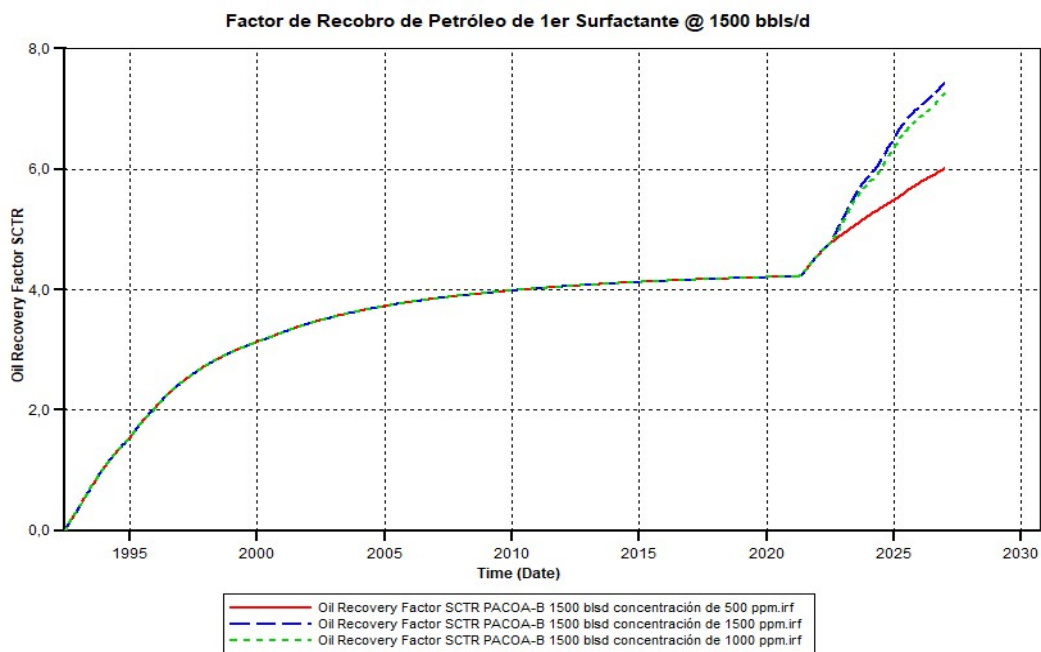
5.2.1. Escenarios #1.

Surfactante # 1.

En este escenario se eligió el surfactante # 1, con diferentes caudales a (500-1000-1500 bbls/d) respectivamente para el campo Pacoa, con la finalidad de determinar el mejor factor de recobro. Cabe destacar que para cada uno de los volúmenes se efectuó la simulación a diversas concentraciones (500-1000-1500 ppm).

*Tabla 12: Parámetros del Surfactante 1
(Buitrago & Peña, 2016).*

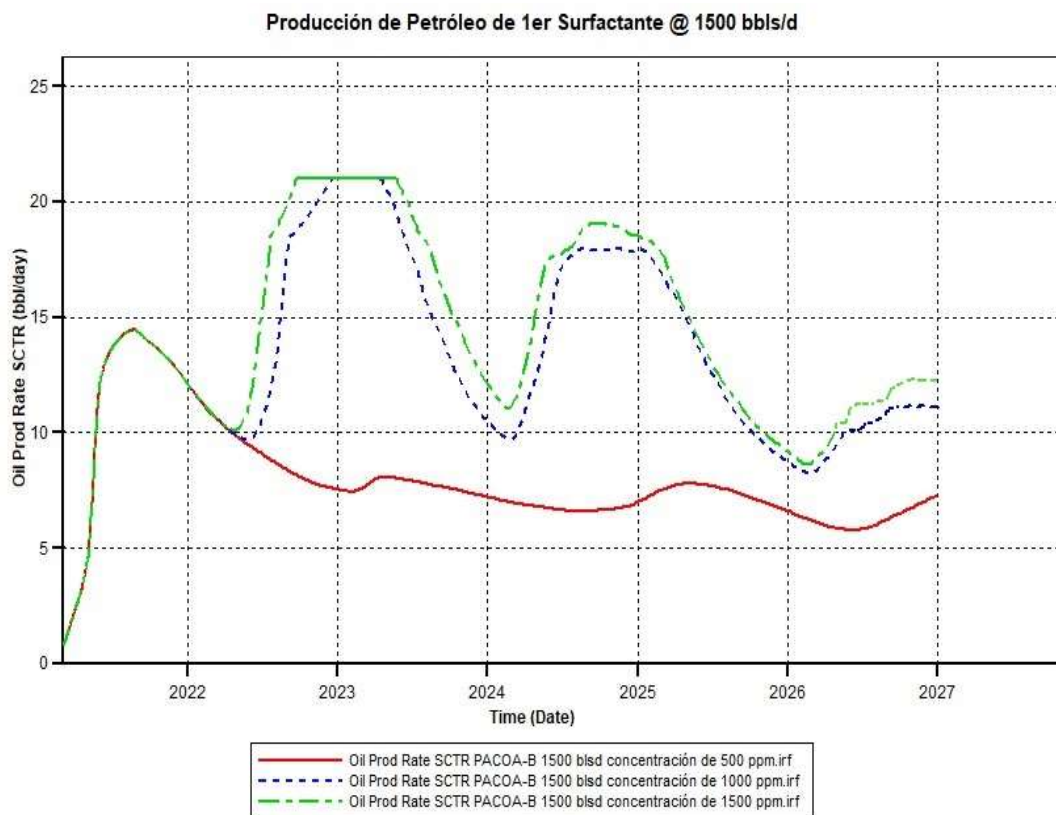
Datos del surfactante	Concentración 1	Concentración 2	Concentración 3
Concentración (ppm)	500	1000	1500
Peso %	0.0500059	0.099961910	0.149867960
Tensión Interfacial dyna/cm	7.79	4.75049	3.10000
Fracción Molar	1.7096E ⁻⁰⁵	3.4193548E ⁻⁰⁵	5.1290323E ⁻⁰⁵
Adsorción de roca mg/100g	181.318	228.325913	249.92432



*Figura 74: Factor de recobro con el Surfactante 1.
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

Se evalúa la recuperación primaria por energía natural del yacimiento, con el factor de recobro de 4.20% de los pozos seleccionados, durante el año 2020 se realiza una recuperación secundaria con inyección de agua ascendiendo a 4.40% del factor de recobro; previo a esto se realiza la inyección de surfactantes en el año 2021 hasta el 2027, para lograr aumentar la tasa de producción e incrementar la recuperación de petróleo en el campo.

Como se puede observar en la Figura 74, el factor de recobro de las tres concentraciones: concentración # 1 con 6%, concentración # 2 con 7.3% y concentración # 3 con 7.6%; cada una de estas concentraciones se incrementa por la inyección de surfactantes en comparación con la inyección de agua.

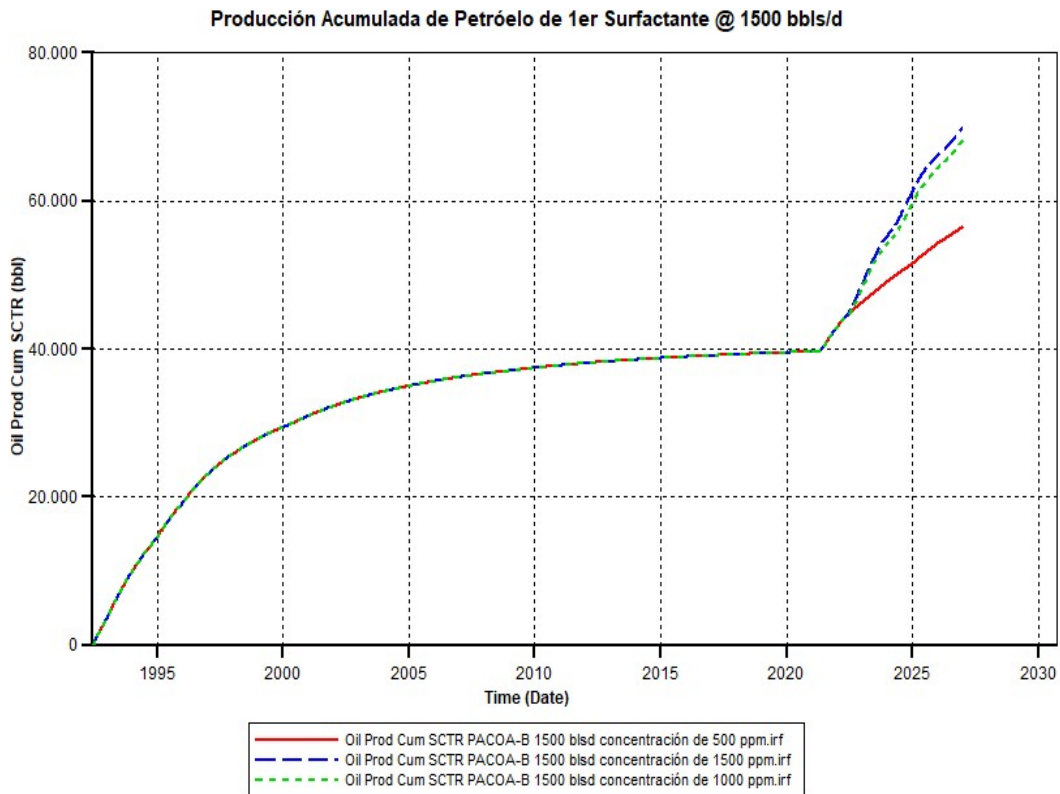


*Figura 75: Tasa de producción de petróleo con el Surfactante 1.
 (Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
 Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

En la Figura 75, se puede apreciar las diferentes tasas de petróleo, para los tres procesos de inyección evaluados, donde se detallan las curvas de producción como también la etapa de predicción, 3 en el año 2023 la concentración # 1 su mayor tasa de producción se da 7.5 bbls/d, para la concentración # 2 y concentración # 3 la mayor tasa de producción es de 22 bbls/d, pero en el año 2025 la mayor tasa de producción se da por

la concentración # 3 con 18 bbls/d, se evidencia los resultados de la inyección de agua y de la inyección de surfactante.

