



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

TEMA:

**“ESTUDIO DE IMPLEMENTACIÓN DE RECUPERACIÓN
MEJORADA POR INYECCIÓN DE POLÍMEROS, EN EL CAMPO
PACOA – BLOQUE 1”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

**RONALD VICENTE BORBOR MORÁN
ARIEL ENRIQUE MONTALVÁN RECALDE**

TUTOR:

FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR

**LA LIBERTAD – ECUADOR
2021**

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

TEMA:

**“ESTUDIO DE IMPLEMENTACIÓN DE RECUPERACIÓN
MEJORADA POR INYECCIÓN DE POLÍMEROS, EN EL CAMPO
PACOA – BLOQUE 1”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

**RONALD VICENTE BORBOR MORÁN
ARIEL ENRIQUE MONTALVÁN RECALDE**

TUTOR:

FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR

LA LIBERTAD – ECUADOR

2021

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado en primer lugar a Dios, por estar siempre conmigo dándome fuerza, paciencia y sabiduría para no rendirme en el camino y poder completar mi carrera profesional.

A mis padres, Rita Morán y Vicente Borbor, por apoyarme en cada una de las etapas de mi vida personal y académica.

A cada integrante de mi familia, por brindarme su granito de arena en cada escalón y esas personas especiales en mi vida que también me han apoyado.

Con gratitud,

Ronald Vicente Borbor Morán

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios, por brindarme la fuerza, salud y sabiduría para culminar mi carrera profesional.

A mis padres, Nelson Montalván y Julia Recalde, por el apoyo incondicional en cada una de las etapas de mi vida. Este logro es gracias a ustedes.

A toda mi familia, en especial al ser querido que nos cuida desde el cielo, mi abuelito, gracias por los consejos que me impulsaban a ser mejor.

Con toda gratitud,

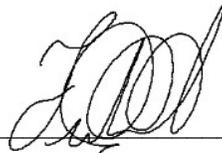
Ariel Enrique Montalván Recalde

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema: “Estudio de implementación de recuperación mejorada por inyección de polímeros, en el campo Pacoa – Bloque 1”, elaborado por Ronald Vicente Borbor Morán y Ariel Enrique Montalván Recalde, 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 4 % de la valoración permitida.

Reporte Urkund.

URKUND	
Document	Borbor-y-Montalvan Tesis UPSE-2021.docx (D111442335)
Submitted	2021-08-18 18:29 (-05:00)
Submitted by	arielmontalvan13@outlook.com
Receiver	fchuchuca.upse@analysis.arkund.com
	4% of this approx. 21 pages long document consists of text present in 1 sources.



Ing. Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar

C.I. 0704789502

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, **Ronald Vicente Borbor Morán**, con cédula de identidad No. 2450319955 y **Ariel Enrique Montalván Recalde**, con cédula de identidad No.0923136667, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“Estudio de implementación de recuperación mejorada por inyección de polímeros, en el campo Pacoa – Bloque 1”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleo, es de nuestra autoría; el cual no ha sido presentado para ningún grado o calificación profesional y que hemos consultado las referencias bibliográficas incluidas en este documento.

Posteriormente, cedemos los derechos de propiedad intelectual sobre este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.



Ronald Vicente Borbor Morán

C.I. 2450319955



Ariel Enrique Montalván Recalde

C.I. 0923136667

CERTIFICADO DEL TUTOR

Ing. Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de tutor del presente trabajo: “Estudio de implementación de recuperación mejorada por inyección de polímeros, en el campo Pacoa – Bloque 1”, previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo, elaborado por Ronald Vicente Borbor Morán y Ariel Enrique Montalván Recalde, egresados de la Carrera 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, lo apruebo en todas sus partes.



Ing. Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar

TUTOR

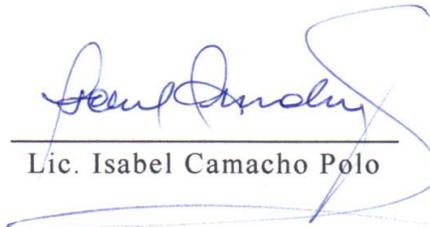
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

CERTIFICO

Que, he revisado aspectos relacionados a la redacción, ortografía y sintaxis del trabajo de titulación, con el tema **“Estudio de implementación de recuperación mejorada por inyección de polímeros, en el campo Pacoa – Bloque I”** elaborado por Ronald Vicente Borbor Morán y Ariel Enrique Montalván Recalde, para optar por el Grado Académico de **INGENIERO EN PETRÓLEO**, de la Carrera Ingeniería en Petróleo, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

Autorizo hacer de este certificado, el uso legal que considere pertinente.

La Libertad, agosto de 2021



Lic. Isabel Camacho Polo

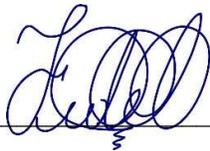
Teléfono: 0994416753
e-mail: isabelacamacho@hotmail.com
Reg. Senescyt 1023-11-1101534

TRIBUNAL DE GRADO



Qf. Rolando Calero Mendoza, PhD.
DIRECTOR DE LA CARRERA
DE PETRÓLEOS

Ing. Adriana Morales Delgado, MSc
PROFESOR DE ARÉA



Ing. Fidel Chuchuca Aguilar, MSc
TUTOR



Firmado
digitalmente
por ERICA
LORENZO
GARCIA

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

CONTENIDO

Pág.

DEDICATORIA	iii
DEDICATORIA	iv
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vi
CERTIFICADO DEL TUTOR.....	vii
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	viii
TRIBUNAL DE GRADO	ix
CONTENIDO	x
ÍNDICE DE FIGURAS	xiii
INDICE DE TABLAS.....	xvi
RESUMEN	xviii
ABSTRACT	xix
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.1 ANTECEDENTES	2
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	4
1.3 JUSTIFICACIÓN	4
1.4 OBJETIVOS	5
1.4.1 Objetivo general.	5
1.4.2 Objetivos específicos.....	5
1.5 HIPÓTESIS DEL PROYECTO.....	6
1.6 ALCANCE.....	6
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	7
2.1 MARCO REFERENCIAL.....	7
2.1.1. Ubicación geográfica del campo Pacoa.....	7
2.1.2. Geología del campo.....	7
2.1.3. Características estratigráficas del Campo.....	8

2.1.4.	Formación Productora Socorro (Eoceno medio y superior).....	9
2.2	PROPIEDADES DE UN YACIMIENTO	11
2.2.1	Geometría y litología.....	11
2.2.2	Profundidad, presión y temperatura.....	11
2.2.3	Presión capilar.	12
2.2.4	Tensión superficial e interfacial.	13
2.2.5	Porosidad y permeabilidad.	14
2.2.6	Propiedades de los fluidos.	18
2.3	MECANISMOS DE PRODUCCIÓN	20
2.3.1	Recuperación primaria.....	20
2.3.2	Recuperación Secundaria (IOR).....	21
2.3.3	Recuperación mejorada (EOR).....	22
2.3.4	Proceso de desplazamiento de Buckley-Leverett.	23
2.3.5	Ecuación de flujo fraccional.	23
2.4	ARREGLOS DE POZOS Y TIPOS DE DRENAJE	24
2.4.1	Formas de inyectar fluidos al yacimiento.....	25
2.4.2	Características de los arreglos de pozos.	25
2.5	ESTATUS DEL CAMPO	26
2.5.1	Producción promedio.....	26
2.6	INYECCIÓN DE POLÍMEROS	28
2.6.1	Definición de los métodos químicos.	28
2.6.2	Definición de polímero.....	29
2.6.3	Inyección de polímeros como mecanismo de recuperación.	30
2.6.4	Factores favorables y desfavorables para inyectar polímeros.	30
2.6.5	Tipos de polímeros en recuperación mejorada (EOR).	31
2.6.6	Ventajas y Desventajas de la inyección de polímeros.....	32
2.6.7	Mecanismos presentes en la reducción de la relación de movilidad.	33
2.6.8	Mecanismos que actúan en el desplazamiento de polímeros.	36
2.6.9	Proceso de inyección de polímeros.	36
2.7	PROGRAMA CMG.....	38
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....		39
3.1	TIPO DE ESTUDIO	39
3.2	POBLACIÓN Y MUESTRA.....	39
3.3	DESARROLLO DE LA SIMULACIÓN	40
3.3.1	Software de simulación.	40

3.3.2	Mapas isópacos.....	41
3.3.3	Diseño de la malla con Gmsh.....	42
3.4	MODELADO DE LA MALLA DE SIMULACIÓN	43
3.4.1	Configuración inicial para el modelado.....	43
3.4.2	Dimensiones del yacimiento.....	44
3.4.3	Componentes.	48
3.4.4	Interacción roca-fluido.	50
3.4.5	Condiciones iniciales.....	50
3.4.6	Control de Métodos Numéricos.....	52
3.5	CONDICIONES OPERACIONALES DE LOS POZOS	52
3.5.1	Información de los pozos y datos recurrentes.	53
3.6	PROCEDIMIENTO PARA LA CREACIÓN DEL POLÍMERO	57
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS		62
4.1	ANÁLISIS DE CASOS DE ESTUDIOS	62
4.2	PRODUCCIÓN PRIMARIA	62
4.3	CASO BASE – INYECCIÓN DE AGUA.....	63
4.4	CASO DE ESTUDIO – INYECCIÓN DE POLÍMEROS	64
4.4.1	Polímero #1 – HPAM.....	64
4.4.2	Polímero #2 – AN125VHM.	69
4.5	CASO DE ESTUDIO – ASP	74
4.5.1	Análisis técnico.	76
4.6	ANÁLISIS ECONÓMICO	76
4.6.1	Valor actual neto (VAN).	76
4.6.2	Tasa interna de retorno (TIR).	77
4.6.3	Análisis de costo de operación (OPEX).	78
4.6.4	Instalaciones de tratamiento de agua.	78
4.6.5	Unidad de inyección.	78
4.6.6	Resultados de análisis económico.	78
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		84
CONCLUSIONES.....		84
RECOMENDACIONES		85
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		86

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Ubicación Geográfica del Campo Pacoa - Bloque.....	7
Figura 2: Columna Estratigráfica del Campo Pacoa	8
Figura 3: Curvas de presión capilar.....	12
Figura 4: Curva de drenaje e imbibición	13
Figura 5: End-points de curva de permeabilidad relativa agua-petróleo.....	17
Figura 7: Saturación	19
Figura 8: Fenómenos de la mojabilidad.	20
Figura 9: Influencia de los mecanismos de producción en el recobro de petróleo.....	21
Figura 10: Proceso de Recuperación Secundaria.	22
Figura 11: Proceso de Recuperación Terciaria.....	22
Figura 13: Estructura del polímero.....	29
Figura 14: Inyección de polímeros.....	30
Figura 15: Tipos de polímeros.....	31
Figura 16: Ventana principal del programa.....	38
Figura 17: Mapa isópacos de la arena B.....	41
Figura 18: Diseño del contorno de la arena B en Gmsh, Versión 2020.	43
Figura 19: Ventana del módulo I/O control.....	44
Figura 20: Contorno de la arena B en CMG.....	44
Figura 21: Dimensiones del mallado	45
Figura 22: Mallado ajustado al mapa de contorno de la arena B	45
Figura 23: Adjunto del archivo Depth.bna y Gross Thickness.bna.....	46
Figura 24: Mallado 2D de la arena B	47
Figura 25: Mallado 3D de la arena B.	47
Figura 26: Resultados PVT generados	48

Figura 27: Ventana principal - Ingreso de Presión de Burbuja.	49
Figura 28: Ventana de errores promedio de las propiedades PVT.	49
Figura 29: Ventana de correlaciones de permeabilidades relativas.....	50
Figura 30: Ventana de condiciones iniciales.	51
Figura 31: Ventana de Control Numérico	52
Figura 32: Ubicación de pozos productores e inyector.	53
Figura 33: Ventana para crear los pozos productores.....	54
Figura 34: Ventana para crear el pozo inyector.....	54
Figura 35: Ingreso de las características de los pozos productores.	55
Figura 36: Ingreso de las características del pozo inyector.	56
Figura 37: Tiempo de simulación.....	56
Figura 38: Ventana de creación del polímero.....	57
Figura 39: Especificaciones del polímero.	58
Figura 40: Ingreso de valores de % Peso y Adsorción del polímero.....	60
Figura 41: Ingreso de valores de viscosidad del polímero.	60
Figura 42: Ventana de características del fluido inyectado.	61
Figura 43: Factor de Recobro y Producción acumulada de Recuperación Primaria	62
Figura 44: Tasa de producción de petróleo en recuperación primaria.	63
Figura 45: Tasa de recuperación de petróleo con inyección de agua.	64
Figura 46: Factor de recobro - HPAM 1000 ppm	65
Figura 47: Factor de recobro - HPAM 1500 ppm.	65
Figura 48: Factor de recobro - HPAM 2000 ppm.	66
Figura 49: Factor de recobro- HPAM 2000bblsd a diferentes concentraciones.....	67
Figura 50: Producción de petróleo - HPAM 2000bblsd a diferentes concentraciones...	67
Figura 51: Producción acumulada - HPAM 2000bblsd a diferentes concentraciones ...	68
Figura 52: Factor de recobro - AN125VHM 1000 ppm.....	70
Figura 53: Factor de recobro - AN125VHM 1500 ppm.....	70
Figura 54: Factor de recobro - AN125VHM 2000 ppm.....	71
Figura 55: Factor de recobro - AN125VHM 2000bblsd a diferentes concentraciones. .	72
Figura 56: Producción de petróleo - AN125VHM 2000bblsd a diferentes concentraciones.	72

Figura 57: Producción acumulada - AN125VHM 2000bbbsd a diferentes concentraciones.	73
Figura 58: Factor de recobro con inyección ASP.....	74
Figura 59: Producción acumulada con inyección ASP.	75
Figura 60: Producción de petróleo con inyección ASP.....	75

INDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Parámetro petrofísicos de la Formación Socorro	10
Tabla 2: Tope y Base de niveles productores del Campo Pacoa	11
Tabla 3: Calidad de Porosidades	15
Tabla 4: Reglas empírica para inferir mojabilidad de Craig modificadas	18
Tabla 5: Características de los arreglos de pozos	25
Tabla 6: Estado actual del campo Pacoa	26
Tabla 7: Reservas del Campo Pacoa	26
Tabla 8: Historial de Producción del Campo Pacoa	27
Tabla 9: Producción promedio por estaciones.....	28
Tabla 10: Criterios de selección de los métodos químicos.....	29
Tabla 11: Factores Favorables y desfavorables para inyectar polímeros	31
Tabla 12: Criterios de Diseño para Inyección de Polímeros	37
Tabla 13: Valores PVT usando correlaciones.	48
Tabla 14: Perforación de los pozos en la malla de la arena B.	55
Tabla 15: Información base de los polímeros.....	58
Tabla 16: Propiedades del polímero HPAM.	59
Tabla 17: Propiedades del polímero AN125VHM.....	59
Tabla 18: Valores de Fracción Molar	61
Tabla 19: Fracción molar de concentraciones, HPAM.....	64
Tabla 20: Factores de recobro, HPAM.....	66
Tabla 21: Fracción molar de concentraciones, AN125VHM.....	69
Tabla 22: Factores de recobro, AN125VHM.	71
Tabla 23: Fracción molar de concentración, ASP.	76
Tabla 24: Tabla de ingresos y egresos con el polímero HPAM.	79
Tabla 25: Tabla de ingresos y egresos con el polímero AN125VHM.	80
Tabla 26: Tabla de ingresos y egresos con ASP.....	82

ABREVIATURAS

API: American Petroleum Institute

ASP: Álcali-Surfactante-Polímero

Bbls/d: Barriles por día

CMG: Computer Modelling Group LTD

EOR: Enhanced Oil Recovery

GMSH: Software de contorno

OPEX: Operating Expensive – Costos operacionales

PB: Punto de burbuja.

POES: Petróleo original en sitio.

PPM: Partes por millón.

PVT: Presión-Volumen-Temperatura

TIR: Tasa interna de retorno.

USD: Dólares americanos.

VAN: Valor actual neto.

“ESTUDIO DE IMPLEMENTACIÓN DE RECUPERACIÓN MEJORADA POR INYECCIÓN DE POLÍMEROS, EN EL CAMPO PACOA – BLOQUE 1”

RESUMEN

El presente proyecto detalla el análisis de la simulación numérica de yacimiento en el nivel B de la formación Socorro del campo Pacoa, cuya finalidad es el estudio del comportamiento de la curva del factor de recobro en base a la inyección de polímeros y el análisis económico para conocer la viabilidad de su aplicación. Con el uso del programa de simulación de yacimientos CMG (Computer Modeling Group) se establece un arreglo de 5 pozos invertidos en la sección Sur del campo, donde el Pacoa 43 cumple con la función de pozo inyector, y a su alrededor los pozos productores Pacoa 9, Pacoa 10, Pacoa 40 y Pacoa 42; efectuando la simulación de 3 casos de estudio, tales como inyección de polímero Poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) polímero AN125VHM, y álcali-surfactante-polímero (ASP). De los resultados obtenidos por la simulación se determina que el escenario técnica y económicamente viable es la inyección del polímero HPAM, el cual obtuvo un factor de recobro mayor en comparación a la recuperación primaria, empezando a obtener ganancias y recuperando la inversión a partir del tercer año de su implementación.

PALABRAS CLAVE: SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS / INYECCIÓN DE POLÍMEROS / FACTOR DE RECOBRO / PROGRAMA CMG / VIABILIDAD

**"STUDY OF THE IMPLEMENTATION OF ENHANCED RECOVERY BY
POLYMER INJECTION, IN THE PACOA FIELD - BLOCK 1"**

ABSTRACT

This project details the analysis of the numerical reservoir simulation at level B of the Socorro formation of Pacoa field, whose purpose is to study the behavior of the recovery factor curve based on polymer injection and economic analysis to know the feasibility of its application. With the use of the reservoir simulation program CMG (Computer Modeling Group) an arrangement of 5 inverted wells is established in the South section of the field, where the Pacoa 43 plays the role of injector well, and around it, the producer wells Pacoa 9, Pacoa 10, Pacoa 40 and Pacoa 42; performing the simulation of 3 case studies, such as injection of polymer partially hydrolyzed polyacrylamide (HPAM) polymer AN125VHM, and alkali-surfactant-polymer (ASP). From the results obtained by the simulation it is determined that the technically and economically viable scenario is the HPAM polymer injection, which obtained a higher recovery factor compared to the primary recovery, starting to obtain profits and recovering the investment from the third year of its implementation.

**KEYWORDS: RESERVOIR SIMULATION / POLYMER INJECTION /
RECOVERY FACTOR / CMG PROGRAM / FEASIBILITY**

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, el uso de los métodos de recuperación mejorada de petróleo (EOR) permite extraer importantes volúmenes adicionales a los obtenidos por la producción a través de métodos convencionales. Los métodos químicos pueden reducir la tensión interfacial entre las fases desplazadas y desplazante, aumentar el número capilar, provocar variantes en la mojabilidad y cambios en la permeabilidad relativa, entre otros. Dentro de este grupo, se encuentra la inyección de polímeros que se basa en mejorar la relación de movilidad del fluido desplazante, ya sea menor o igual a la del fluido desplazado. Una vez pasado el ciclo de recuperación primaria y secundaria, el yacimiento aún contiene el 60 a 80% del crudo originalmente en sitio.

La vida productiva del campo Pacoa inicia en el año 1991, siendo la formación productora Socorro, el cual está dividida en cuatro niveles tales como, nivel B, nivel E, nivel C y nivel D. Actualmente, del total de pozos perforados el 2% producen a flujo natural, 33% por pistoneo y 65% por bombeo. (Pizarro & Pallasco, 2012)

En la industria petrolera existen herramientas que ayudan a simular los procesos de recuperación mejorada, siendo CMG (Computer Modeling Group) equipado con herramientas y aplicaciones, donde abarca procesos de inyecciones de químicas. Este software de ingeniería de yacimientos se utilizará en la parte metodológica del proyecto.

CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 ANTECEDENTES

Según los autores Fontalvo y Pérez (2016) en su trabajo de titulación denominado “Estudio de pre-factibilidad de implementación de recuperación mejorada por inyección de polímeros a las arenas T superior y U inferior en el campo Singue-bloque 53”, establecieron un modelo sintético con un arreglo de cuatro pozos que son los productores de la arena T superior y el re-inyector con un arreglo irregular, por lo que procedieron a dividir el área en tres triángulos irregulares para facilitar el cálculo del área total; de igual forma el arreglo para la arena U inferior se realizó de cuatro pozos, tres productores y un re-inyector. Utilizaron el módulo Polymer Predictive Model del software EORgui, donde el factor de recobro experimenta un incremento del 0.5% en relación a la recuperación primaria de la arena Napo T superior a través de la inyección de polímeros del pozo Singue A-10, debido a que existe un acuífero activo mientras que para la arena U Inferior 0.9 % a razón de que su mecanismo de producción es hidráulico.

El autor Diego Ponce (2013), en su trabajo de titulación “Evaluación conceptual de la inyección de polímeros y surfactantes en el yacimiento “U” inferior, perteneciente a la formación Napo del campo Sacha”, utilizó el software PETREL 2011.1 para el modelamiento de los casos de simulación de la inyección de polímeros y surfactantes, planteó 4 escenarios diferentes, el primero inyectando solo polímeros, el segundo solo surfactante, el tercero polímero-surfactante (SP), y el cuarto, baches de surfactante y polímero.

El área que escogió muestra un arreglo de 7 pozos con el pozo S-52B en el centro del arreglo y con los pozos S-123, S-153, S-181D, S-188D, S-186 y S-124, alrededor de este. El análisis económico muestra que el proceso de inyección de polímeros, es el más rentable y con menos riesgo de todos los escenarios evaluados debido al bajo consumo de polímero y a la alta recuperación de petróleo obtenida, con un costo por barril incremental de petróleo para el caso base de 11.76 USD/BL. En el proceso de inyección de surfactantes es el menos rentable de todos los casos, debido al alto consumo de surfactante y a la baja recuperación de petróleo obtenida, con un costo por barril incremental de petróleo para el caso base de 52.61 USD/BL. En el proceso de inyección de la solución SP se recupera la cantidad más alta de petróleo incremental, 671389 BLS, y es el más rentable luego del caso de inyección de polímeros. En el proceso de inyección de Baches de surfactante y polímero es rentable incluso en condiciones pesimistas.

La autora Jessenia Rojas (2013), en su proyecto de titulación “Estudio para implementar recuperación mejorada por inyección de polímeros en un campo del oriente ecuatoriano”, realizó un corte del área del modelo del campo en la arena U, con un modelo de inyección de cuatro pozos X-04, X-13, X-15 Y X-17. La construcción del modelo de simulación lo realizó mediante la aplicación de programas computacionales Petrel y Eclipse, mediante el cual planteó 3 casos, de los cuales obtuvieron los siguientes resultados:

Para el caso base el factor de recobro final que obtuvo es del 16,3% con un corte de agua del 68,9%. Para el modelo de inyección de agua convencional (Caso I), obtuvo un incremento del factor de recobro de 4,7%, alcanzando un valor de 17,5% al final de la simulación con un corte de agua del 73,4%. Para el modelo de inyección de polímeros (Caso II) logró incrementar el factor de recobro a 21,5% obteniéndose un incremento del 8,7% con un corte de agua del 70,4%. Finalmente, para el modelo de inyección de polímeros con la completación de dos pozos productores (Caso III) de similares características del pozo productor X-15, logró incrementar el factor de recobro en un 12,3% adicional con un corte de agua menor que los casos anteriores de 65,9%.

Los autores Alina Salinas y Joffre Suárez (2021), en su trabajo de titulación “Inyección de surfactantes en el bloque 1, del campo Pacoa, ubicado en la comuna Morrillo, provincia de Santa Elena”, con la ayuda del software de simulación de yacimientos CMG (Computer Modeling Group), se establecieron varios escenarios con un 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). 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, el valor del VAN de \$839442.48 y TIR de 52%, nos demuestra que este escenario es completamente rentable y la inversión se recupera a partir del tercer año.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La formación socorro del campo Pacoa tiene un petróleo original en sitio (POES) de 45,412 MMBls, cuyos niveles tienen los siguientes factores de recobro inicial: nivel D 8,25%, nivel C 11,45%, nivel B 13,51% y nivel E 10%. La producción acumulada al 30 de abril del 2011 es 1,7 MMBls, y las reservas remanentes 2,8 MMBls (Peralta & Dumani, 2013). Desde el año 1998 se presentó el principal problema en el campo Pacoa, el cual fue la baja producción de petróleo que se debe a las pérdidas de fluido y de presión.

Las pérdidas de presión son originadas por diferentes causas como los efectos gravitacionales, de fricción y cambios de energía cinética, ocasionados durante el recorrido del fluido desde el yacimiento hasta la superficie.

El campo Pacoa tiene sistemas de extracción como bombeo mecánico y pistoneo, lo cual son ineficiencias por su bajo rendimiento debido a la falta de optimización en el funcionamiento, lo que aumenta los costos de operación y mantenimiento.

La efectividad de un método de recuperación mejorada se basa en el incremento del factor de recobro, y desde un punto de vista operacional no se pueden aplicar directamente al campo puesto que, se arriesgaría la parte económica del mismo. Y para verificar su viabilidad se logra mediante la simulación, lo que permite predecir su comportamiento y mejorar las estrategias de producción.

1.3 JUSTIFICACIÓN

El campo Pacoa, localizado en el Bloque 1 en la provincia de Santa Elena, es considerado un campo maduro, el cual tiene un nivel de agotamiento alto y de baja producción. El crudo que produce este campo es considerado liviano, por lo tanto, los métodos de

recuperación difieren entre sí. Por tal motivo, es importante realizar una simulación para verificar el comportamiento del mismo.

La inyección de polímeros es uno de los métodos más utilizados para los procesos de control de movilidad que buscan adicionar químicos a los fluidos inyectados. Estos químicos aumentan la viscosidad aparente del fluido y/o reduce la permeabilidad efectiva de la roca. Los químicos usados son primordialmente polímeros cuando el fluido inyectado es agua. Las condiciones preferibles para la inyección de polímero son petróleos livianos y medio pesados, baja salinidad, media a alta permeabilidad del yacimiento, bajas temperaturas (por debajo de 100°C). Y la formación productora de este campo cumple con la mayoría de los parámetros de aplicabilidad.

La inyección de polímeros reduce los costos relacionados al manejo de agua, el proceso requiere menos cantidad de agua para recuperar la misma cantidad de petróleo, por lo que los costos relacionados al tratamiento y manejo de aguas son reducidos. Es una rentable técnica EOR probada por más de 40 años en aplicaciones comerciales permitiendo un recobro de petróleo adicional del 5 al 15%. Los mejores proyectos comerciales han incrementado alrededor de 1 barril de petróleo por cada USD\$1 a USD\$3 de polímero (costa adentro). De acuerdo con esta perspectiva, este trabajo ayudará a determinar si el proyecto en el campo Pacoa Bloque 1, en base a un diseño práctico y teórico de recuperación mejorada es factible para su implementación.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo general.

Implementar el mecanismo de recuperación asistida por inyección de polímero en el campo Pacoa Bloque 1, mediante simulación numérica de yacimientos para optimizar la producción de petróleo.

1.4.2 Objetivos específicos.

- Generar el mallado de simulación que permita analizar el efecto de la inyección de polímero en el campo.
- Proponer diferentes escenarios en la formación mediante soluciones poliméricas.

- Definir el arreglo de pozos que mejor se adapten a los diferentes escenarios.
- Determinar la presión, volumen y el tipo de polímero a inyectar.
- Utilizar el software CMG para la simulación de inyección de polímero en un corte de la arena B de la formación Socorro y determinar el factor de recobro.

1.5 HIPÓTESIS DEL PROYECTO

Se espera que la aplicación de la inyección de polímeros, aumente en un 5% el factor de recobro del nivel B en la formación Socorro de la zona Sur del campo Pacoa, y que sea técnica y económicamente viable para su implementación.

1.6 ALCANCE

La investigación del proyecto se centra en el nivel B en la formación Socorro del campo Pacoa. Cotejando las características de los pozos de la sección Sur y del reservorio con los requisitos del mecanismo de la inyección de polímeros. El presente trabajo planea aumentar la productividad del campo con el método de inyección de polímeros, y verificar la factibilidad de su implementación.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 MARCO REFERENCIAL

2.1.1. Ubicación geográfica del campo Pacoa.

El Campo Pacoa también denominado bloque 1, se encuentra ubicado en el suroeste ecuatoriano, en la provincia de Santa Elena, cantón Santa Elena, entre las comunas de San Pablo, Santa Rosa, Cerro Alto y Morrillo. Tiene una extensión de 4000 Km², de los cuales 3000 Km² está costa fuera y 1000 Km² en tierra. (Peralta & Dumani, 2013).

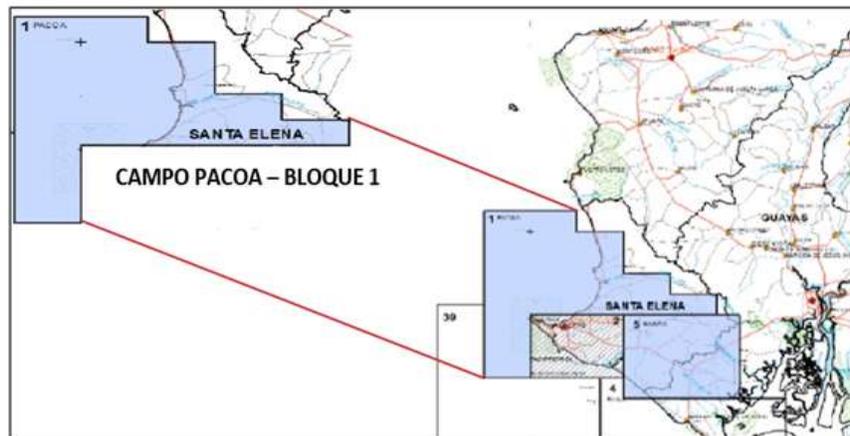


Figura 1: Ubicación Geográfica del Campo Pacoa - Bloque.

(Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador , 2013)

2.1.2. Geología del campo.

El Bloque 1 se localiza geográficamente al sur de la falla Colonche que separa la cordillera Chongón Colonche del Levantamiento Santa Elena/Cuenca Progreso. Dentro

del mismo se encuentra el campo Pacoa, ubicado en la parte sur-central del Bloque. El campo Pacoa es una estructura anticlinal, cuya formación productora Socorro se encuentra dividida en cuatro niveles, contando de abajo hacia arriba, nivel “E”, “B”, “C” y “D”. Con respecto a la litología, contiene arenisca de granos finos intercalados con lutitas, limolitas y dolomitas, tiene un espesor aproximado de 1480 ft (Bristow & Hoffstetter, 1977).