La inyección de químicos en el Campo Pacoa, se refleja un aumento evidente en la producción de petróleo por encima de la inyección de agua. Una vez que obtuvimos los resultados se determinó que el mejor caudal de inyección es 1500 bbls/d con la concentración de 1500 ppm respectivamente, para constatar podemos observar la Figura 76, en donde la producción acumulada de petróleo en la concentración # 1 con un total de 55000 bbls, en la concentración # 2 con 68000 bbls y en la concentración # 3 con 70000 bbls, aunque el rendimiento del método químico depende del escenario de inyección que se aplique.



*Figura 76: Producción acumulada de petróleo con Inyección de Surfactante #1.
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

Surfactante # 2.

Al igual que el escenario anterior se escogió varios caudales 500 - 1000 - 1500 bbls/d correspondientemente para evaluar y determinar el mejor factor de recobro para el campo Pacoa, del mismo modo se efectuó la simulación a diversas concentraciones (500- 1000-1500 ppm), para cada uno de los caudales.

Tabla 13: Datos del Surfactante 2 a diferentes concentraciones
(Sebastian & Johan, 2017).

Datos del surfactante 2	Concentración 1	Concentración 2	Concentración 3
Concentración (ppm)	500	1000	1500
Peso %	0.0500059	0.149867960	0.348994531
Tensión Interfacial dyna/cm	0.13	0.02	0.0015
Fracción Molar	0.0500059	0.0999619	0.14868
Adsorción de roca mg/100g	45.67096	78.23099497	113.8336892

Como en el escenario anterior, se evaluó la recuperación primaria y secundaria en el que se toman los valores iguales del factor de recobro, se escoge el mismo año para realizar la inyección de surfactantes en el año 2021, pero con otras concentraciones hasta el año 2027 para aumentar la tasa de producción e incrementar la recuperación de petróleo.

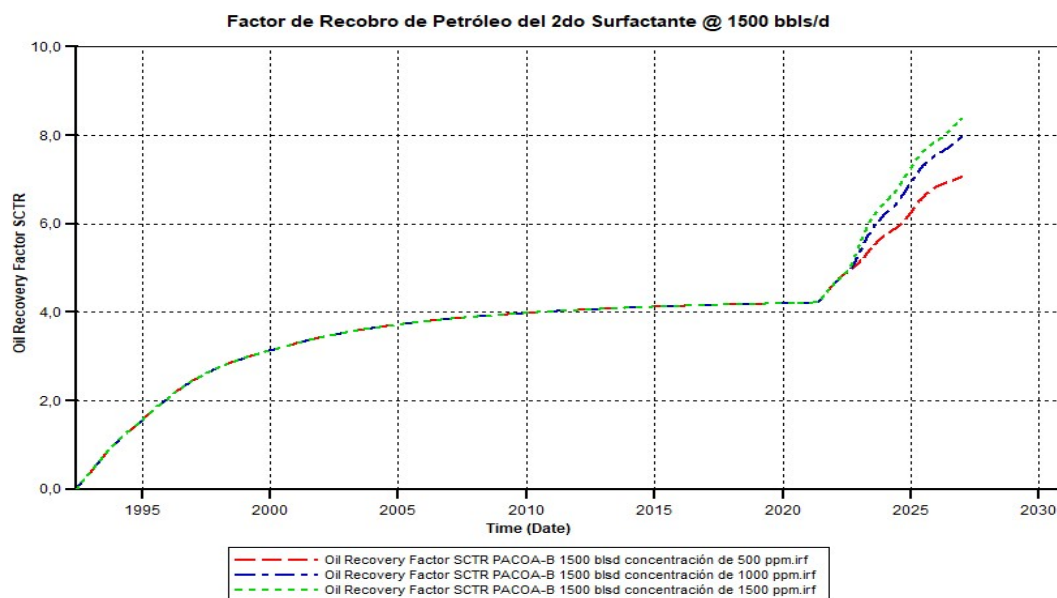
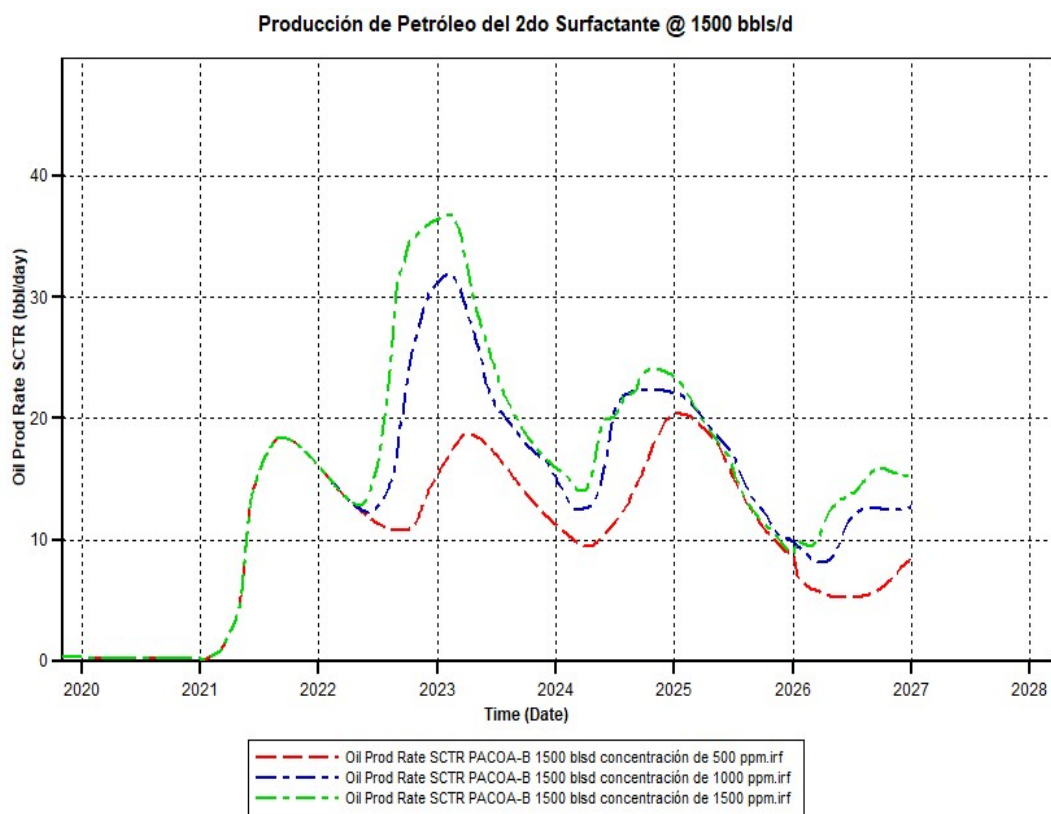


Figura 77: Factor de recobro con el Surfactante 2.
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.

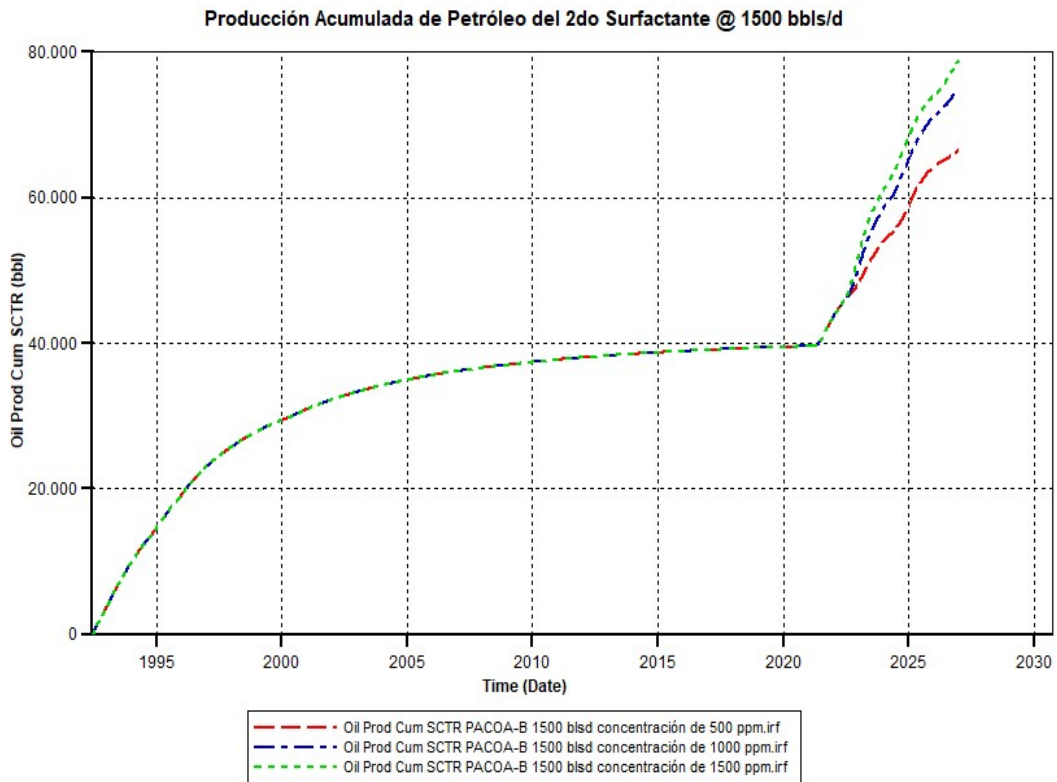
En la Figura 77, se determina el factor de recobro de las tres concentraciones para el surfactante 2: concentración # 1 con 7%, concentración # 2 con 7.8% y concentración # 3 con 8.3%, respectivamente.