2.1.3. Características estratigráficas del Campo.

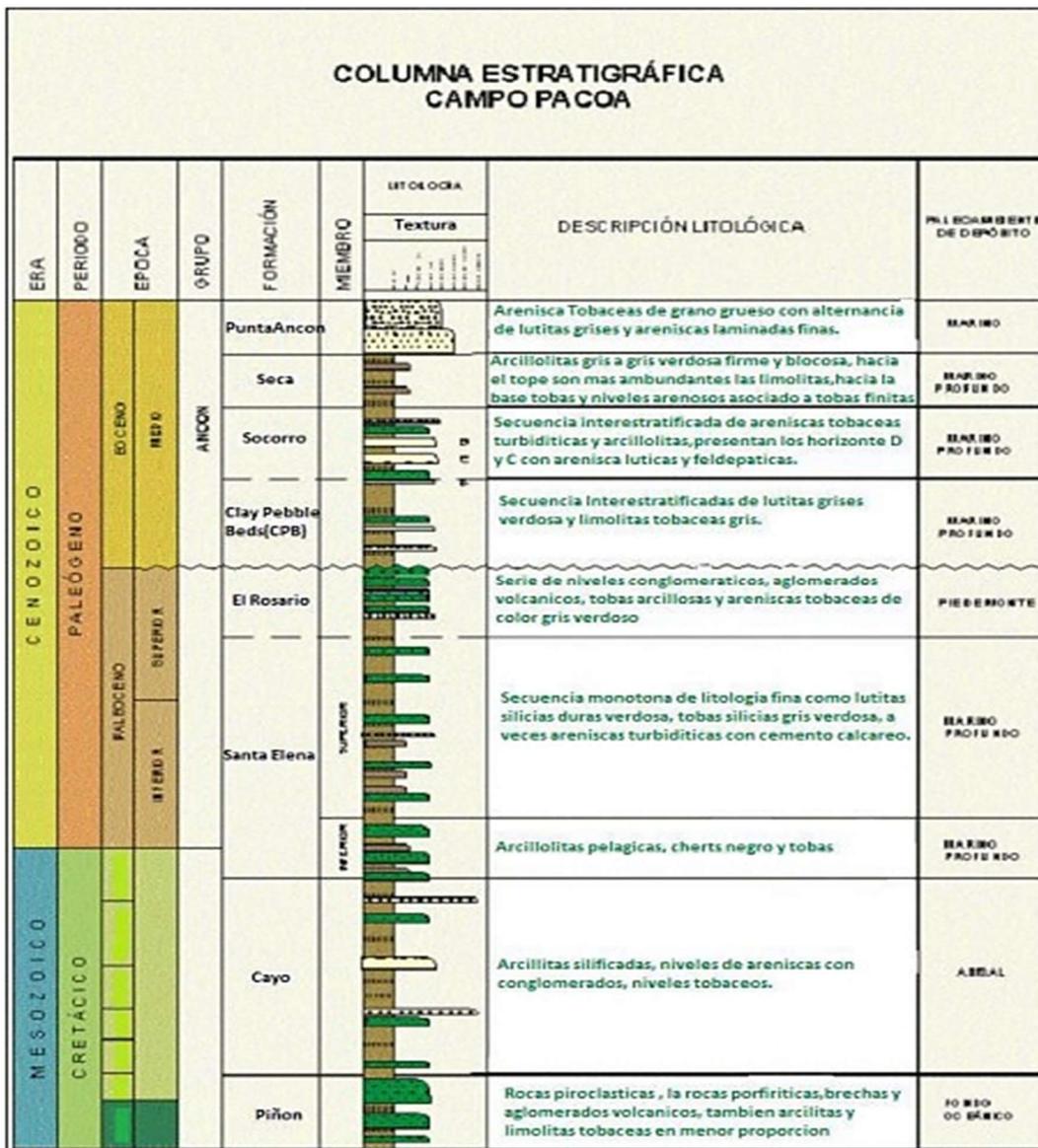


Figura 2: Columna Estratigráfica del Campo Pacoa
(Tripetrol Exploration and Production Co., 1993)

La columna geológica ha sido dividida en tres unidades principales:

- Eoceno medio
- Paleoceno
- Cretáceo

La Cuenca Pacoa comprende la siguiente columna estratigráfica:

- El basamento oceánico, Fm. Piñón.
- Cobertura volcano – clástico de edad cretácico superior – paleoceno: Fm. Cayo, Fm. Santa Elena/Rosario.
- Depósitos turbidíticos del Grupo Ancón: Fm. CPB, Fm. Socorro, Fm. Seca y Fm. Punta Ancón.
- El Grupo Azúcar no aflora en este Campo y tampoco aparece en el subsuelo.

2.1.4. Formación Productora Socorro (Eoceno medio y superior).

El principal reservorio del campo Pacoa es la formación Socorro y se considera fundamentalmente la división en 2 miembros:

- Miembro Sedimentario
- Miembro Tobáceo

El miembro sedimentario está constituido por depósitos pelíticos con intercalaciones de areniscas de composición predominante clastos líticos y feldespáticos con matriz tobácea – arcillosa con porosidades regulares saturadas de hidrocarburos. Estas secciones de areniscas denominadas “C” y “D”.

El miembro tobáceo representado principalmente por una intercalación de arcillitas y limolitas grises oscuras, con intercalaciones de tobas arcillosas muy solubles

(posibles productos retrabajados o de alteración) y la presencia intermitente de tobas afaníticas blancas grisáceas, firmes ocasionalmente con desarrollos cristalográficos de feldespatos que dan un aspecto arenoso. Los complejos arenosos “B” y “E” del campo Pacoa pertenecen a este intervalo (Peralta & Dumani, 2013).

Propiedades petrofísicas “PVT” de los niveles productores.

*Tabla 1: Parámetro petrofísicos de la Formación Socorro
(Santa Elena Petroleum S.A, 2019)*

PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LA FORMACIÓN SOCORRO									
Nivel	H_o (ft)	φ (%)	K (md)	API°	R_w	Sw (%)	FR (%)	Presión inicial (psi)	Presión actual (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		

- **Nivel D:** Este nivel está formado por areniscas, lutitas intercaladas y limos finos. Tiene una presión inicial de 649 psi, con producción acumulada de petróleo y agua de 534.629,28 bbls y 245.785,34 bbls respectivamente. No toda la arena es productora, pero es considerada como el mayor portador de hidrocarburo líquido (Tumbaco, 2019).
- **Nivel C:** Este nivel está conformado por lutitas intercaladas. Inicialmente, se registró una presión inicial de 966 psi, el nivel productor tiene un espesor de 43 ft con una porosidad de 16,8%. (Santa Elena Petroleum S.A, 2019).
- **Nivel B:** Está constituida por una litología continua de lutitas y areniscas. En la actualidad tiene una presión de burbuja de 240 psi e inicialmente se registró una presión inicial de 968 psi. Este nivel tiene 29,1% de porosidad, 25,4 ft de espesor y 3,49 cp de viscosidad (Santa Elena Petroleum S.A, 2019).

- **Nivel E:** Este nivel tiene un área de drenaje de 1,5 km², cuya producción acumulada de petróleo es de 122.774,41 bbls y una producción de agua de 37.881,68 bbls. Cabe mencionar que no todo el nivel es productor, ya que algunos estratos tienen hidrocarburos y otros no (Chiluiza & Rosales, 2013).

*Tabla 2: Tope y Base de niveles productores del Campo Pacoa
(Santa Elena Petroleum S.A, 2019)*

NIVELES PRODUCTORES DEL CAMPO PACOA			
Formación	Niveles	Tope (ft)	Base (ft)
SOCORRO	D	1.291	1.330
	C	1.577	1,610
	B	2.120	1.610
	E	2.300	-----

2.2 PROPIEDADES DE UN YACIMIENTO

2.2.1 Geometría y litología.

Es esencial determinar la geometría del yacimiento ya que con su estructura u estratigrafía se pueden establecer la ubicación de los pozos. Con respecto a la litología, ésta caracteriza la formación geológica e influye en cualquier proceso de inyección, ya que se toman en cuenta la porosidad y permeabilidad como factores que pueden afectarlo (Ponce, 2013).

2.2.2 Profundidad, presión y temperatura.

Un proceso de inyección tiene restricciones de inyección cuando un yacimiento es poco profundo, la cual debe ser menor a la presión de fractura. Dependiendo de la profundidad se puede estimar los costos de inyección. De la misma manera la temperatura es proporcional a la profundidad (Monroy & Pérez, 2017).

La presión promedio del reservorio se realiza una distancia del pozo igual al radio de drenaje, la presión será constante para mayores distancias que el radio equivalente (Ponce, 2013).

2.2.3 Presión capilar.

“Se define como presión capilar a la diferencia de presión a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferencialmente la roca” (Ferrer, 2001). Si se toma positiva entonces es la presión de la fase no mojante menos la presión de la fase mojante, es decir:

$$P_c = P_{mn} - P_m$$

$$P_c = P_{mn} - P_m \quad (1)$$

Donde:

P_c : Presión capilar.

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

P_m : Presión de la fase mojante.

Así, para un sistema agua-petróleo será:

$$P_c = P_o - P_w \quad (2)$$

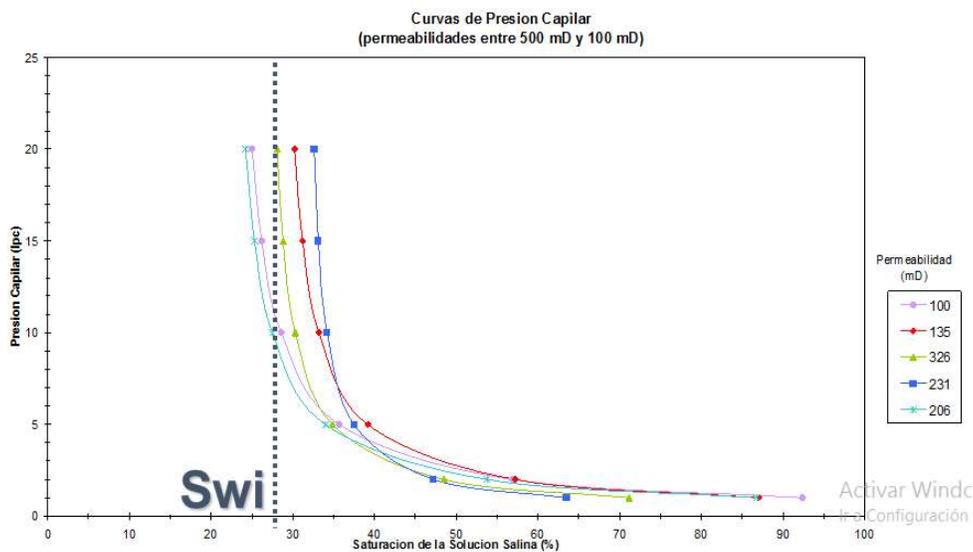


Figura 3: Curvas de presión capilar
(Pérez, 2016)

Existen dos procesos de presión capilar: drenaje e imbibición. El proceso de drenaje significa que el fluido no mojante desplaza al fluido mojante, mientras que el proceso de imbibición es lo contrario (Escobar, 2012).

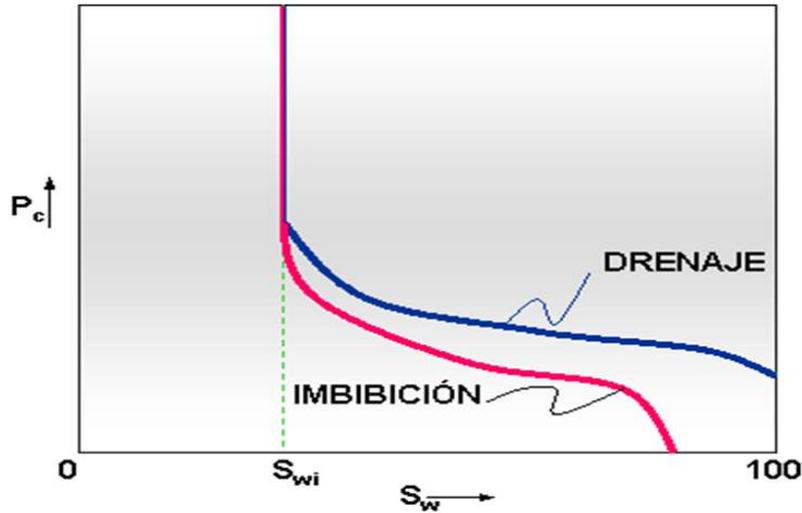


Figura 4: Curva de drenaje e imbibición
(Gutiérrez, 2020)

2.2.4 Tensión superficial e interfacial.

Cuando dos fases inmiscibles coexisten en un medio poroso, la energía de superficie relacionada con las interfases de los fluidos influye en su saturación, distribución y desplazamiento (Ferrer, 2001).

La tensión superficial se la conoce como el conjunto de energía indispensable para incrementar la superficie de un líquido por unidad de área. Hace referencia a fuerza de atracción ejercida sobre las moléculas de la superficie de un líquido, es decir, entre dos fluidos inmiscibles; el valor de este parámetro entre el crudo y el agua está entre 10 y 30 dinas/cm (Anton, 2005).

En procesos de recuperación mejorada es muy importante considerar la tensión interfacial, ya que si es insignificante este parámetro solo existirá un fluido saturado en el medio poroso, por lo tanto, fluye con facilidad (Escobar, 2012).

2.2.5 Porosidad y permeabilidad.

- **Porosidad:** En ingeniería de yacimientos la porosidad se lo conoce como el espacio no ocupado en la roca de algún tipo de mineral o material sólido, dando lugar el almacenamiento de los fluidos (Ferrer, 2009). Se define como:

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} \quad (3)$$

Donde:

\emptyset : Porosidad.

V_p : Volumen que ocupan los poros o espacio vacío.

V_t : Volumen bruto de la roca.

El tamaño de los espacios porosos en la roca dependerá de la medida y el empaquetamiento de los granos. Según el enlace de los poros se diferencian dos tipos de porosidades:

- *Porosidad absoluta:* Denominada como porosidad total, es decir, la razón entre el espacio poroso total en la roca y el volumen bruto. Se define por la siguiente ecuación:

$$\emptyset = \frac{\text{Volumen total} - \text{Volumen de los granos}}{\text{Volumen total}} = \frac{V_t - V_g}{V_t} = \frac{V_p}{V_t} \quad (4)$$

- *Porosidad efectiva:* Es el porcentaje del espacio poroso interconectado al volumen total de la roca.

$$\emptyset = \frac{\text{Volumen poroso interconectado}}{\text{Volumen total}} \quad (5)$$

Tabla 3: Calidad de Porosidades
(Ferrer, Fundamentos de ingeniería de yacimientos , 2009)

Calidad	Porosidad (%)
Muy buena	>20
Buena	15 – 20
Moderada	10 - 15
Pobre	5 – 10
Muy pobre	<5

- **Permeabilidad:** Es la propiedad que permite a los fluidos circular a través del volumen poroso interconectado, conteniendo una permeabilidad de un Darcy, con un fluido de una sola fase, con viscosidad de un centipoise, ocupando todo el medio poroso. (Gutiérrez & Iturralde, 2017). Matemáticamente se expresa como:

$$k = \frac{q * \mu * L}{A * \Delta P} \quad (6)$$

Donde:

K : Permeabilidad, md.

q : Tasa de flujo, cm³/seg.

A : Área, cm².

μ : Viscosidad, cp.

ΔP : Diferencial de presión, atm.

L : Longitud, cm.

Si $k < 1$ md, su valor es regular; si la permeabilidad está en el nivel de 10 md a 50 md su valor es moderada; si la permeabilidad está entre 50 md a 250 md su valor es buena; si la permeabilidad es mayor a 250 md su valor es muy buena (Steemit, 2017).

Tipos de permeabilidades: permeabilidad absoluta, permeabilidad relativa y permeabilidad efectiva.

- **Curvas de permeabilidad relativa:** Demuestran gráficamente cuál es el comportamiento del flujo de los fluidos presentes en el medio poroso. Intervienen parámetros físicos de la roca como: mineralogía de la roca, tipo de arcillas, distribución del tamaño de grano, parámetros de interacción roca-fluido como presión capilar, tensión interfacial, historia de saturación, entre otros. Estos parámetros físicos están representados gráficamente por la curvatura de las curvas, ubicación de los end-points. Además, de saturación de agua irreducible, saturación de petróleo residual, entre otros (Duque & Garzón, 2019).
- *Saturación de agua irreducible (S_{wir}):* Es el volumen poroso ocupado por agua a la máxima saturación de petróleo.
- *Saturación de petróleo residual (S_{or}):* Es el petróleo que queda en la zona barrida después de un proceso de desplazamiento.
- *Permeabilidad relativa del petróleo a la saturación de agua irreducible ($K_{ro}@S_{wir}$):* Es la relación entre la permeabilidad efectiva al petróleo a condiciones de saturación de agua irreducible ($K_o@S_{wir}$) y la permeabilidad base (K_{base}). Dicha permeabilidad relativa depende de la mojabilidad preferencial de la roca y de la razón de movilidad.
- *Permeabilidad relativa del agua a la saturación de petróleo residual ($K_{rw}@S_{or}$):* Es la relación entre la permeabilidad efectiva al agua a condiciones de saturación de petróleo residual ($K_w@S_{or}$) y la K_{base} .

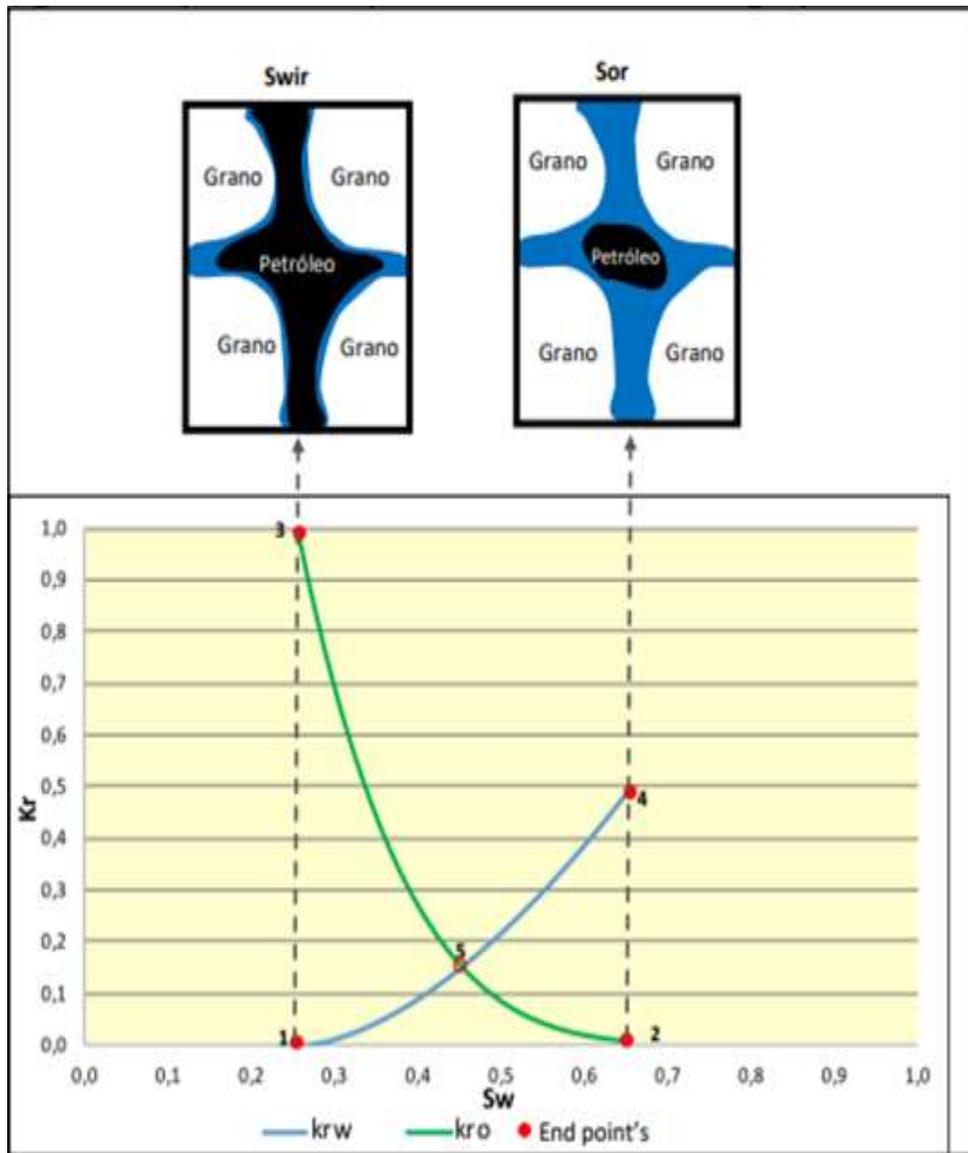


Figura 5: End-points de curva de permeabilidad relativa agua-petróleo.

(Duque & Garzón, 2019)

La intersección de las curvas se ve representada en la curva de permeabilidad relativa por el punto 5 en la Figura 5 y se usa junto a los cuatro “end-points”.

Indicativo para inferir las características de mojabilidad de una muestra. Estas reglas fueron originadas por Craig y luego modificadas por Mohamad Ibrahim y Koederitz62, las cuales se observan en la Tabla 4. Por otra parte, la curvatura de las curvas de permeabilidad relativa depende directamente de la tensión interfacial de los fluidos.

Tabla 4: Reglas empírica para inferir mojabilidad de Craig modificadas (Duque & Garzón, 2019)

Mojabilidad	S_{wir}	Intersección	$K_{rw}@S_{or}$
Fuertemente agua	>15%	>45%	<0.07
Agua	>10%	>45%	0.07 – 0.3
Petróleo	>15%	<55%	>0.5
Mixta	>10%	45-55%	>0.3
Mixta	<15%	45-55%	<0.5

2.2.6 Propiedades de los fluidos.

- **Densidad:** Se conoce como la masa de una unidad de volumen del petróleo a cierta temperatura y presión. En la mayoría de la industria se la expresa en libras por pie. La densidad del petróleo está bordea los 0,8 g/ml (Ferrer, 2009).
- **Viscosidad:** Es la resistencia interna del fluido a fluir, por efectos combinados de la cohesión y la adherencia. Se lo expresa en centipoise (cp). El petróleo en el yacimiento tiene una viscosidad entre 0,2 hasta más de 1.000 centipoise. (Barberii & Essensfeld, 2006).
- **Saturación:** Es el volumen poroso de una roca, ocupado por un fluido el cual puede ser petróleo, agua o gas (Escobar, 2012). Se expresa como:

$$S = \frac{V_f}{V_p} \quad (7)$$

Donde:

V_f : Volumen del fluido, cm^3

V_p : Volumen poroso, cm^3

La suma de saturación de los fluidos (agua, petróleo y gas respectivamente), presentes en el yacimiento es igual a 1.

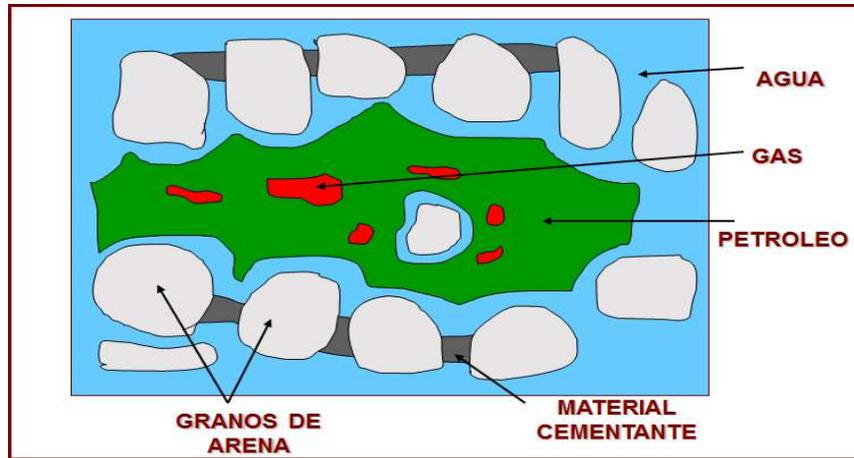
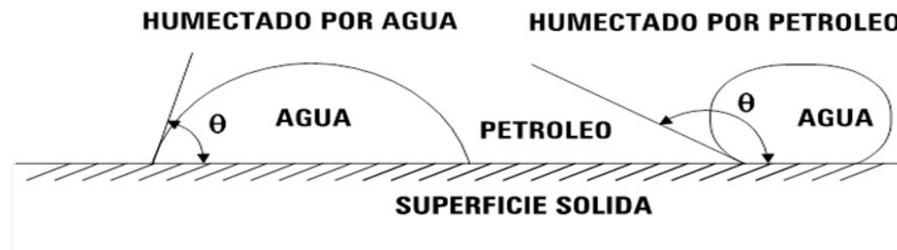


Figura 6: Saturación
(Gutiérrez, 2020)

También se tienen saturaciones críticas que están asociadas con cada fase de los fluidos.

- *Saturación crítica del petróleo:* El petróleo permanece en los poros y la saturación del petróleo debe sobrepasar dicho valor para que la fase de petróleo fluya. (Barberii & Essensfeld, 2006)
- *Saturación crítica del agua:* Se utiliza la saturación de agua connata con la saturación de agua irreducible para definir la saturación de agua máxima que se mantendrá inmóvil.
- *Saturación crítica del petróleo residual con agua:* Es el desplazamiento del petróleo del medio poroso mediante inyección de agua o gas, así el petróleo restante debe tener un valor de saturación mayor a la saturación crítica del petróleo (Mohammadmoradi, Taheri, Bryant, & Kantzas, 2018)
- *Saturación crítica de gas:* Es la fase gaseosa que permanece inmóvil donde la saturación se excede a cierto punto; 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 (Monroy & Pérez, 2017).

- *Saturación de petróleo móvil:* Es la fracción de volumen de petróleo móvil ocupado que puede moverse dentro de los poros.
- **Mojabilidad:** También llamada humectabilidad, propiedad importante el cual influye en el desplazamiento de las rocas yacimiento, el comportamiento capilar, lo que da como resultado la habilidad de un fluido a cierta fase para adherirse convenientemente a una superficie sólida presente con otra segunda fase inmisible (Ferrer, 2001).



*Figura 7: Fenómenos de la mojabilidad.
(Gutiérrez, 2020)*

En base a la mojabilidad, los fluidos pueden clasificarse en:

- *Mojantes:* Aquellos que tienen la mayor tendencia a adherirse a la roca, por lo general es el agua ya que la mayoría de las rocas yacimiento son preferencialmente mojadas por agua (Técnicos, 2009).
- *No mojantes:* Los que no se adhieren a la roca o lo hacen parcialmente.

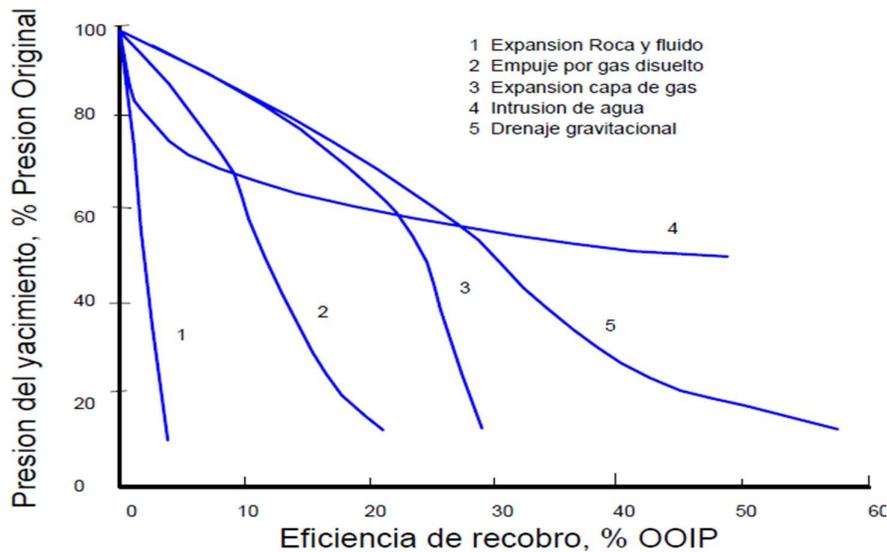
2.3 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

2.3.1 Recuperación primaria.

Es la producción inicial de hidrocarburos, sólo mediante la energía natural. El petróleo y el gas se producen de los pozos por medio de:

- Expansión de la roca y los líquidos.
- Empuje por gas disuelto liberado.

- Empuje por capa de gas.
- Empuje por agua o hidráulico.
- Desplazamiento por segregación gravitacional.

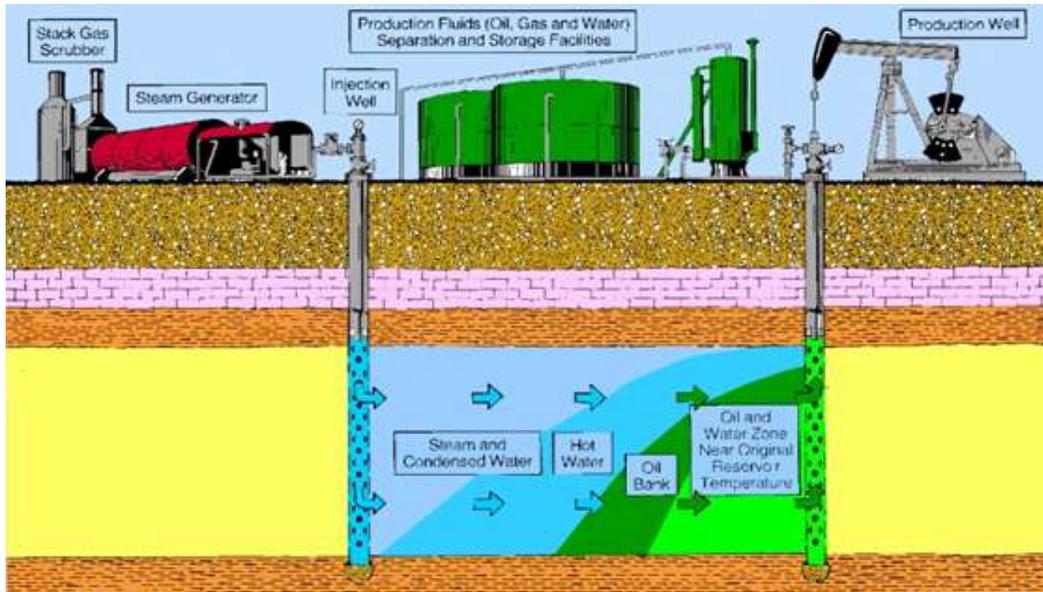


*Figura 8: Influencia de los mecanismos de producción en el recobro de petróleo.
(Escobar, 2012)*

El período de recuperación primaria tiene una duración variable. se termina cuando la presión del yacimiento ha bajado demasiado, o cuando se están produciendo cantidades demasiado importantes de otros fluidos (gas, agua).

2.3.2 Recuperación Secundaria (IOR).

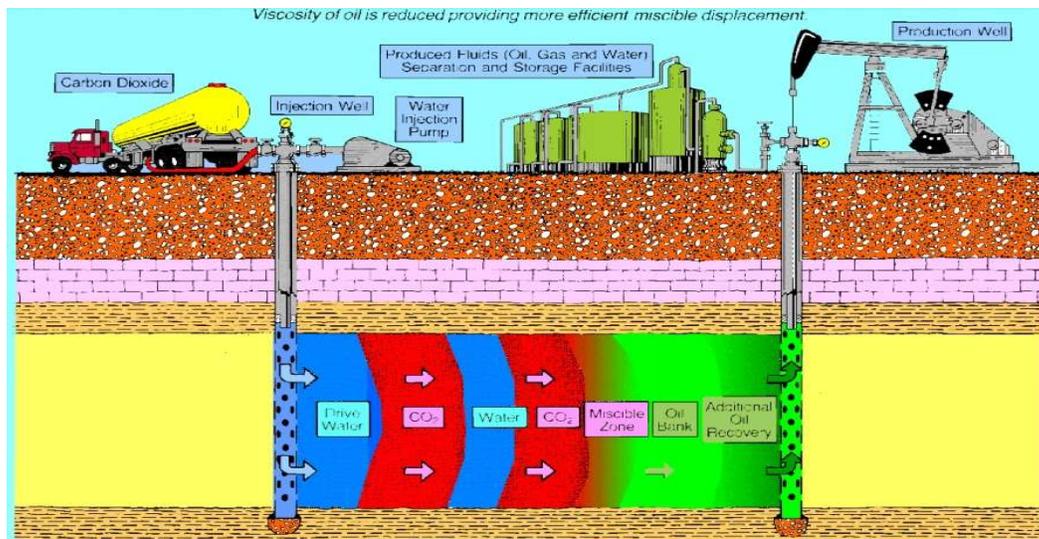
Se inicia cuando la producción primaria ha cumplido su ciclo. El objetivo es inyectar un fluido más barato que el petróleo y mantener un gradiente de presión, ya sea agua o gas, y se lo realiza por medio de pozos inyectoros, y barren el frente de petróleo hacia los pozos productores.