Se puede estimar en la Figura 78, las diferentes tasas de petróleo producido, para los tres procesos de inyección que detallan las curvas de producción y la etapa de predicción, en la concentración # 1 de 500 ppm la mayor tasa de producción se realiza en el año 2025 con 21 bbls/d, para la concentración # 2 de 1000 ppm con 32 bbls/d en el año 2023, y en la concentración # 3 de 1500 ppm con 38 bbls/d, pero en el año 2025 decae siendo la mayor tasa de producción 24 bbls/d por la concentración # 3.



*Figura 78: Tasa de producción de petróleo con el Surfactante 2.
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

Observando los resultados se determinó que el mejor caudal es 1500 bbls/d con la concentración de 1500 ppm en el surfactante # 2. En la Figura 79, se puede constatar a través de la producción acumulada de petróleo un total de 78000 bbls que alcanza hasta el último año de simulación, a diferencia de las otras concentraciones de 1000 ppm obteniendo una producción acumulada de 74000 bbls, y para la concentración de 500 ppm a 68000 bbls respectivamente.



*Figura 79: Producción acumulada de petróleo del Surfactante 2.
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

El surfactante # 2 se puede destacar que es el más óptimo, debido a que logra 8.3% de factor de recobro en comparación con el surfactante # 1 que alcanza un 7.6% en la inyección de químicos del Campo Pacoa, se observa el aumento de la producción de petróleo sobre la inyección de agua.

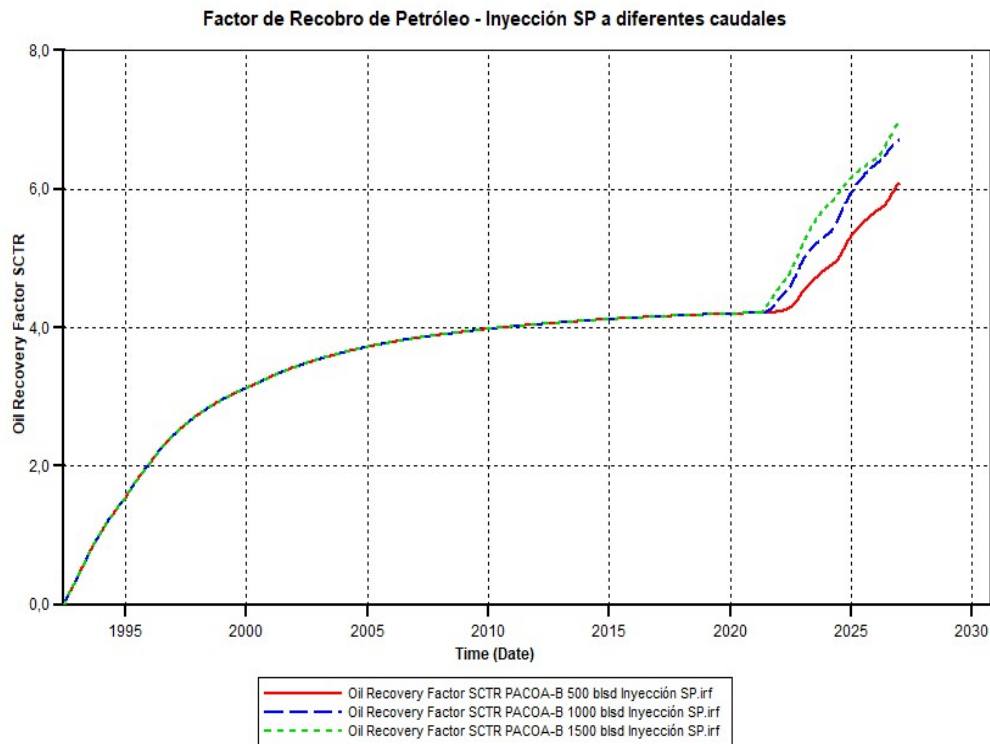
5.2.2. Escenario 2 – SP.

La combinación de los compuestos surfactantes con polímeros, son elementos orgánicos que solo están en la fase acuosa y estos reducen la tensión interfacial.

Para este escenario se escogió la combinación del surfactante #1 a 1000 ppm con el polímero HPAM a 500 ppm, a diferentes caudales tales como 500 - 1000 -1500 bbls/d, para la respectiva simulación en el campo Pacoa.

*Tabla 14: Datos de SP
(Buitrago & Peña, 2016).*

Datos del S/P	Polímero	Surfactante
Concentración (ppm)	500	1000
Peso %	0.05000595	0.0999619
Tensión Interfacial dyna/cm	-	4.75049
Fracción Molar	1.13000E ⁻⁰⁶	3.4193548E ⁻⁰⁵
Adsorción de roca mg/100g	1.02000	228.325913
Viscosidad (cp)	7.88	-



*Figura 80: Factor de recobro a diferentes caudales en la inyección SP.
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

En el análisis del factor de recobro se realizó a diferentes caudales como ya se mencionó anteriormente; con la inyección de surfactante-polímero, se desea incrementar el factor de recobro donde se tiene 4.20% por energía natural y en la recuperación secundaria se obtiene 4.40%. Se determina la recuperación terciaria con la inyección de surfactante con polímeros, para aumentar la producción y recuperación de petróleo.

En la Figura 80, se detalla mediante la simulación el factor de recobro para los tres caudales: caudal # 1 aumenta el factor de recobro a 6,07%, caudal # 2 a 6.63% y caudal # 3 a 6.69%.

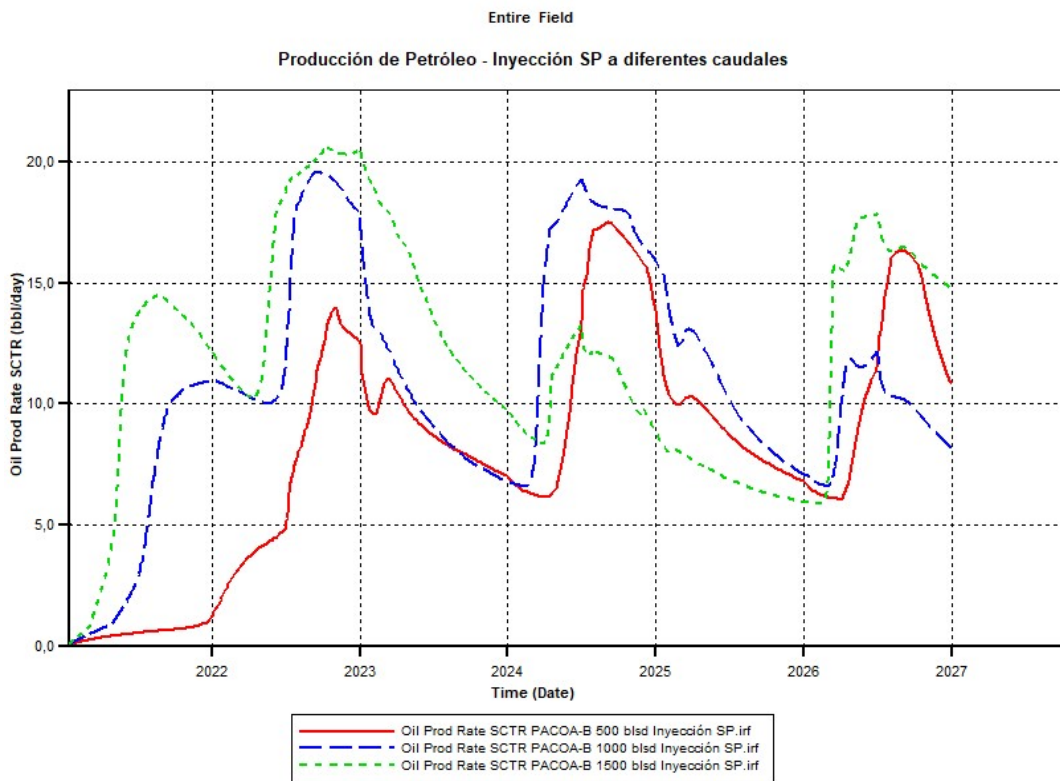


Figura 81: Tasa de producción con inyección SP
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.

Se puede observar en la Figura 81, las diferentes tasas de petróleo producido durante la simulación, estas curvas detallan la producción como también las etapas de predicción donde se realizó la inyección de surfactante-polímero para los tres procesos estimados, en el caudal # 1 de 500 bbl/d la mayor tasa de producción de petróleo se da en el año 2024 con 17.47 bbls/d, para el caudal # 2 de 1000 bbls/d en el año 2022 alcanza 19.58 bbls/d de producción de petróleo, en el caudal # 3 de 1500 bbls/d se obtiene 20.52 bbls/d en el año 2022, pero en el año 2026 la mayor tasa de producción de petróleo se da por el caudal

3 por 17.80 bbls/d, con estos resultados obtenidos se evidencia el incremento del factor de recobro con la inyección de surfactante-polímero.

La inyección de surfactantes-polímeros en el Campo Pacoa, se establece el aumento de producción de petróleo sobre la inyección de agua. Donde se obtienen los resultados con el mejor caudal 1500bbls/d para constatar podemos observar la Figura 82, en donde la producción acumulada de petróleo en el caudal # 1 es de 57324 bbls, en el caudal # 2 alcanza 62662.9 bbls y en el caudal # 3 se obtiene 65568.4 bbls. Sin embargo, el rendimiento de la inyección de surfactante-polímero depende del escenario de inyección que se aplique.

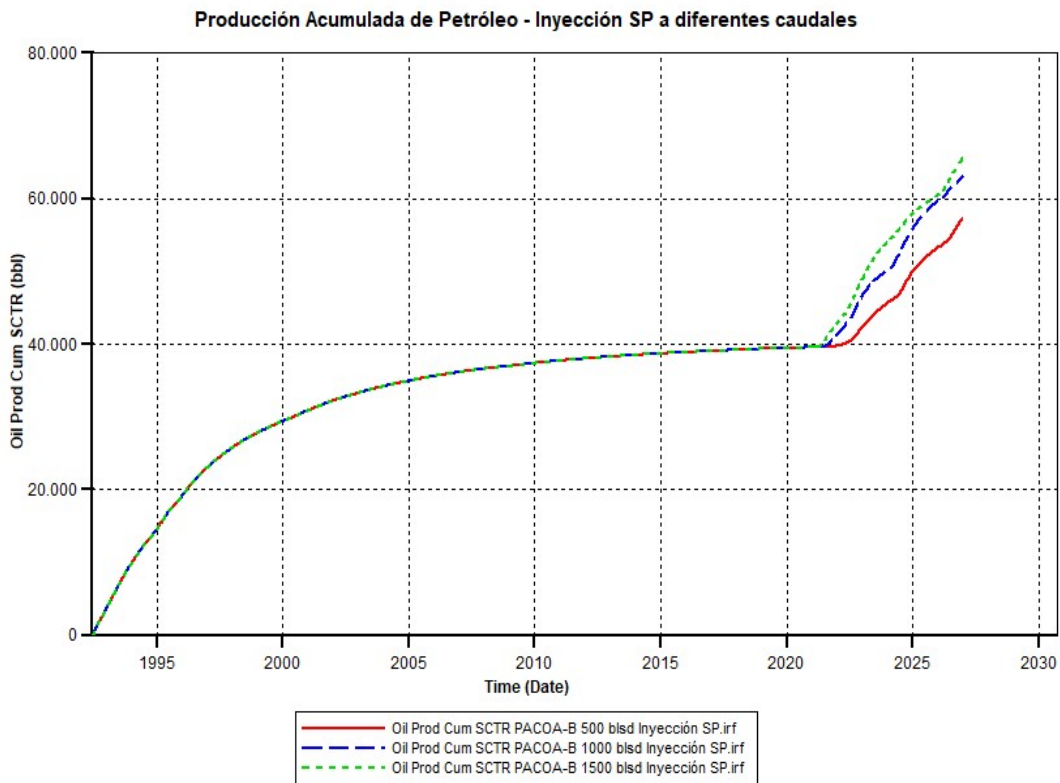


Figura 82: Producción acumulada de petróleo con SP.
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.

5.2.3. Escenario 3 – ASP.

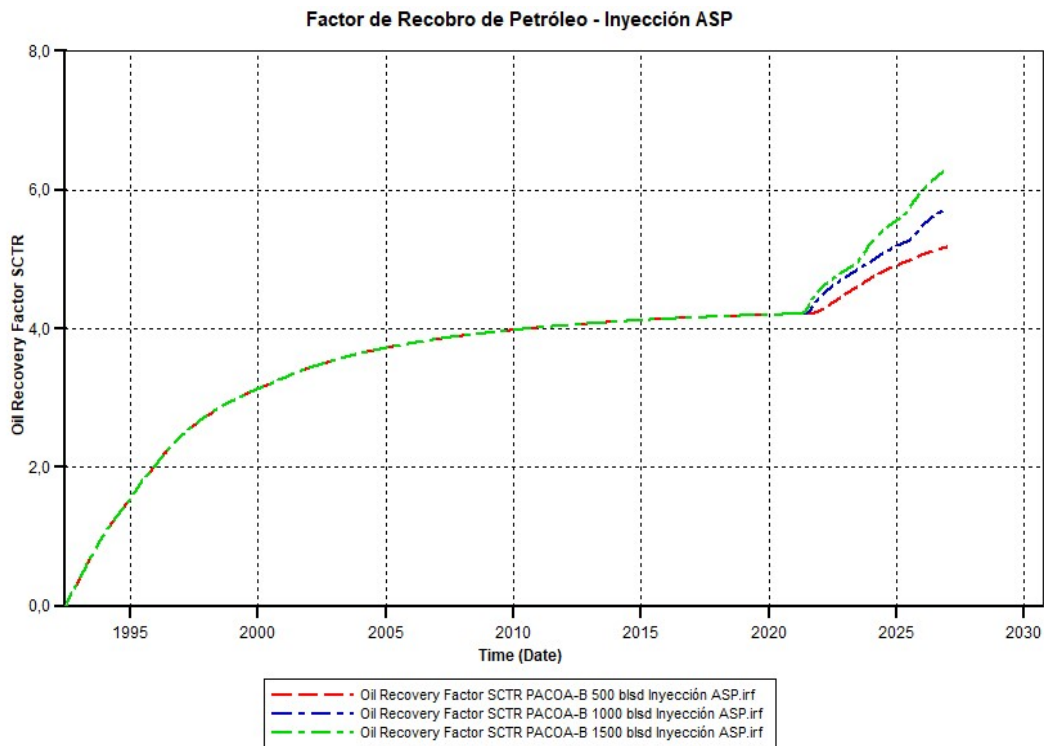
Para el último escenario que se realiza a través de la inyección álcali – surfactante – polímero, la concentración de cada compuesto se escogió de la siguiente manera:

*Tabla 15: Concentración de los compuestos utilizados para la inyección ASP.
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

Compuesto	Concentración ppm
Alcalino	4000
Surfactante	500
Polímero	1500

En los primeros 6 meses se inyecta 597.97 bbls/d de alcalino, 75.01 bbls/d de surfactante y 827.02 bbls/d de agua, en los 6 meses restantes solo se inyecta 224.805 bbls/d de polímero y 1275.19 bbls/d de agua.

Se observa en la Figura 83, el factor de recobro a diferentes caudales como 500 – 1000 -1500 bbls/d a 5.14% - 5.68% - 6.26% respectivamente, realizando la simulación para cada uno de los caudales con el fin de aumentar la producción.



*Figura 83: Factor de recobro con inyección ASP.
(Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