*Figura 9: Proceso de Recuperación Secundaria.
(Pinczewski, 2002)*

2.3.3 Recuperación mejorada (EOR).

Es una modificación de las propiedades de roca o fluidos in-situ para aumentar el número capilar, mejorar la razón de movilidad, y por ende mejorar el factor de recobro (Gutiérrez & Iturralde, 2017).



*Figura 10: Proceso de Recuperación Terciaria.
(Pinczewski, 2002)*

2.3.4 Proceso de desplazamiento de Buckley-Leverett.

Se fundamenta en la teoría de desplazamiento y permite estimar el comportamiento de un desplazamiento lineal de petróleo cuando se inyecta agua o gas a una tasa constante en un yacimiento, en este caso se estimará el volumen de petróleo desplazado a cualquier tiempo, la tasa de producción de petróleo y el volumen de agua que se tiene que inyectar por cada volumen de petróleo producido. Tiene poca aplicación debido a las suposiciones en las cuales se fundamenta, en especial la de flujo lineal; sin embargo, se utiliza cuando se toma en cuenta el efecto de desplazamiento en otros métodos. Ha sido modificado para flujo radial y combinado con otros métodos para obviar algunas de sus limitaciones. Las fuerzas capilares y gravitacionales son responsables de la distribución inicial de petróleo y agua en el yacimiento y también afectan al frente perpendicular de inundación (Craft & Hawkins, 1968).

2.3.5 Ecuación de flujo fraccional.

Se considera que el petróleo remanente tiene cierta movilidad y tiene lugar un flujo de dos fases en la zona invadida, el cual la saturación de petróleo es mayor que la residual. Y por conclusión el petróleo es el fluido desplazado y el agua es el desplazante (Ferrer, 2001).

$$f_o = \frac{q_o}{q_t} \quad (8)$$

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} \quad (9)$$

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.

Despreciando el efecto de gradiente de presión capilar y la gravedad. Tomando en cuenta el desplazamiento tipo pistón con fugas (Mena, Guamán, Chamorro, & Pinto, 2019).

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}}} \quad (10)$$

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).

2.4 ARREGLOS DE POZOS Y TIPOS DE DRENAJE

Al planificar un mecanismo de recuperación secundaria o mejorada, el área de estudio se desarrolla en base a un arreglo regular en el cual los pozos inyectores y productores conforman figuras geométrica muy variadas. Existen arreglos de 4, 5, 7 ó 9 pozos (Gutiérrez, 2020).

Factores que más influyen en la selección del tipo de arreglo son:

- La forma original que ha producido el yacimiento.
- Permeabilidad del yacimiento.
- Viscosidad de los fluidos.
- Razón de movilidad.
- Razón pozos inyectores y productores.
- La estructura del yacimiento y las características geológicas del mismo.

2.4.1 Formas de inyectar fluidos al yacimiento.

- **Inyección central:** Los pozos inyectoros en la parte central del yacimiento y los productores se localizan en la periferia, tiene el objetivo de mantener la presión. Se aplica generalmente cuando existe buena permeabilidad en sentido vertical y cuando el yacimiento cuenta con casquete de gas.
- **Inyección periférica o externa:** Consiste en inyectar agua en la periferia del yacimiento primordialmente para realizar una alimentación del acuífero y aumentar el empuje proveniente de éste, tiene tres formas de implementación, cerca del contacto, en la zona de contacto, o directamente en él.
- **Inyección monoclin:** Este tipo de inyección se realiza en yacimientos inclinados, con entrada de agua y/o con casquete asociado, consiste en inyectar agua en la parte basal del banco de petróleo, en la zona del contacto y/o inyectar gas en el alto estructural.

2.4.2 Características de los arreglos de pozos.

*Tabla 5: Características de los arreglos de pozos
(Craig, 1971)*

TIPO	RELACIÓN DE POZOS PRODUCTORES A POZOS DE INYECCIÓN	FIGURA
4 pozos	2	Triángulo equilátero
4 pozos en líneas oblicuas	2	Cuadrado
5 pozos	1	Cuadrado
7 pozos	½	Triángulo equilátero
7 pozos invertidos (pozo de inyección único)	2	Triángulo equilátero
9 pozos	1/3	Cuadrado
9 pozos invertidos (pozo de inyección único)	3	Cuadrado
Empuje de línea directa	1	Rectángulo
Empuje de línea alternada	1	Líneas desfasadas

2.5 ESTATUS DEL CAMPO

El Campo Pacoa se encuentra dividido en 3 secciones: Pacoa Norte, Central y Sur. Dispone de 46 pozos, 5 están cerrados, 1 abandonado, 39 pozos son productores, y 1 reinyector (Santa Elena Petroleum S.A., 2019).

*Tabla 6: Estado actual del campo Pacoa
(Santa Elena Petroleum S.A., 2019)*

POZOS		MECANISMOS DE PRODUCCIÓN	
Perforados	46	Productores	39
Productores	39	Flujo Natural	3
Reinyectores	1	Hidráulicos	4
Inyectores	0	Eléctricos	0
Abandonados	1	Bombeo Mecánico	20
Cerrados	5	Pistoneo	12

El factor de recobro inicial de los niveles D, C, B y E son 8,25%, 11,45%, 13,51%, y 10% respectivamente. Con un POES insitu de 4,8 MMBls (Rodríguez & Tomalá, 2012)

*Tabla 7: Reservas del Campo Pacoa
(Petroamazonas, 2019)*

RESERVAS					
Yacimiento	POES MM Bls	Factor de Recobro Fr	Reservas Originales MM Bls	Np MM Bls	R. Probadas Remanentes MM Bls
Socorro	45,421	14,57 %	4,8	33,29	2,8

2.5.1 Producción promedio.

De acuerdo con los datos otorgados por Santa Elena Petroleum S.A, en 1995 se registró la mayor producción del campo con 755,31bp; y desde el 2005 hasta el 2017 la

producción fue decreciendo de 153,05 bp a 42,67 bp respectivamente. A continuación, se muestra la tabla de Historia de producción.

*Tabla 8: Historial de Producción del Campo Pacoa
(Santa Elena Petroleum S.A., 2019)*

AÑO	PRODUCCIÓN ACUMULADA (bp)	PRODUCCION DIARIA (bp)
1990	92,77	3,09
1992	93676,77	445,64
1993	311448,77	604,92
1994	557816,77	684,36
1995	829727,77	755,31
1996	981540,77	421,70
1997	1067555,77	238,93
1998	1120520,77	147,13
1999	1184480,77	177,67
2000	1241934,77	159,59
2001	1292299,77	139,90
2002	1342289,84	138,86
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

El campo tiene una producción promedio de 40,51 bpd de petróleo y 59,49 bpd de agua, presión promedio de los reservorios de 500 - 800 psi, B_{sw} promedio de 70%, salinidad promedio de 22.000 – 42.200 ppm y gravedad API promedio de 36,4° (Tumbaco, 2019).

*Tabla 9: Producción promedio por estaciones
(Petroamazonas, 2019)*

RESUMEN-PRODUCCIÓN PROMEDIO POR ESTACIONES		
	Bls Nat.	Bls @ 60°F
NORTE	16,82	16,71
SUR	18,16	18,02
CENTRAL	7,63	7,58
TOTAL	42,61	42,31

2.6 INYECCIÓN DE POLÍMEROS

2.6.1 Definición de los métodos químicos.

Los métodos químicos se basan en mejorar la relación de movilidad del fluido desplazante, ya sea menor o igual a la del fluido desplazado. Las inyecciones químicas se caracterizan por reducir la tensión interfacial entre las fases desplazada y desplazante y de aumentar el número capilar. Además, provocan cambios en la permeabilidad relativa y variaciones en la mojabilidad.

El tipo, tamaño y concentraciones de aditivo químico en los procesos de inyección, son considerados dependiendo del medio poroso y de las propiedades de los fluidos, incluyendo los factores económicos correspondientes (PDVSA-CIED, 1998).

➤ Clasificación de los métodos químicos.

- a) Inyección de polímeros.
- b) Inyección de alcalinos.
- c) Inyección de surfactantes.
- d) Inyección surfactante – polímero (SP).
- e) Inyección alcalino – surfactante (AS).

f) Inyección alcalino – surfactante – polímero (ASP).

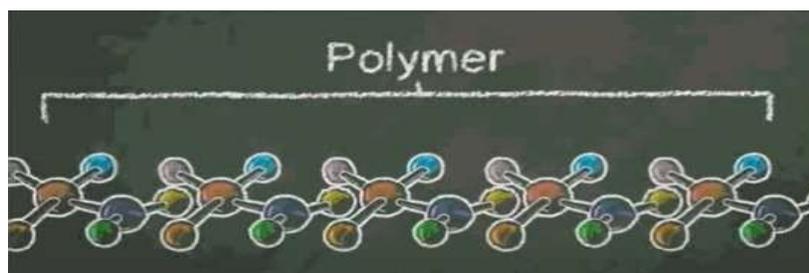
La siguiente tabla muestra los criterios básicos de recuperación química:

*Tabla 10: Criterios de selección de los métodos químicos
(Angarita & Buitrago, 2016)*

Método	°API	Viscosidad (cP)	Permeabilidad (mD)	Temperatura (°F)	So (%)
Inyección de polímeros	>15	10-1000	>10 ² si (10< μ <10 ² cP) >10 ³ si (10 ² < μ <10 ³ cP)	<170	>30
Inyección de surfactantes	22-39	3-15.6	50-60	122-155	43.5-53
Inyección de Alkali	15-35	<150	<1000	<200	-
Inyección SP	>20	<150	>50	<158	>35
Inyección ASP	>20	<35	>100	<200	>45

2.6.2 Definición de polímero.

Un polímero es una gran molécula construida por la repetición de pequeñas unidades químicas simples. En ciertos casos la repetición es lineal, parecida a una cadena formada por sus eslabones. En otros casos las cadenas son ramificadas o interconectadas formando retículos tridimensionales. La unidad repetitiva del polímero es habitualmente equivalente o casi equivalente al monómero; material de partida que forma el polímero (Billmeyer, 2004).



*Figura 11: Estructura del polímero.
(CMG, 2017)*

2.6.3 Inyección de polímeros como mecanismo de recuperación.

Es una técnica rentable que ha sido probado más de 40 años a nivel mundial en aplicaciones comerciales, cuyos resultados han sido favorables, ya que permiten un recobro de petróleo de 5% al 15% adicionalmente. Los proyectos con mejores resultados han aumentado alrededor de 1 barril de petróleo por cada \$1 a \$3 de polímero (SNF FLOERGER, 2016).

Mejora la recuperación de petróleo mediante:

- El aumento de la viscosidad del agua o salmuera.
- Decrecimiento de la movilidad del agua (reduciendo la permeabilidad relativa).
- Mejoramiento del barrido vertical del yacimiento.

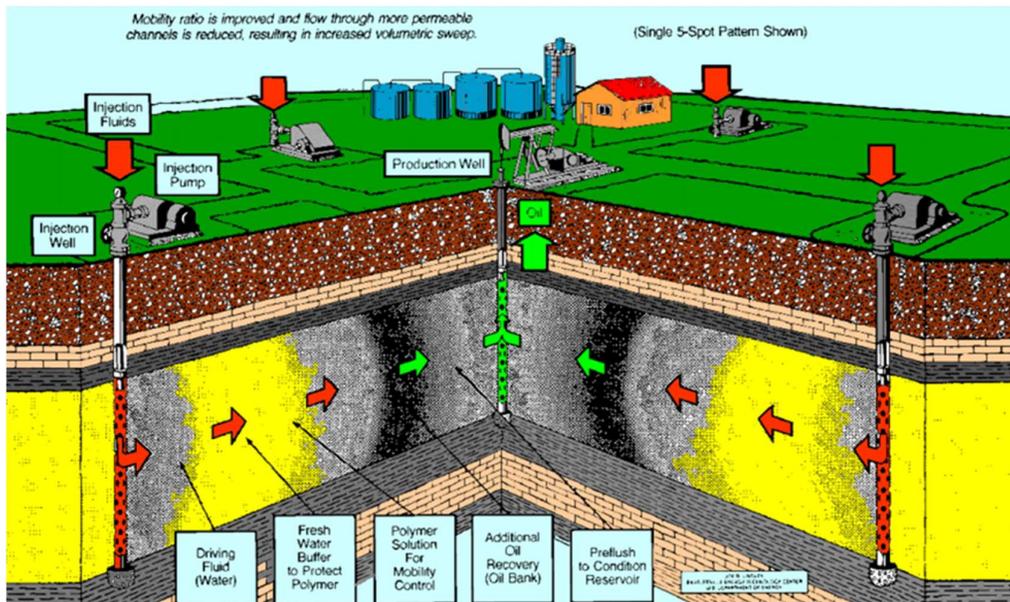


Figura 12: Inyección de polímeros.

(Craig, 1971)

2.6.4 Factores favorables y desfavorables para inyectar polímeros.

Tabla 11: Factores Favorables y desfavorables para inyectar polímeros
(Ferrer, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, 2001)

FACTORES FAVORABLES	Condiciones apropiadas para inyección de agua
	Alta saturación del petróleo movable
	Alta capacidad de almacenamiento
FACTORES DESFAVORABLES	Fracturas extensivas
	Empuje fuerte de agua
	Capa de gas
	Alto contraste de permeabilidad
	Agua de formación altamente salina

2.6.5 Tipos de polímeros en recuperación mejorada (EOR).

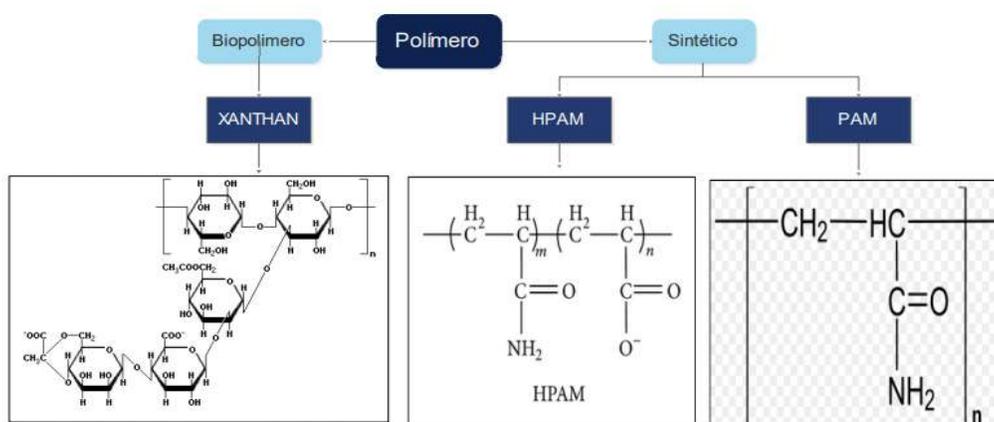


Figura 13: Tipos de polímeros.