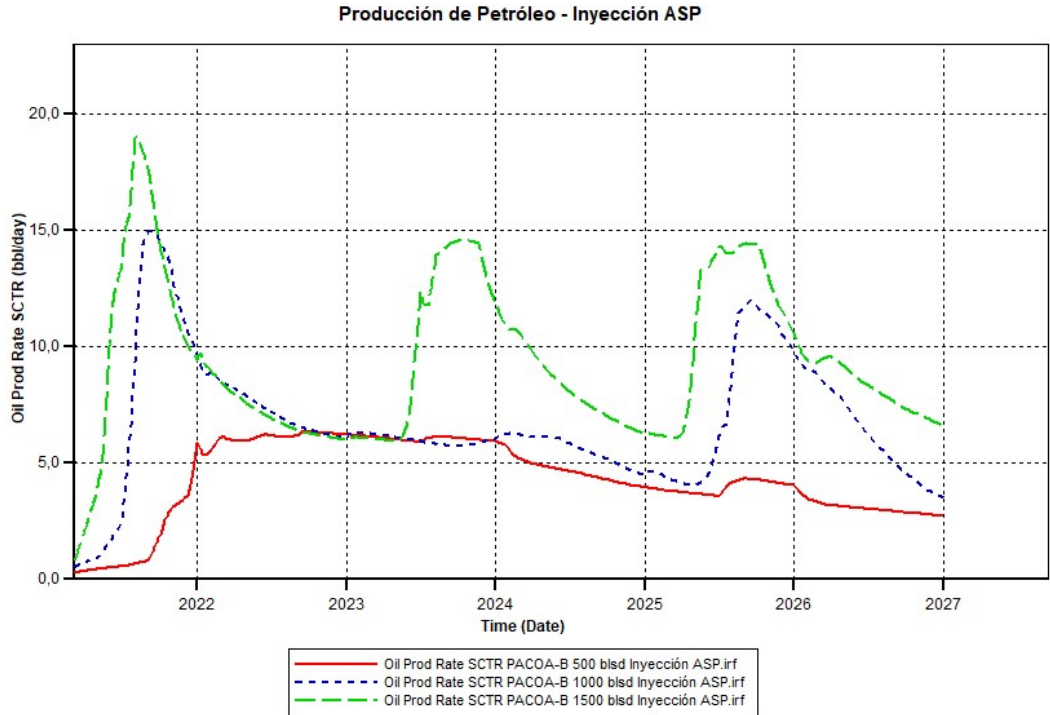
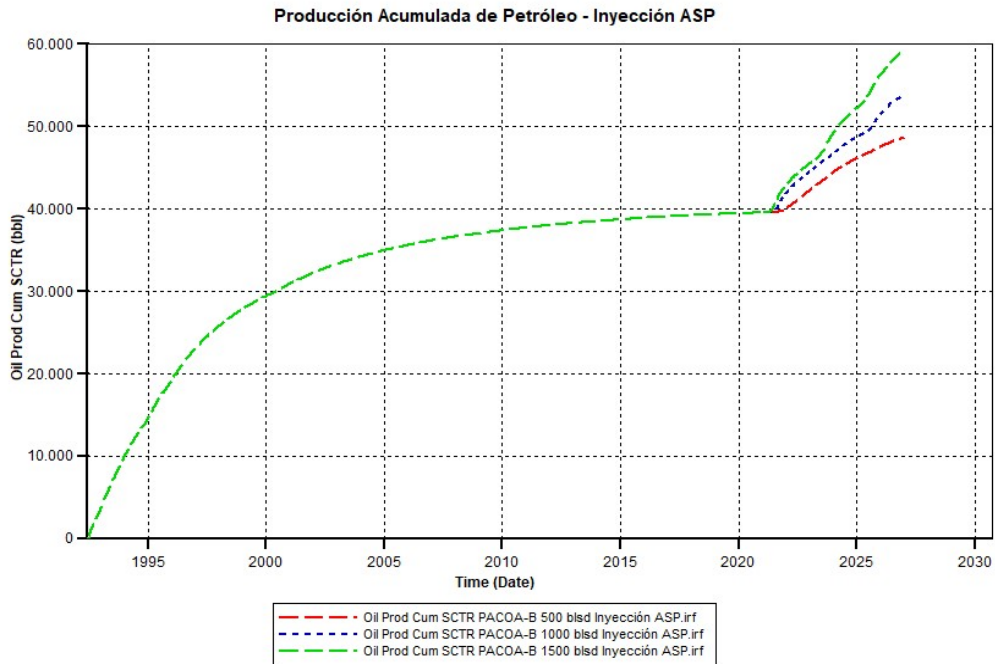


Figura 84: Tasa de producción con inyección ASP.
 (Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
 Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.

Mediante la Figura 84, se puede observar que la tasa de producción aumentó considerablemente con este método, en el caudal # 1 alcanzó su mayor producción en el año 2022 con 6.20 bbls/d, pero a finales del año 2026 decae a 2.71 bbls/d; con el caudal # 2 su máxima producción es en el año 2021 obteniendo 15 bbls/d, declina en el año 2023 y 2025 casi el doble de lo que producía, sin embargo a mediados del año 2025 aumenta a 12 bbls/d. Finalmente el caudal # 3 nos da mejores resultados, en el año 2021 alcanza una producción de 18.94 bbls/d, a pesar de que disminuye la tasa de producción aumenta considerablemente a finales del año 2023 con 14.55 bbls/d y en el año 2025 a 14.40 bbls/d.



*Figura 85: Producción acumulada de petróleo con inyección ASP.
 (Software de Computer Modelling Group Technologies. Versión, 2019).
 Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

La inyección de álcali – surfactante - polímeros (ASP) en el Campo Pacoa aumenta la producción de petróleo, después de la inyección de agua. Referentes a los caudales establecidos se obtuvo que el mejor caudal es 1500bbls/d, en la Figura 85, se puede observar las producciones acumuladas a diferentes caudales donde el caudal # 1 alcanza 48671.3 bbls 59286 bbls, el caudal # 2 logra 53612.8 bbls y el caudal # 3 obtiene un total de 59286 bbls. Sin embargo, se debe tener en cuenta el arreglo del sistema de inyección para tener mejor producción.

CAPITULO VI

6. ANÁLISIS ECONÓMICO

En este capítulo, se realiza el estudio financiero de la inyección de químicos en el campo Pacoa, vinculando a los resultados obtenidos en la simulación, que indican las condiciones antes y después de la inyección de surfactantes.

El campo Pacoa es un campo maduro que tiene varios años de producción. Además, tiene métodos de levantamiento artificial que permiten extraer hidrocarburos presentes en él, no obstante, el campo en la actualidad tiene baja producción, donde hay zonas de gran medida inundadas por agua, por esta razón la producción de hidrocarburo residual no es tan óptima a causa de la alta tensión interfacial del petróleo y agua. Por ende, se desea aplicar un proceso de recuperación mejorada mediante químicos (surfactantes), con el objetivo de mejorar la producción del yacimiento.

El surfactante tiene diferentes concentraciones, de esta manera se puede escoger el más adecuado, de acuerdo al factor de recobro incremental para los pozos elegidos. Se utilizó el programa CMG, donde se obtiene diversas curvas como el factor de recobro, acumulación y tasa de petróleo, para el campo Pacoa. Se eligieron 3 escenarios diferentes: escenario 1, escenario 1 y escenario 3, con la finalidad de obtener el más óptimo.

Los criterios para la evaluación económica son el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR), y el Costo del Barril Incremental de Petróleo y el Período de Recuperación de la Inversión (PRI), que determinan el costo o viabilidad del proyecto por el cambio del precio del petróleo y el del surfactante (Quintanilla Rubio, 2016).

6.1. VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Más conocido como VAN, es un sistema de evaluación de inversión que se basa en determinar los cobros y pagos de un proyecto, es decir, conocer cuánto se va a ganar o perder con la inversión. Al calcular el VAN en distintas inversiones podemos saber en qué escenario hay mayor ganancia (Velayos, 2014).

$$VAN = -A + \sum_{s=t}^n \frac{Q_s}{(1+i)^s}$$

Ecu. 9

Donde:

i : Tasa de interés (%decimal)

A : Monto inicial (USD)

n : Período flujo neto de caja

Q_s : Flujo Neto de Caja

Se debe tener en cuenta los siguientes criterios:

$VAN=0$; Da igual efectuar la inversión.

$VAN>0$; Conviene efectuar la inversión.

$VAN<$; De ninguna manera conviene realizar la inversión.

6.2. TASA INTERNA DE OPORTUNIDAD (TIO)

Es conocida también como tasa de descuento, que determina el valor neto de los flujos futuros y es la rentabilidad mínima que se exige al proyecto en marcha, es decir, es la tasa de interés mínima que el inversor está dispuesto a ganar al invertir en el plan de negocio (Finanzas Internacionales, 2014).

6.3. TASA DE INTERNA DE RETORNO (TIR)

TIR tiene como finalidad encontrar la posible rentabilidad del proyecto, se debe evaluar durante 5 años por lo menos para que sea más confiable el plan de negocio (Sevilla, 2014).

$$0 = VAN = -1 + \frac{Q_1}{(1+i^1)} + \frac{Q_2}{(1+i^2)} + \frac{Q_3}{(1+i^3)} + \dots + \frac{Q_n}{(1+i^n)}$$

Ecu. 10

Donde:

i : Inversión Inicial (USD)

Q_s : Flujo Neto de Caja

k : Es la tasa de descuento de flujos; existen varios criterios de selección que son:

$TIR=k$; Si el proyecto mejora podría darse la inversión.

$TIR>k$; El proyecto de inversión será aceptado.

$TIR<k$; El proyecto debe rechazarse.

6.4. COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Llamado Operating Expense, gastos operativos, son los gastos que requieren para que el proyecto se pueda mantener. El factor más importante es el precio del petróleo \$57.80.

El costo de inversión para que este proyecto se lleve a cabo es de \$490000 en los tres escenarios planteados anteriormente, solo solventaría los costos del alquiler de la planta de inyección, sistema de control, intervención del pozo inyector, tratamiento de agua producida.

6.4.1. Tratamiento de agua.

Es indispensable tratar el agua el producida, debido a que contiene características físicas y químicas muy complejas, para poder reinyectarla a la formación (IDE Technologies, 2020).

6.4.2. Alquiler de la planta de inyección.

Cada barril inyectado tiene un costo asociado como se muestra en la Tabla 16, el valor varía por la concentración y el compuesto que se aplique al inyectar, el costo de inyección de agua es de 0.125 usd /bbls, para llevar a cabo la inyección en este proyecto y también se debe contar con un equipo necesario.

*Tabla 16: Costos por compuesto y concentración
(Briseño Gutierrez & Mosquera Morales, 2019).*

Compuesto	Concentración (ppm)	Precio (usd/bbls)
	1500	0.36
Surfactante	1000	0.2385
	500	0.1193
Polímero	1500	0.7869
	500	0.2623
Alcalino	4000	3.18

Desde el punto de vista financiera, la implementación del proyecto de inyección de surfactante neto en el campo Pacoa resulta ser el más rentable, en comparación al segundo escenario que puede ser aceptable, y el tercer escenario en el que el VAN en ningún período de tiempo tiene valor positivo.

Una de las razones por las que el proyecto es poco rentable en el escenario #2 y nada rentable en el escenario #3, se debe al bajo incremento del factor de recobro que se tiene en los pozos productores tras la implementación de esta metodología.

a) **ESCENARIO 1.**

El precio del surfactante para este caso está estimado en \$ 0.36/ bbls, la cantidad de surfactante utilizado por cada año se puede observar a continuación, también el valor del VAN de \$ 839442.48 y TIR, de 52% respectivamente, nos demuestra que en este escenario es completamente rentable y la inversión se recupera a partir del tercer año.

*Tabla 17: Análisis económico del escenario 1.
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

TIEMPO	AÑO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
INGRESOS										
PRODUCCIÓN		1095,00	1022,00	3503,18	7512,66	9580,67	7119,59	5809,52	3885,72	4490,31
\$ Petróleo ALTO		70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00
\$ Petróleo MEDIO		63,80	63,80	63,80	63,80	63,80	63,80	63,80	63,80	63,80
\$ Petróleo BAJO		57,80	57,80	57,80	57,80	57,80	57,80	57,80	57,80	57,80
TOTAL INGRESOS (\$)		63291,00	59071,60	202483,98	434231,66	553762,71	411512,41	335790,53	224594,82	259540,12

AÑOS- PERIODOS DE		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
TRATAMIENTO DE AGUA INYECTADA (\$ 4)	40000									
ALQUILER DE LA PLANTA DE INYECCIÓN	298000									
INTERVENCIÓN DEL POZO INYECTOR	100000									
SISTEMAS DE CONTROL DE LA PLANTA DE INYECCIÓN	52000									
\$ SOLUCION CON SURFACTANTE \$ 0,36-u/bbl					29538,98		29538,98		29538,98	
\$ INYECCIÓN DE AGUA \$ 0,125-u/bbl				68437,5	58180,9	68437,5	58180,9	68437,5	58180,9	68437,5
MANTENIMIENTO PREVENTIVO		1000	1000	1000	1500	1000	1500	1000	1500	1000
TOTAL EGRESOS (\$)	490000	1000	1000	69437,5	89219,88	69437,5	89219,88	69437,5	89219,88	69437,5

RECUPERACIÓN DE LA INV							
INVERSIÓN TOTAL	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7
\$ 490.000,00	\$ 133.046,48	\$ 345.011,78	\$ 484.325,21	\$ 322.292,53	\$ 266.353,03	\$ 135.374,94	\$ 190.102,62
	\$ -356.953,52	\$ -11.941,75	\$ 472.383,46	\$ 794.675,99	\$ 1.061.029,02	\$ 1.196.403,96	\$ 1.386.506,59

VAN	\$839.448,48
TIR	52%
DECISIÓN	ACEPTABLE
RECUPERACIÓN DE LA INV	3 AÑOS

b) ESCENARIO 2.

El precio del surfactante es \$ 0.23/bbls con el polímero de \$ 0.26/bbls, en los 6 años de simulación a partir del 2021 la recuperación de petróleo es de 6.69% mayor a la recuperación secundaria. El valor del VAN de \$ 492718.23 y TIR de 35% respectivamente, por lo que desde este punto de vista el proyecto en este escenario es aceptable.

*Tabla 18: Análisis económico del escenario 2.
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

TIEMPO	AÑO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
INGRESOS										
PRODUCCIÓN		1095,00	1022,00	2890,78	7138,92	4767,90	3927,82	2622,52	5702,31	5400,63
\$ Petróleo ALTO		70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00
\$ Petróleo MEDIO		63,80	63,80	63,80	63,80	63,80	63,80	63,80	63,80	63,80
\$ Petróleo BAJO		57,80	57,80	57,80	57,80	57,80	57,80	57,80	57,80	57,80
TOTAL INGRESOS (\$)		63291,00	59071,60	167087,28	412629,76	275584,78	227028,06	151581,80	329593,56	312156,29

AÑOS- PERIODOS DE		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
TRATAMIENTO DE AGUA INYECTADA (\$ 4)	40000									
ALQUILER DE LA PLANTA DE INYECCIÓN	298000									
INTERVENCIÓN DEL POZO INYECTOR	100000									
SISTEMAS DE CONTROL DE LA PLANTA DE INYECCIÓN	52000									
\$ SOLUCION CON POLIMERO \$ 0,26-u/bbl					3590,65		3590,65		3590,65	
\$ SOLUCION CON SURFACTANTE \$ 0,23-u/bbl					6526,44		6526,44		6526,44	
\$ INYECCIÓN DE AGUA \$ 0,125-u/bbl				68437,5	45578,85	68437,5	45578,85	68437,5	45578,85	68437,5
MANTENIMIENTO PREVENTIVO		1000	1000	1000	1500	1000	1500	1000	1500	1000
TOTAL EGRESOS (\$)	490000	1000	1000	69437,5	57195,94	69437,5	57195,94	69437,5	57195,94	69437,5

RECUPERACIÓN DE LA INV							
INVERSION TOTAL	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7
\$ 490.000,00	\$ 97.649,78	\$ 355.433,82	\$ 206.147,28	\$ 169.832,12	\$ 82.144,30	\$ 272.397,62	\$ 242.718,79
	\$ -392.350,22	\$ -36.916,40	\$ 169.230,88	\$ 339.063,00	\$ 421.207,29	\$ 693.604,91	\$ 936.323,71

VAN	\$492.718,23
TIR	35%
DECISIÓN	ACEPTABLE
RECUPERACIÓN DE LA INV	3 AÑOS

c) **ESCENARIO 1.**

El precio del álcali - surfactante - polímero se estima en \$ 3.18/bbls, \$ 0.11/bbls y \$ 0.78/bbls respectivamente, en los 6 años de simulación a partir del 2021 el factor de recobro es de 6.26% mayor a la recuperación secundaria, pero desde el punto de vista financiero para este escenario no es aceptable ni recomendado.

*Tabla 19: Análisis económico del escenario 3.
Elaborado por: Joffre Suárez y Alina Salinas.*

TIEMPO	AÑO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
INGRESOS										
PRODUCCIÓN		1095,00	1022,00	6913,10	4504,10	5310,75	4358,10	5259,65	3861,70	4591,70
\$ Petróleo ALTO		70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00	70,00
\$ Petróleo MEDIO		63,80	63,80	63,80	63,80	63,80	63,80	63,80	63,80	63,80
\$ Petróleo BAJO		57,80	57,80	57,80	57,80	57,80	57,80	57,80	57,80	57,80
TOTAL INGRESOS (\$)		63291,00	59071,60	399577,18	260336,98	306961,35	251898,18	304007,77	223206,26	265400,26

AÑOS- PERIODOS DE		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
TRATAMIENTO DE AGUA INYECTADA (\$ 4)	40000									
ALQUILER DE LA PLANTA DE INYECCIÓN	298000									
INTERVENCIÓN DEL POZO INYECTOR	100000									
SISTEMAS DE CONTROL DE LA PLANTA DE INYECCIÓN	52000									
\$ SOLUCION CON ALCALI \$ 3,18-u/bbl					347034,79		347034,79		347034,79	
\$ SOLUCION CON POLIMERO \$ 0,78-u/bbl					32000,35		32000,35		32000,35	
\$ SOLUCION CON SURFACTANTE \$ 0,11-u/bbl					1.506		1.506		1.506	
\$ INYECCIÓN DE AGUA \$ 0,09-u/bbl				49275	34528,89	49275	34528,89	49275	34528,89	49275
MANTENIMIENTO PREVENTIVO		1000	1000	1000	1500	1000	1500	1000	1500	1000
TOTAL EGRESOS (\$)	490000	1000	1000	50275	416569,813	50275	416569,813	50275	416569,813	50275

RECUPERACIÓN DE LA INV							
INVERSIÓN TOTAL	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7
\$ 490.000,00	\$ 349.302,18	\$ -156.232,83	\$ 256.686,35	\$ -164.671,63	\$ 253.732,77	\$ -193.363,55	\$ 215.125,26
	\$ -140.697,82	\$ -296.930,65	\$ -40.244,30	\$ -204.915,94	\$ 48.816,83	\$ -144.546,72	\$ 70.578,54

VAN	\$-62.398,62
TIR	5%
DECISIÓN	NO ACEPTABLE
RECUPERACIÓN DE LA INV	

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- ✚ Se determinó los criterios de desplazamiento de petróleo con el método de recuperación mejorada EOR, mediante químicos (surfactante) en el campo Pacoa en los pozos elegidos de la arena B, con la concentración de 1500 ppm a 1500 bbls el incremento de la tasa de producción diaria de 3 bbls a 9,60 bbls, de igual manera el factor de recobro se aumentó de 4,20% a 8,3%. Desde el punto de vista financiera también es el que mayor ingreso produce con un VAN de \$839448.48 y TIR de 52% respectivamente, determinando que el proyecto es factible.
- ✚ El factor de recobro adicional del campo Pacoa se desarrolla en el escenario #1 al inyectar surfactante, por reducción de la IFT que está enlazada a la salinidad del sistema ya que es mayor al SP y ASP. Al inyectar surfactante - polímeros reduce la IFT y la relación de movilidad del polímero, esto ayuda a mejorar la eficiencia del barrido, sin embargo, la salinidad con el pH de la formación afecta el polímero por ende reduce el factor de recobro. Con la inyección de ASP la solución de hidróxido de sodio causa la pérdida del álcali, por las diversas reacciones químicas con el sistema roca – agua - petróleo, además el bajo valor ácido del crudo afecta la interacción polímero-alcálico, provocando que la producción disminuya y no sea rentable.
- ✚ Se delimitó para el análisis de sensibilidades en los cuatro pozos intervenidos del campo Pacoa, parámetros operacionales como tasa de inyección, propiedades roca - fluido y dimensiones que son los que más inciden en el proceso de inyección de surfactante. Para el respectivo estudio se realizó bajo diferentes tasas de inyección como 500 – 1000 – 1500 bbls/d, en que se eligió el más óptimo para tener una mejor tasa de producción.
- ✚ En el campo Pacoa uno de los parámetros notorios para el aumento del factor de recobro es su movilidad que ayuda a mejorar la recuperación del petróleo, donde el

surfactante inyectado se absorbe en la interfaz agua - petróleo creando una microemulsión de baja tensión interfacial, que optimiza el aumento aproximado de un 4% más de la recuperación de petróleo de los cuatro pozos del campo, demostrando que el método de inyección es recomendable en crudos livianos.