(Fontalvo & Pérez, 2016)

- **Poliacrilamida:** Es considerado como un polímero sintético, constituido por cadenas más extensas del monómero acrilamida; se forma por polimerización de radicales libre. Posee un peso molecular promedio disponible en el mercado en un rango de 1 a 10 millones; sus moléculas de poli(acrilamida) son muy flexibles y tienen un diámetro pequeño. Son muy afines al agua, pero no al petróleo, debido a la alta polaridad que poseen (Chatterji & Borchardt, 1981).
- **Poliacrilamida parcialmente hidrolizada:** También conocidos con las siglas HPAM. Este tipo de polímero tiene excelentes propiedades de viscosidad convirtiéndose en el más utilizado en aplicaciones de procesos EOR. Las

principales ventajas de este polímero es la sensibilidad a la salinidad, económica, resistente a los ataques bacterianos, a la degradación térmica, a exposiciones por largo tiempo en el yacimiento y es estable a pH básico en comparación con los polímeros naturales (Tabber, Martín, & Seright, 1997)

- **Xanthan:** Los biopolímeros bacterianos son polisacáridos muy importantes y se origina durante la fermentación de glucosa al intentar proteger a las bacterias de la deshidratación. Las bacterias del género Xanthomonas son responsables de la biosíntesis del polisacárido extracelular denominado xantano. Como resultado de dicho proceso, este polímero se convierte muy sensible a ataques bacterianos en la superficie, inclusive luego de ser inyectado en el reservorio (Sutherland, 1994).
- **Nuevos polímeros en recuperación mejorada:** Con el pasar del tiempo se han desarrollado polímeros con mejores características para ser más resistentes a los ambientes hostiles en el yacimiento, entre ellos están el copolímero de N-vinil-2-pirrolidón (NVP), el copolímero de acrilamida-co-2-metil propano sulfonato de sodio (AM/NaAMPS), copolímero de acrilamida-co-2-sulfoetil metacrilato de sodio (AM/NaSEM) y los polímeros polianfolitos (Slider, H C, 1983).

2.6.6 Ventajas y Desventajas de la inyección de polímeros.

Es importante que al momento que se planea inyectar polímeros al yacimiento, verificar los resultados favorables para su aplicación. Por tal motivo, a continuación, se muestran las principales ventajas y desventajas sobre la aplicación de este método.

- **Ventajas.**
 - a) Excelente Inyectividad y propagación.
 - b) Aplicables en pruebas de campo.
 - c) Alto poder viscosificante, inclusive si son diluidas; es decir, aunque baje su concentración en la disolución siguen manteniendo su propiedad viscosa.

- d) Con respecto al factor económico, son de bajo costo, ya que su producción se ve incrementada a un corto plazo y, por lo tanto, son rentables.
- e) Mejora la eficiencia de desplazamiento vertical, teniendo como consecuencia un recobro mayor de petróleo.
- f) Favorece la razón de movilidad entre las dos fases agua-petróleo

➤ **Desventajas.**

- a) Son sensibles al contenido de sal, por tal motivo, cuando hay presencia de alta salinidad su viscosidad disminuye en la solución polimérica.
- b) Alto costo cuando se presentan inconvenientes durante el proceso de inyección de soluciones poliméricas.
- c) Necesita alta calidad en el agua, ello conlleva a tratamientos adicionales.
- d) Sensibles a altas temperaturas, ya que cuando existe elevada temperatura de yacimiento provocan un deterioro de las cadenas de polímero, afectando su viscosidad.
- e) Posible taponamiento por daños a la formación ya que la adsorción del polímero es irreversible.

2.6.7 Mecanismos presentes en la reducción de la relación de movilidad.

Con respecto al valor de adición de polímero al agua de inyección se considera la ecuación de radio de movilidad con el objetivo de alcanzar un valor menor que 1, de modo que el petróleo y el agua tengan movilidades cercanas dentro del yacimiento.

$$M = \frac{k_w \mu_w}{k_o \mu_o} \quad (11)$$

Sin embargo, la disminución de movilidad no se debe solo al hecho del incremento de la viscosidad del agua, sino también a mecanismos de retención de las moléculas de polímero en el medio poroso.

- **Retención:** Es la cantidad del agente químico que se retiene en el medio poroso, para ello actúan la adsorción de la superficie sólida y el entrapamiento en los poros.
- **Adsorción:** Es considerado como un proceso irreversible en el cual el polímero inyectado se adhiere o retiene debido entre otras razones a su afinidad química y eléctrica con ella. Causando una disminución en la permeabilidad de la roca al paso de la fase acuosa y es correlacionada con la concentración de polímero adsorbido (Ahmed, 2010).
- **Entrampamiento:** Ocurre cuando moléculas de polímeros de dimensiones muy grandes se alojan en canales muy angostos a medida que estas moléculas avanzan por el medio poroso ocasionando un bloqueo en dicho canal (Gutiérrez, 2019).
- **Factor de resistencia.**
 - a) *Factor de resistencia:* Es la correlación entre la movilidad del agua y la movilidad de la solución polimérica.

$$\lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w} \quad (12)$$

$$\lambda_p = \frac{k_p}{\mu_p} \quad (13)$$

Donde:

λ_w = Movilidad del agua

k_w = Permeabilidad del agua

μ_w = Viscosidad del agua

λ_p = Movilidad de la solución polimérica

μ_p = Viscosidad de la solución polimérica

k_p = Permeabilidad de la solución polimérica

$$R_f = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} \quad (14)$$

Donde:

R_f = Factor de resistencia

- b) *Factor de resistencia residual*: Es expresado en términos de permeabilidad del agua inicialmente y después de la inyección del agente químico como es el polímero. En otras palabras, es la relación de movilidad del agua.

$$R_{rf} = \frac{k_{wi}}{k_{wa}} \quad (15)$$

Donde:

R_{rf} = Factor de resistencia residual

k_{wi} = Permeabilidad del agua inicialmente o antes de la inyección

k_{wa} = Permeabilidad del agua después de la inyección

- *Volumen de poro inaccesible*: Es el volumen poroso total inaccesible a la solución polimérica, esto se debe a la diferencia de tamaño entre las moléculas del polímero con respecto al tamaño de garganta poral de la roca. El volumen de poro inaccesible es considerado constante para cada tipo de roca en el modelo.

$$\emptyset^* = \emptyset - \emptyset_{ipv} \quad (16)$$

Donde:

\emptyset = Porosidad (fracción)

\emptyset^* = Porosidad disponible para el polímero (fracción)

\emptyset_{ipv} = Volumen de poro inaccesible (fracción)

2.6.8 Mecanismos que actúan en el desplazamiento de polímeros.

La eficiencia de recuperación microscópica es una medida de la efectividad que presenta el fluido desplazante al movilizar el petróleo (Medina, 2017). Cualquier mecanismo que mejore la eficiencia de recuperación de petróleo ya sea a escala macroscópica o microscópica es beneficioso para mejorar la eficiencia de desplazamiento, a través de cuatro mecanismos. Se consideran el efecto de raspado, efecto de arrastre y efecto de espesamiento por cizallamiento.

2.6.9 Proceso de inyección de polímeros.

Consiste en agregar al agua de inyección un bache de polímeros de 200 a 1.000 ppm, lo resulta en una solución muy viscosa, mejorando la razón de movilidad agua-petróleo y de esta manera conseguir un barrido más completo del yacimiento (Ferrer, 1984)

- **Proceso de selección:** Se debe considerar temperatura del yacimiento, salinidad de la salmuera y presión, propiedades físicas de los polímeros como su comportamiento reológico, estabilidad térmica, degradación mecánica y química e hidrólisis (Diana 2018 Colombia)
- a) *Geometría del reservorio:* Reservorios con empuje hidráulicos no son ideales para la aplicación de métodos químicos debido al minucioso control que se debe tener.
- b) *Mineralogía, porosidad, y permeabilidad:* La permeabilidad es un criterio crítico ya que formaciones que tienen valores bajos de permeabilidad no permiten que el polímero fluya a mediante de los poros. El de permeabilidad está entre 50 y 250 md.
- c) *Profundidad y temperatura del yacimiento:* Las arenas productoras someras no recomendables ya que la presión de inyección es mayor que con agua. La temperatura en inyección no debe exceder 60 °C.

- d) *Crudo*: Se consideran crudos apropiados con valores aproximados de 5 a 50 cp.
- e) *Agua de formación*: A mayor salinidad, menor será la viscosidad final de la solución polimérica.

➤ **Criterios de diseño.**

*Tabla 12: Criterios de Diseño para Inyección de Polímeros
(Ferrer, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, 2001)*

INVASIÓN CON POLÍMEROS. CRITERIOS DE DISEÑO

Petróleo	- Gravedad	> 25 API
	- Viscosidad	< 150 cp (preferiblemente <100)
	- Composición	No crítica
Yacimiento	- Saturación de Petróleo	< 10% del VP de petróleo móvil
	- Espesor neto	No crítico
	- Profundidad	< 9000 ft
	- Razón de movilidad	2-40
	- Permeabilidad	> 20 md
	- Factor de heterogeneidad	0,5 – 0,85
	- Temperatura	< 175 °F (algunos polímeros son estables a temperatura mayores)
Agua	- Salinidad	Baja
Litología	Areniscas preferiblemente, pero pueden ser usados en carbonatos Se deben evitar las calizas con altas porosidad.	

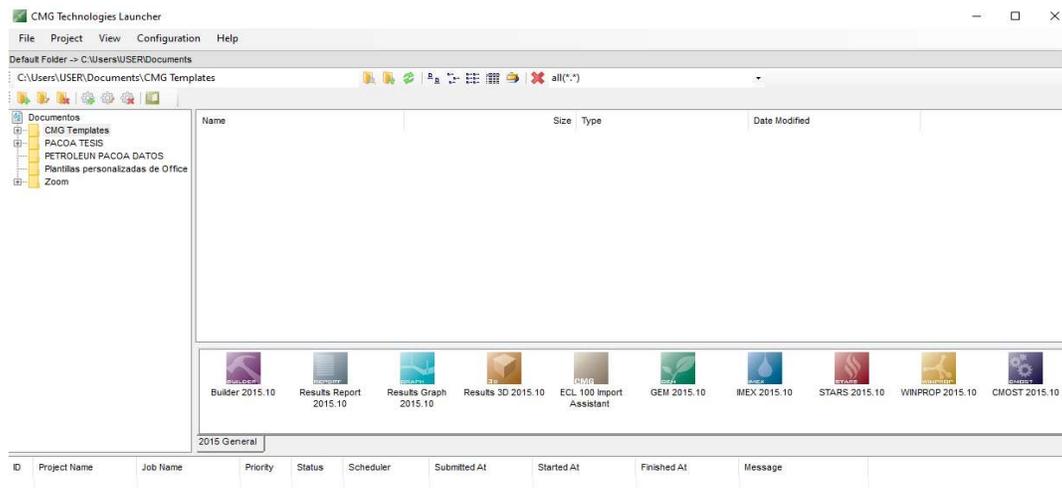
2.7 PROGRAMA CMG

Es un software de simulación de yacimientos estándar de la industria petrolera perteneciente a la empresa Computer Modelling Group; que se encarga de modelar un yacimiento petrolero teniendo en cuenta sus parámetros estáticos y dinámicos para poder realizar predicciones futuras en la producción de fluidos.

Los programas que desarrolla CMG son:

- STARS (simulador térmico),
- GEM (simulador de composición y no convencional),
- WinProp (simulador de caracterización de propiedades de fluidos),
- IMEX (simulador de petróleo negro),
- Builder y Results (simulador de creación del reservorio).

CMG proporciona los resultados más precisos para procesos de composición, convencionales, no convencionales y avanzados de IOR / EOR. El software CMG es el estándar de la industria en cuanto a usabilidad, física, robustez y rendimiento. (Petrofaq.org, 2020)



*Figura 14: Ventana principal del programa
CMG, Versión 2015.10
Autores: Borbor y Montalván (2021)*

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1 TIPO DE ESTUDIO

- Descriptivo, ya que se detallan las características de los pozos perforados y las propiedades de la roca reservorio del campo Pacoa.
- Inductivo, porque se utilizan datos de estudios previos, y de proyectos similares de recuperación asistida realizados en el campo para la simulación.
- Explicativo, porque a través de la simulación del yacimiento con respecto al método de recuperación mejorada que se planea aplicar, se puede determinar si los casos de estudio realizados presentan un favorable aumento del factor de recobro.

3.2 POBLACIÓN Y MUESTRA

- La población está constituida en este proyecto por el campo Pacoa (Bloque 1) que es operada por parte de la empresa Petroamazonas.
- La muestra comprende los pozos perforados pertenecientes al nivel B, en la formación Socorro de la sección Norte del campo Pacoa.

3.3 DESARROLLO DE LA SIMULACIÓN

3.3.1 Software de simulación.

El software utilizado para el desarrollo de la simulación de la presente tesis es el software STARS perteneciente a la compañía Computer Modelling Group, CMG, y GMSH para la generación de mapas de superficies de contornos y espesores. CMG STARS es ideal para la simulación de yacimientos con procesos tipo térmico y procesos avanzados; es decir, desarrolla un modelaje avanzado en procesos que implican la inundación de vapor, combustión in situ, disolventes y productos químicos. También se utilizarán otras herramientas que ofrece el mismo software, tales como:

- BUILDER, con el que se creará el modelo del reservorio y del fluido
- RESULTS GRAPHS, el cual muestra los resultados mediante gráficos.

GMSH es un generador de malla de elementos finitos tridimensional con un motor CAD integrado y un post-procesador. Su objetivo de diseño es proporcionar una herramienta de mallado rápida, liviana y fácil de usar con entrada paramétrica y capacidades de visualización avanzadas. Se basa en cuatro módulos: Geométrico (CAD), Mallado, Solver y Postprocesado. Se prescriben de forma interactiva mediante la interfaz gráfica de usuario (GUI) o en archivos de texto utilizando el propio lenguaje de programación de Gmsh.

- Módulo Geométrico: permite dibujar puntos, líneas, superficies y volúmenes, aunque en ocasiones es necesario definir elementos auxiliares.
- Módulo de Mallado: crea mallados en una, dos y tres dimensiones con elementos de varias formas y eligiendo el tipo de algoritmo de mallado.
- Módulo Solver: implica la llamada a ciertos sistemas externos con los que interactuar programadas por el usuario.
- Módulo de Postprocesado: está ligado a la visualización e incluye operaciones diferenciales, vectoriales y herramientas para números complejos.