- ✚ Se desarrollaron varios estudios con diversos métodos mejorados de recobro tales como, la inyección de SP, ASP, los mismo que cumplen el objetivo de incrementar el factor de recobro en la sección elegida de la arena B, pero del punto de vista de rentabilidad no son viables.

RECOMENDACIONES

- ✚ Efectuar estudios de yacimiento de nivel completo en el campo Pacoa, obteniendo los parámetros como permeabilidades, fracturas, y de esta manera poder elaborar la malla con características estructural del campo.
- ✚ Realizar estudios de recuperación mejorada mediante procesos químicos en el campo Pacoa, para otros tipos de arreglos de inyección.
- ✚ Para aumentar más el factor de recobro se recomienda extender el período de tiempo o ciclos de inyección, ya que nuestro estudio se llevó a cabo en 6 años, sin embargo, esta variable dependerá de la rentabilidad del proyecto.
- ✚ Desarrollar el proyecto donde abarque todo el campo Pacoa, considerando el aumento de concentraciones de los compuestos químicos, con el fin de obtener mayor recuperación de petróleo.
- ✚ Realizar análisis con otros softwares de yacimientos interviniendo el campo Pacoa, resaltando las 3 arenas productoras y así obtener mejores parámetros de producción o predicción del campo.

7. BIBLIOGRAFÍA

- Abidin, A., Puspasari, T., & Nugroho, W. (2012). Polymers for Enhanced Oil Recovery Technology. Indonesia: Chemical Engineering Department, Faculty of Industrial Technology, Institut Teknologi Bandung 40132, Indonesia.
- Alamooti, A. M., & Malekabadi, F. K. (2018). Fundamentals of Enhanced Oil and Gas Recovery from Conventional and Unconventional Reservoirs. En A. Bahadori, Chemical Flooding (pág. 189). Australia: Department of Chemical and Petroleum Engineering, University of Calgary, Calgary, AB, Canada.
- American Association of Petroleum Geologists. (15 de Septiembre de 2010). EOR (Enhanced Oil Recovery). Obtenido de <https://ugmsc.wordpress.com/2010/09/15/eor-enhanced-oil-recovery/>
- Anton, R. E. (2005). Tensión Interfacial. Venezuela: Universidad de los Andes.
- Arellano, J. (19 de Diciembre de 2006). Métodos de recuperación mejorada de petróleo. Obtenido de <https://www.monografias.com/trabajos31/recuperacion-petroleo/recuperacion-petroleo.shtml>
- Avila Marcillo, J. E. (4 de Febrero de 2015). Estudio de la aplicación de Métodos Químicos en la arena Ui, mediante la plataforma Petrel para evaluar el factor de recobro. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral. Obtenido de Estudio de la aplicación de Métodos Químicos en la: <http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/bitstream/handle/123456789/31823/D-70134.pdf?sequence=-1&isAllowed=y>
- Briseño Gutierrez, H., & Mosquera Morales, J. P. (2019). Evaluación Técnico Financiera de la Inyección Álcali Surfactante Polimero en pozos candidatos en un campo "A" ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América.
- Buitrago, N. A., & Peña, S. V. (2016). Desarrollo de un modelo predictivo para inyección de químicos surfactantes- polímeros convencional. Bogota D.C.: Fundación Universidad de América.
- Cansino, M. (2017). Modelo de simulación de alta y baja resolución para la características de la arenisca "U" de un campo X del Oriente Ecuatoriano. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Carrasco, S. I. (2018). Agua y la industria del petróleo . Obtenido de Concepto de Recuperación Secundaria: <https://slideplayer.es/slide/13759278/>
- CMG. (2007). Guía de simulación para procesos de inyección de agua Simulador IMEX – CMG. Escuela de Ingeniería de Petróleo Universidad Industrial de Santander.
- Cortés, P. (2 de DICIEMBRE de 2019). EPMEX. Obtenido de Mecanismos de empuje: <https://epmex.org/news/2020/08/13/mecanismos-de-empuje/>
- Cuadros, V. (Marzo de 2018). Caracterización geológica de la formación Socorro en el campo Pacoa. Quito: Universidad Central del Ecuador. Obtenido de Universidad Central Del Ecuador: <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/14981>

- Dávila , J., & Ramírez , K. (2016). Desarrollo de un modelo predictivo usando microsoft excel para el proceso de recuperación mejorada de petróleo con inyección de micelar-polímero. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Donaldson, E. C., & Alam, W. (2008). Wettability. Texas: Gulf Publishing Company, Houston, Texas.
- El hoshoudy, A., Desouky, S., Elkady, M., Al-Sabagh, A., Betiha, M., & Mahmoud, S. (2016). Hydrophobically associated polymers for wettability alteration and enhanced oil recovery – Article review. Egipto: Egyptian Petroleum Research Institute, Nasr City, Cairo 11727, Egypt.
- Escobar, F. (2012). Fundamentos de Ingeniería de yacimientos. Colombia: Universidad Surcolombia.
- Finanzas Internacionales. (1 de Diciembre de 2014). Evaluación de la inversión. Obtenido de <http://manejatusfinanzas.blogspot.com/p/evaluacion-de-la-inversion.html#:~:text=La%20TIO%20es%20la%20tasa,recursos%20o%20en%20otro%20proyecto.>
- G. Speight, J. (2009). Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands. Texas: Gulf Publishing Company, Houston, Texas.
- Gbadamosi, A., Junin, R., Manan, M., Agi, A., & Yusuf, A. (29 de Abril de 2019). An overview of chemical enhanced oil recovery: recent advances and prospects. Malaysia: Spinger Link. Obtenido de An overview of chemical enhanced oil recovery: recent advances and prospects: <https://link.springer.com/article/10.1007/s40089-019-0272-8#:~:text=Chemical%20EOR%20methods%20increase%20oil,rock%20interaction%20in%20the%20reservoir.>
- Guliyev, R. (2008). Simulation Study Of Areal Sweep Efficiency Vesus A Function Of Mobility Ratio And Aspect Ratio For Staggered. Rusia: Petroleum Engineering.
- Gutiérrez, M., & Iturralde , S. (2017). Elementos básicos de Ingeniería de Yacimientos. Santa Elena: Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Herrera , L. (2013). Estudio de Alternativas de Recuperación 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.
- Hirasaki, G., Miller, C., & Pope, G. (2005). Surfactant Based Enhanced Oil Recovery and Foam Mobility Control. Houston: Rice University Department of Chemical Engineering; The University of Texas Department of Petroleum Engineering.
- IDE Technologies. (23 de Seotiembre de 2020). H2O Blog. Obtenido de https://www.ide-tech.com/es/solutions/soluciones-para-tratamiento-de-agua-industrial/tratamiento-de-agua-de-produccion/?data=item_1
- J. Sheng, J. (2011). Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Japan: Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier.