3.3.2 Mapas isópacos.

Se determinó que los mayores espesores de arenisca neta con respecto al nivel B de la formación Socorro, se encuentran en la parte noroeste y sur del campo Pacoa, mientras que la variación de espesor de las mismas presenta una alineación NNE. (Cuadros, 2018)

Para realizar la malla correspondiente al tema en estudio, se procedió a analizar las arenas más productivas que posee el campo Pacoa, las cuales son arena C y arena B, escogiendo la arena B para el proceso de investigación; para ello, se toma el mapa isópaco como base de creación, como se muestra en la siguiente figura:

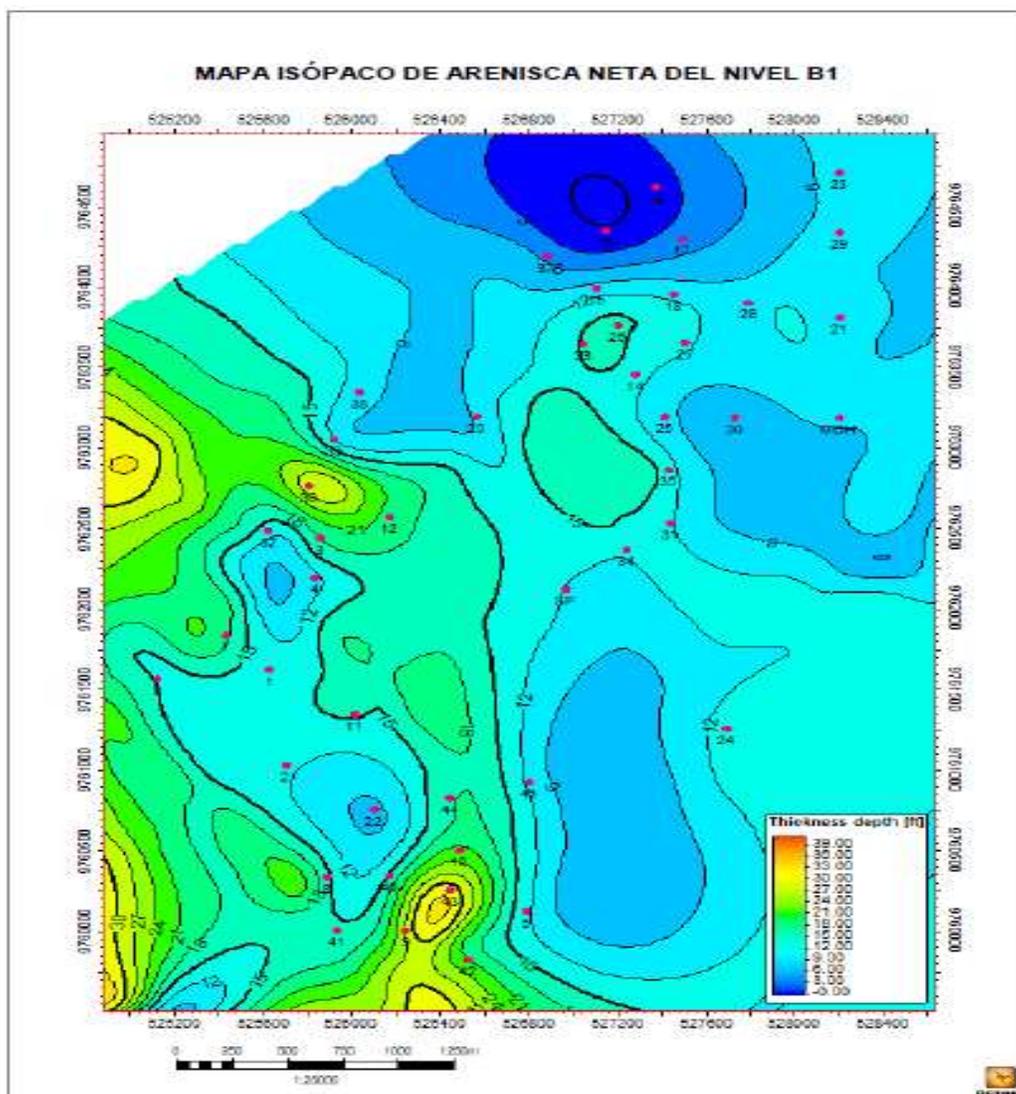


Figura 15: Mapa isópacos de la arena B
(Cuadros, 2018)

3.3.3 Diseño de la malla con Gmsh.

Para el diseño de la malla del yacimiento en estudio se utilizó el software GMSH; por lo tanto, se necesitó el mapa isópaco de la arena B (Figura 15), con la finalidad de asignar las condiciones de contorno. A continuación, se describe el proceso:

- 1) En Gmsh, se importa el mapa de contorno. Se da clic en Merge para sobreponer el mapa isópaco y así tomar los puntos de todos los contornos, posteriormente se guarda como archivo.geo. Luego se da clic en el módulo de “Geometry” donde se selecciona “Add”. Después se escoge la herramienta “point” y se coloca de punto en punto sobre las líneas de contorno del mapa hasta completar la totalidad de las capas.
- 2) Mientras se va creando los puntos, se anota de qué punto a qué punto es determinada capa, ya que los puntos se guardan de manera general y así se sabrá de dónde empieza y termina una capa.
- 3) Se copia los puntos en un bloc de notas o archivo de texto y se eliminan los signos +// que se generan de cada punto.
- 4) Se crea un documento en Excel donde se importa el bloc de notas y se ordena los puntos por capa.
- 5) En el archivo de Excel ordenado, se deja en el formato (punto) (,) (punto). Para eso, solo se utiliza los valores de X y Y y no se escoge el 1 ni el 0 del archivo.geo
- 6) Se copia los puntos ordenados en el archivo con formato (.bna) denominado Depth y luego se copia lo mismo en el otro archivo denominado Gross Thickness. Para el de Gross Thickness simplemente se cambia el valor de la profundidad y se coloca el espesor empezando desde cero ft.
- 7) Una vez listos los dos archivos, “**Depth.bna**” y “**Gross Thickness.bna**”, se puede correr en CMG.

Para la arena B se definieron 639 puntos con sus respectivas coordenadas tanto en x, y, z, los cuales se plasmarán en el programa CMG.

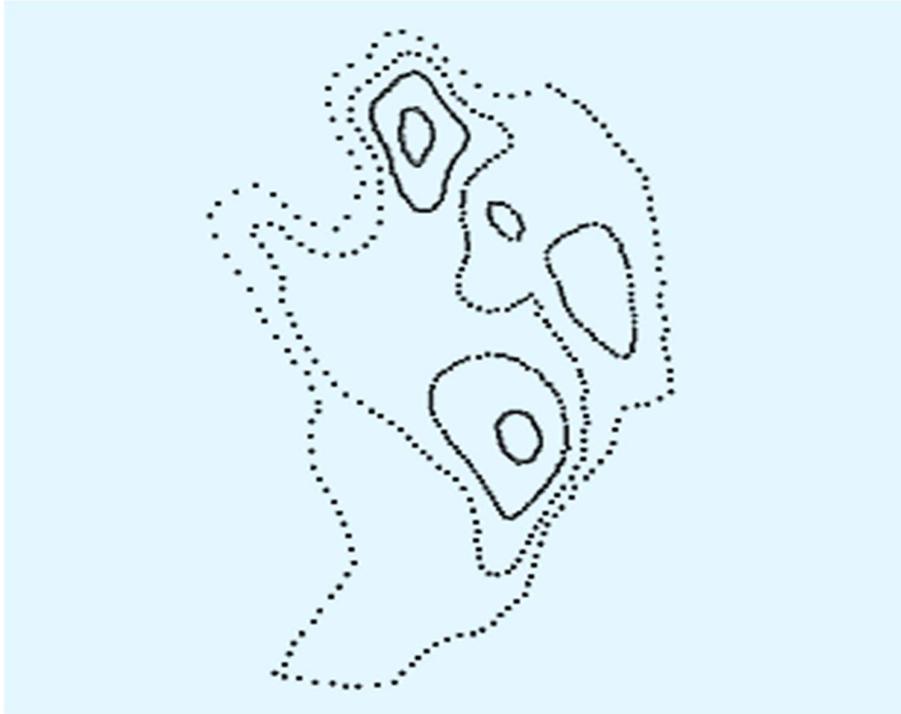


Figura 16: Diseño del contorno de la arena B en Gmsh, Versión 2020.

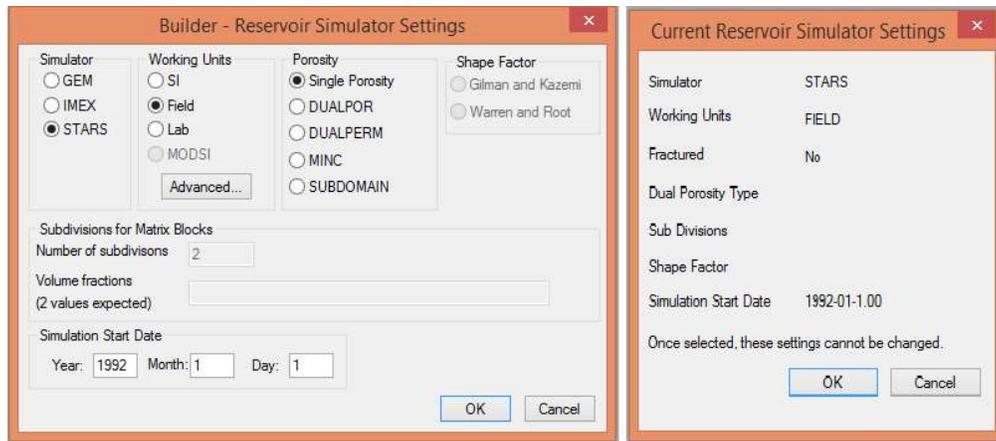
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)

3.4 MODELADO DE LA MALLA DE SIMULACIÓN

Builder simplifica la construcción de los modelos de simulación, integrando toda la información relacionada con el yacimiento, el cual incluye el modelo estático y sus propiedades. Esta herramienta está dividida en módulos independientes para el ingreso y análisis de datos, los cuales son: control, yacimiento, componentes, roca-fluido, condiciones iniciales, numérica, pozos y eventos.

3.4.1 Configuración inicial para el modelado.

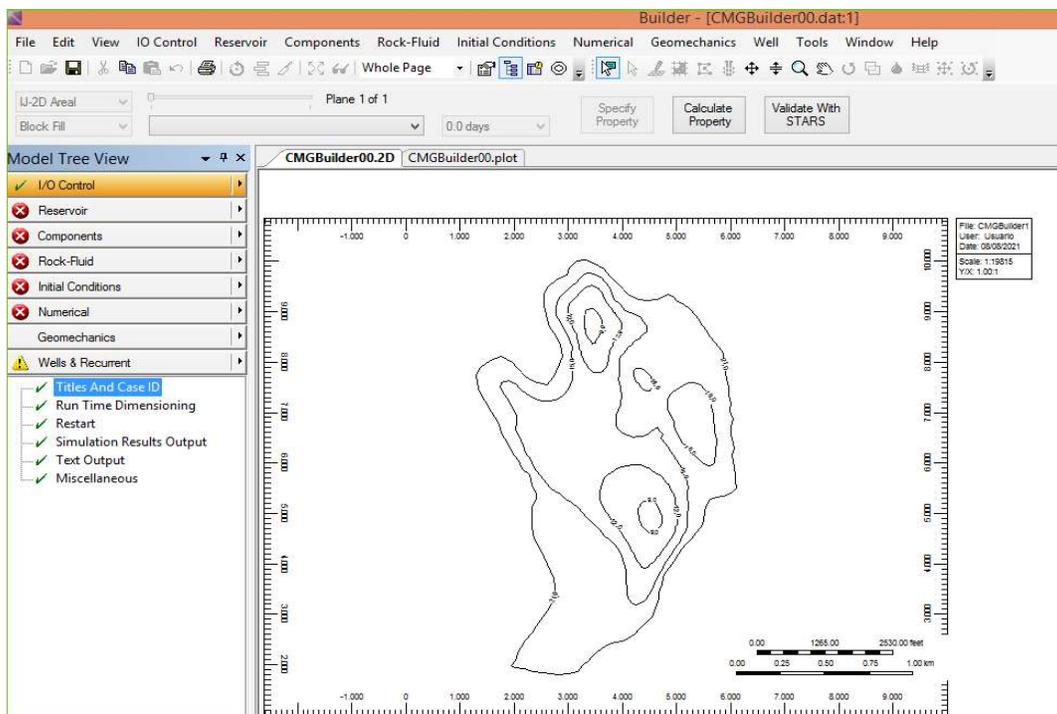
En el módulo I/O Control se establece el tipo de simulador, la unidad con la que se va a trabajar, tipo de porosidad; y finalmente, la fecha en que se dará inicio a la simulación. En este caso, se trabaja con el simulador STARS, con unidades de campo, una sola porosidad y la fecha de inicio es el 1 de enero de 1992.



*Figura 17: Ventana del módulo I/O control
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

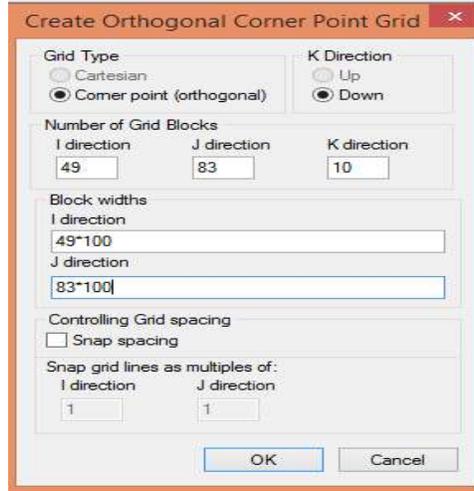
3.4.2 Dimensiones del yacimiento.

En esta etapa se debe adjuntar al programa el bloc de notas denominado “Depth.bna” creado con la ayuda del mapa isópaco, recordando que sus medidas se encuentran en unidades de campo.



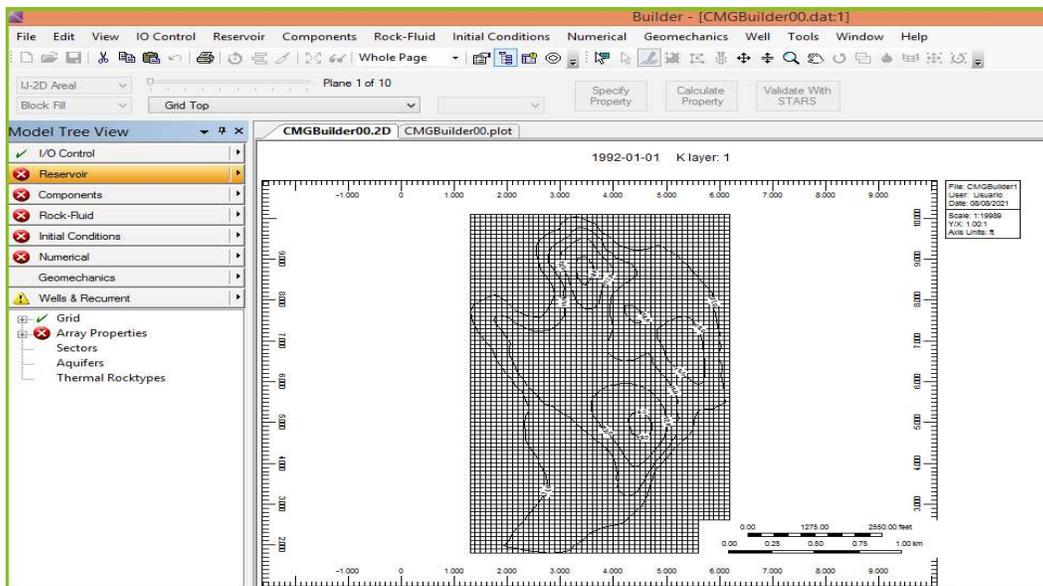
*Figura 18: Contorno de la arena B en CMG
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

Luego se crea la malla eligiendo el tipo de malla punto de esquina ortogonal, e ingresamos las dimensiones 49 (I-dirección) x 83 (J-dirección) x 10 (K-dirección), la dirección K especifica que el yacimiento se encuentra dividido en 10 capas en dirección hacia abajo. Además, que cada bloque en la dirección i y j tendrán una medida de 100 ft.