- J. Sheng, J. (2013). Alkaline Flooding. En J. J. Sheng, Enhanced Oil Recovery Field Case Studies (pág. 143). USA: Bob L. Herd Department of Petroleum Engineering, Texas Tech University, Lubbock, TX 79409, USA.
- Kanarak, J. (2011). Enhanced Oil Recovery by Polymer Flooding for Oil Field in Phitsanulok Basin. Tailandia: (Tesis Masterado) . University of Technology, Suranaree.
- La comunidad petrolera. (14 de Junio de 2009). Métodos de recuperación terciaria o mejorada. Obtenido de <https://lacomunidadpetrolera.com/2009/06/metodos-de-recuperacion-terciaria-o.html>
- Madrid, M. (10 de Julio de 2017). Saturación de fluidos en yacimientos. Obtenido de <https://www.portaldelpetroleo.com/2017/07/saturacion-de-fluidos-en-yacimiento.html#:~:text=Fluidos%20en%20Yacimiento-,La%20saturaci%C3%B3n%20de%20agua%20en%20la%20roca%20yacimiento%20es%20la,volumen%20poroso%20ocupado%20por%20hidrocarburos.>
- Massarweh, O., & Abushaikha, A. S. (2020). The use of surfactants in enhanced oil recovery: A review of recent. Qatar: Division of Sustainable Development, College of Science and Engineering, Hamad Bin Khalifa University, Education City, Qatar Foundation, P.O. Box 34110, Doha, Qatar.
- Mena Villacis, L. F., Guamán, J. C., Chamorro Ramírez, J. D., & Pinto Arteaga, G. R. (2019). Aplicación de la teoría de Buckley-Leverett en la recuperación mejorada por inyección de solvente en el campo VHR. FIGEMPA, 3.
- Michelena, J. C., & Regalado, E. R. (Febrero de 2017). Screening de métodos de recuperación mejorada de petróleo con potencial de aplicarse en el campo Pungarayacu – Bloque 20. Quito: Universidad Central del Ecuador. Obtenido de Screening de métodos de recuperación mejorada de petróleo con potencial de aplicarse en el campo Pungarayacu – Bloque 20: <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/8364>
- Mohammadmoradi, P., Taheri, S., Bryant, S. L., & Kantzas, A. (2018). Saturation. En P. Mohammadmoradi, S. Taheri, S. L. Bryant, & A. Kantzas, Solvent diffusion and dispersion in partially saturated porous media: An experimental and numerical pore-level study. Canadá: Department of Chemical and Petroleum Engineering, University of Calgary, Calgary, AB, Canada .
- Monroy, B., & Pérez, J. (2017). Evaluación técnica de los patrones de inyección de agua mediante simulación analítica en cinco pozos del Bloque V centro del campo Yariguí Cantagallo mediante el software Sahara. Bogotá: Fundación Universidad de América .
- Montilla, N. (2 de Febrero de 2010). Estudio de geología de yacimientos ingeniería de petróleo. Obtenido de <https://es.slideshare.net/jchilon/sedimentologia-de-yacimientos-clasticos>
- Morales, E., & Benavides, J. (2020). Avances sobre el uso de los surfactantes en la recuperación mejorada de petróleo. La Libertad: Universidad Estatal Península de Santa Elena.

- Nekabari, L., Theophilus, S., Barifcani, A., Sarmadivaleh, M., & Iglauer, S. (2016). EOR Processes, Opportunities and Technological Advancements. En L. Romero, Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR) (pág. 3). Europa: Intech Open.
- Newton, D. E. (11 de June de 2017). Secondary Recovery Technique. Obtenido de <https://www.encyclopedia.com/environment/encyclopedias-almanacs-transcripts-and-maps/secondary-recovery-technique>
- Ovando, C. (6 de Diciembre de 2016). Sistemas de recuperación de hidrocarburos. Obtenido de <https://es.slideshare.net/cinthyaOJ/productividad-69886398>
- P. Druetta; P. Raffa; F. Picchioni. (9 de July de 2019). Chemical enhanced oil recovery and the role of chemical product design. Obtenido de <https://www.x-mol.com/paper/5762627>
- Peralta, F., & Dumani, M. (2013). Estudio técnico de pozos no productivos para seleccionar potenciales reinyectores, diseño y costos de facilidades de superficie en el campo Pacoa, provincia Santa Elena. La Libertad: Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Peréz Pacheco , G. (2011). Influencia de parámetros petrofísicos en la determinación indirecta de la permeabilidad absoluta en rocas de yacimientos petroleros. México. D.F.: Universidad Nacional Autónoma de Mexico.
- Petro Wiki. (8 de June de 2015). Areal displacement in a waterflood. Obtenido de Common waterflood-pattern configurations.: https://petrowiki.spe.org/Areal_displacement_in_a_waterflood
- Petroamazonas EP. (2019). Reservas de la formación Socorro. Quito: Gerencia de Planificación y Control de Gestión.
- Petróleo América. (20 de Mayo de 2011). Inyección de polímeros como mecanismo de recuperación mejorada de petróleo. Obtenido de Inyección de polímeros: <https://www.ingenieriadepetroleo.com/inyeccion-de-polimeros-en-yacimientos/>
- Pizarro, M., & Pallasco , C. (2012). Estudio de factibilidad para la implementación del sistema plunger lift en el campo Pacoa Bloque 1. La Libertad: Universidad Estatal Península Santa Elena.
- Ponce, D. J. (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.
- Prensa ACE Internacional. (5 de mayo de 2020). Ace Internacional. Obtenido de <https://www.aceinternacional.com.co/post/mojabilidad-articulo-paper>
- Quintanilla Rubio, G. A. (2016). Evaluación del daño por precipitación y depositación de escamas minerales en la fase piloto de un proyecto químico ASP (Álcali Surfactante Polímero) en un campo de petróleo en Colombia. Colombia: Universidad Nacional de Colombia Facultad de Minas.

- Romero, L. (2012). Introduction to Enhanced Oil Recovery (EOR) Processes and Bioremediation of Oil-Contaminated Sites. Canada: Chemical Engineering Department, University of New Brunswick.
- Salager, Jean Louis. (2002). Fenómenos interfaciales en dispersiones polifásicas y en medios porosos. Venezuela: Laboratorio de formulación, interfases reología y procesos.
- Salager, J. L. (1992). El Mundo de los Surfactantes. Venezuela: Laboratorio de formulación, interfases reología y procesos.
- Salgado, B., & González, L. (2005). Efecto de la mojabilidad en las propiedades petrofísicas y operaciones de recobro secundario. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Sandersen, S. (2012). Enhanced Oil Recovery with Surfactant Flooding. Denmark: Technical University of Denmark.
- Santa Elena Petroleum S.A. (2019). Descripción de los niveles productores del campo Pacoa. Quito: Actualización de Plan de desarrollo del campo Pacoa.
- Santa Elena Petroleum S.A. (2020). Parámetros petrofísicos. Quito: Actualización del programa de desarrollo del campo Pacoa.
- Schlumberger. (24 de Diciembre de 2013). Oilfield Glossary en Español. Obtenido de Recuperación primaria: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/p/primary_recovery.aspx
- Schlumberger. (24 de Mayo de 2013). Oilfield Glossary en Español. Obtenido de Recuperación de petróleo mejorada: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/e/enhanced_oil_recovery.aspx
- Sebastian, M., & Johan, P. (2017). Evaluación de la factibilidad técnica de la implementación de la inyección de biosurfactante en el campo Yariguí Cantagallo de Ecopetrol S.A. mediante simulación numérica. Bogota D.C.: Fundación Universidad de América.
- Secretaría de hidrocarburos del Ecuador. (2016). Gerencia de planificación y control. Obtenido de <http://www.secretariahidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/05/mapa-petrolero-bloques-24-mayo.jpg>
- Sevilla, A. (15 de Julio de 2014). Economipedia. Obtenido de <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>
- Shah, D. O., & Schechter, R. (1976). Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding. Kansas City: Academic Press INC.
- Shell Chemicals. (Abril de 2018). Enordet: Detergentes para Recuperación Mejorada de Petróleo. Obtenido de <https://silo.tips/download/surfactantes-enordet-para-recuperacion-mejorada-de-petroleo>
- SNF Floerger. (2016). Geología del petróleo Sistemas petrolíferos EOR 101. China: Oil-EOR Handbook ESP. Edition 2016. Obtenido de El uso de surfactantes y Alcalinos en EOR: <http://www.oilproduction.net/files/EOR%20Handbook.pdf>

- Steemit. (Julio de 2017). Determinación de la permeabilidad de las rocas a través de diversos permeámetros. Obtenido de <https://steemit.com/spanish/@ennyta/determinacion-de-la-permeabilidad-de-las-rocas-a-traves-de-diversos-permeametros>
- Steemit. (Octubre de 2018). Estudio de la porosidad como característica petrofísica de las rocas. Obtenido de <https://steemit.com/stem-espanol/@ennyta/estudio-de-la-porosidad-como-caracteristica-petrofisica-de-las-rocas>
- Tomalá Neira, S. M. (2020). Estudio del comportamiento de fluidos en procesos de inyección de agua como método de recuperación secundaria en la arena Napo U inferior del campo Shushufindi. La Libertad: Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Tripetrol Exploration and Production Co. (1993). Dirección nacional de hidrocarburos informes. Quito: Actualización del plan de desarrollo campo Pacoa.
- Trombetta, J. C., & Norman, C. (2007). El uso de surfactantes en proyectos de recuperación terciaria. USA: Tiorco.
- Tumbaco, L. (08 de 2019). Estudio técnico del pozo Pacoa 18 para el cambio de sistema de levantamiento artificial de swab a bombeo mecánico para incrementar la producción del campo Pacoa. La Libertad: Universidad Estatal Península de Santa Elena. Obtenido de Universidad Estatal Peninsula de Santa Elena.
- Vázquez Mendoza, R. D. (23 de Febrero de 2018). Arreglos de Pozos y Eficiencia de Barrido. Obtenido de Diferentes tipos de arreglos de pozos para métodos de inyección de gas o agua en yacimientos petrolíferos.: <https://es.scribd.com/document/372186190/Arreglos-de-Pozos-y-Eficiencia-de-Barrido>
- Velayos, V. (15 de Junio de 2014). Economipedia. Obtenido de <https://economipedia.com/definiciones/valor-actual-neto.html>
- Xuetao Hu, S., & Fayang Jin, S. (2016). Physics of Petroleum Reservoirs. China: School of Oil and Natural Gas Engineering, Southwest Petroleum University, Chengdu, Sichuan, China.