*Figura 19: Dimensiones del mallado
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

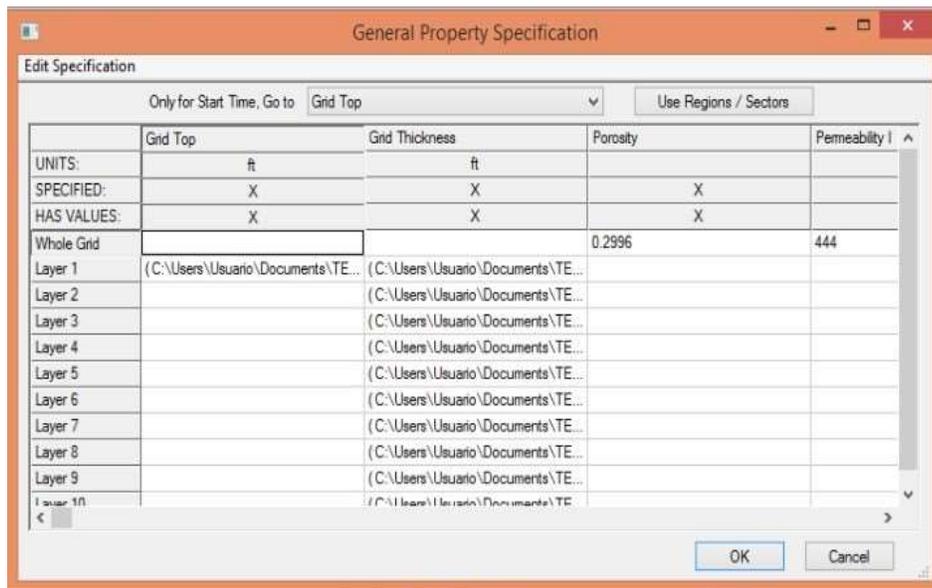
Y de manera automática el mallado se ajusta a las dimensiones del mapa isópaco como se muestra a continuación:



*Figura 20: Mallado ajustado al mapa de contorno de la arena B
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

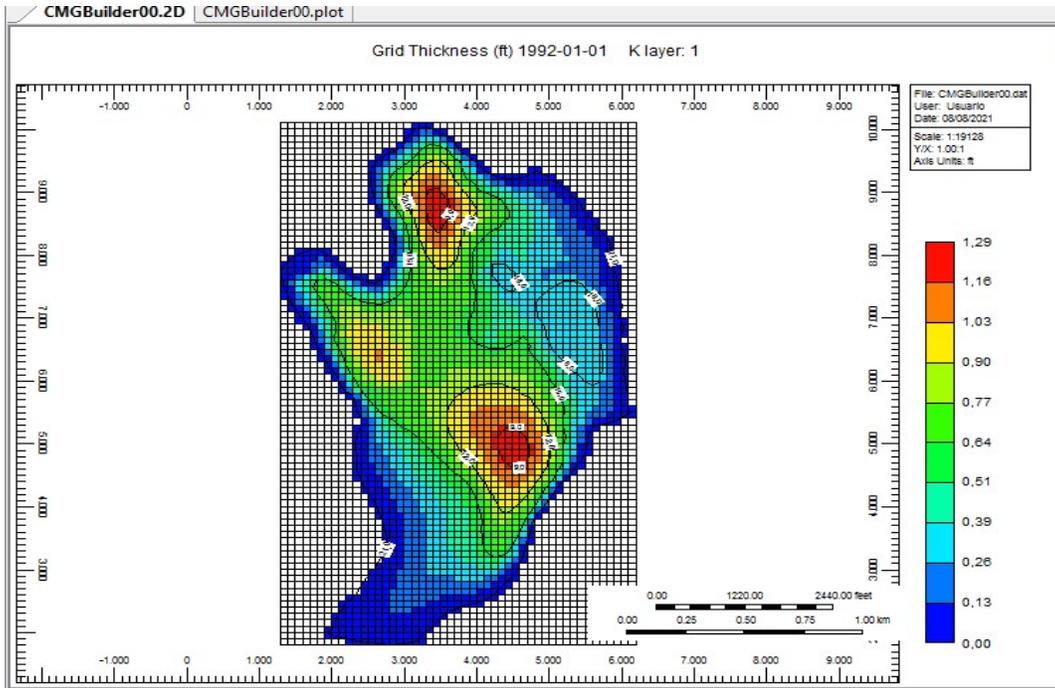
⌘ Propiedades/características de la roca.

Luego se procede a ingresar los archivos correspondientes a la profundidad y espesor del yacimiento en los casilleros de “Grid Top” y Grid Thickness”. En la casilla 1 de Grid Top ingresamos el archivo (**Depth.bna**) y se le asigna el 10% del espesor del yacimiento. Luego el mismo procedimiento se realiza en los casilleros de “Grid Thickness” con la diferencia que se carga el archivo (**Gross Thickness.bna**) con un valor de 0.1 (10%) y se realiza el mismo procedimiento para las 10 capas restantes.

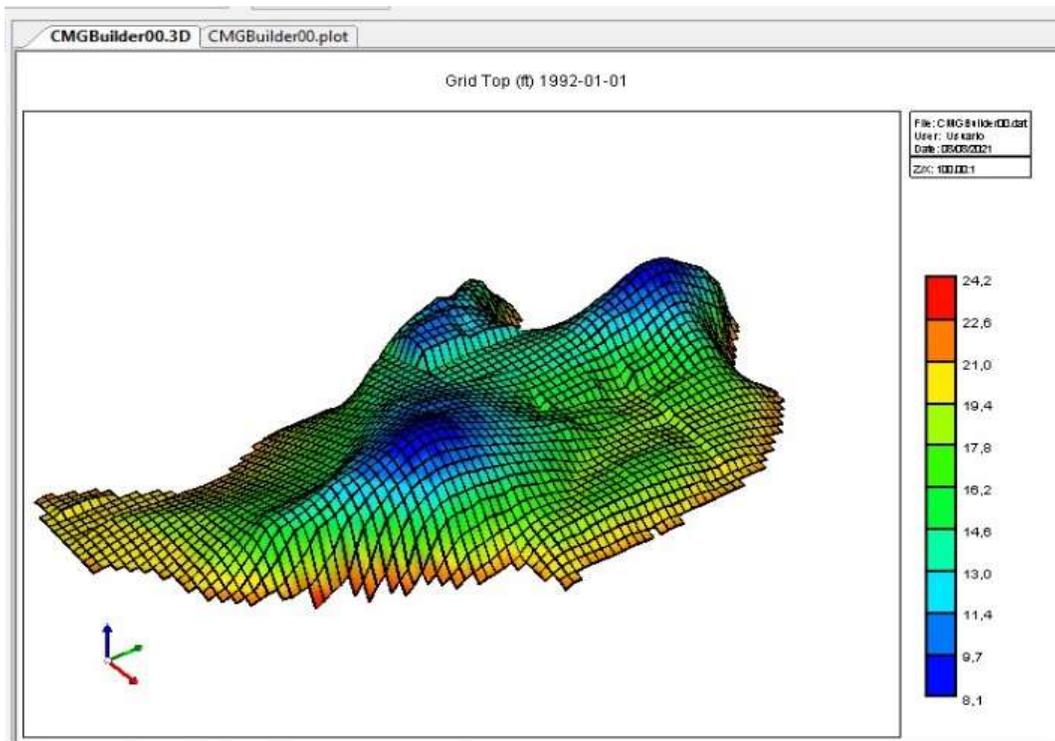


*Figura 21: Adjunto del archivo Depth.bna y Gross Thickness.bna
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

Además, se le asigna el valor de 0.2996 en la columna de porosidad, permeabilidad en I de 444, las permeabilidades en J y K se selecciona una constante Equals *. Finalmente, se puede observar el mallado bidimensional y tridimensional relacionado con la profundidad y espesor, como se muestra en las siguientes figuras:



*Figura 22: Mallado 2D de la arena B
 CMG (Versión 2015.10)
 Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*



*Figura 23: Mallado 3D de la arena B.
 CMG (Versión 2015.10)
 Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

3.4.3 Componentes.

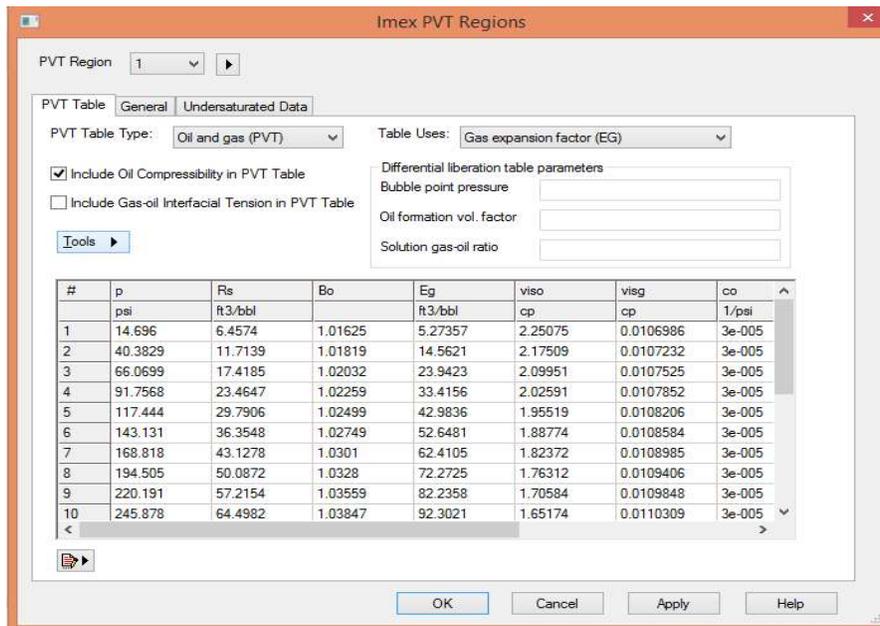
En esta etapa se incorpora la información PVT del fluido de la arena B, cuyo procedimiento es el siguiente:

- Se selecciona “Import Black Oil PVT”, se escoge las unidades de campo y se da clic en “Launch Black Oil PVT”. Se genera una nueva ventana donde se escoge “Generate PVT Table Using Correlations”, se ingresa los valores correspondientes de la siguiente tabla:

*Tabla 13: Valores PVT usando correlaciones.
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

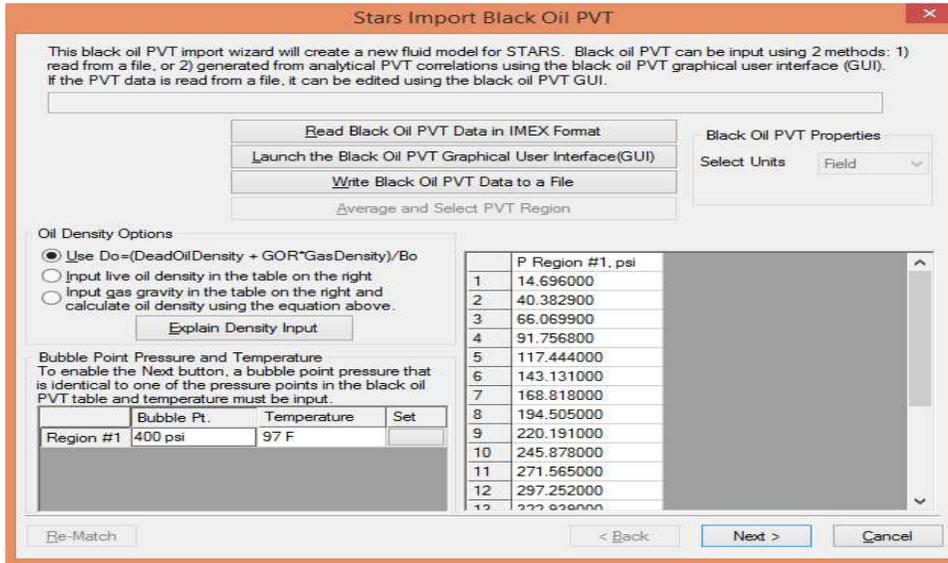
T_{yac}	P_{maxyac}	P_b	ρ_{oil}	ρ_{gas}
°F	psi	psi		
97	600	400	40.8	0.772

Automáticamente se genera los resultados de la tabla PVT con los siguientes datos:



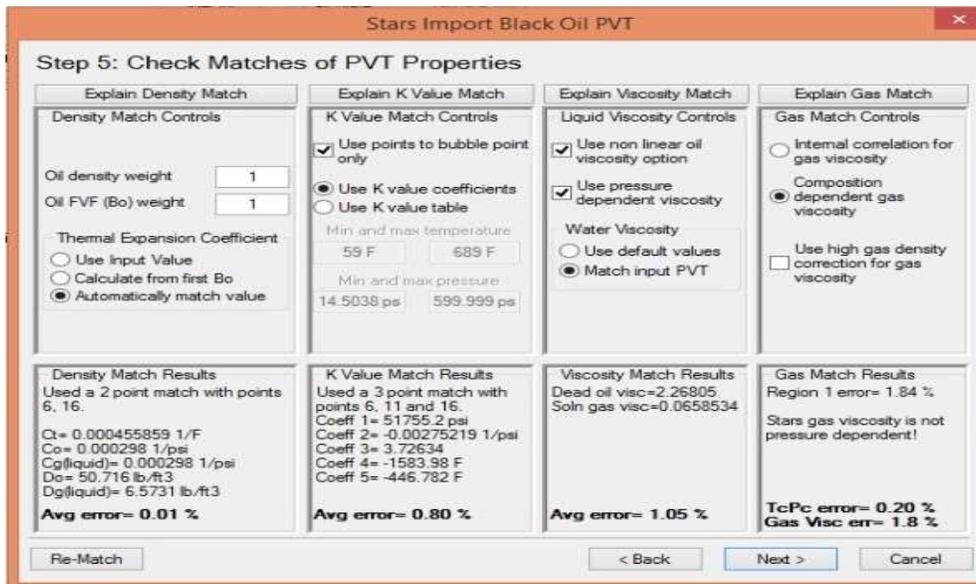
*Figura 24: Resultados PVT generados
CMG (Versión 2015,10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

- A continuación, nos muestra la ventana principal donde se debe ingresar la presión de burbuja (400 psi) y la temperatura del yacimiento (97°F):



*Figura 25: Ventana principal - Ingreso de Presión de Burbuja.
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

- Finalmente, se verifican las propiedades PVT con sus errores promedio con respecto a las correlaciones utilizadas:



*Figura 26: Ventana de errores promedio de las propiedades PVT.
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

3.4.4 Interacción roca-fluido.

En esta nueva etapa se generan las curvas de permeabilidades relativas y presión capilar. De esta manera, se conoce cómo se mueve una fase (gas-petróleo-agua) con respecto a la otra.

- Se ingresa a la sección Rock Fluid Types y se escoge “Generate Tables Using Correlations” dando como resultado una tabla donde se deben ingresar valores de saturaciones y permeabilidades de la arena.

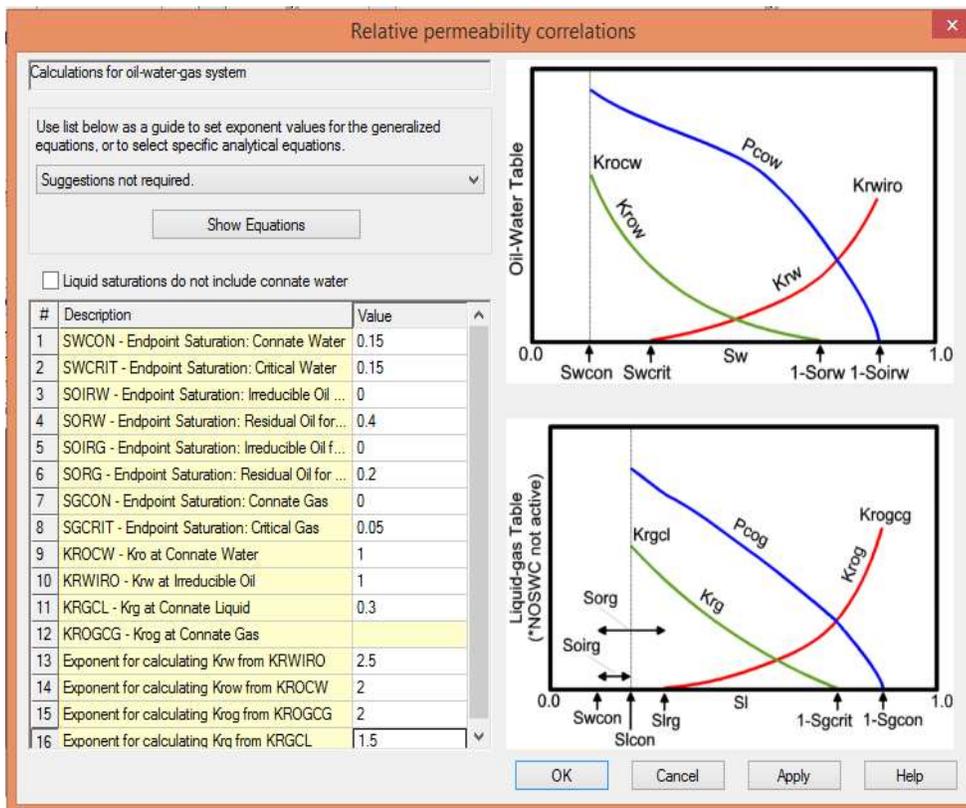


Figura 27: Ventana de correlaciones de permeabilidades relativas
CMG (Versión 2015,10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)

3.4.5 Condiciones iniciales.

En esta etapa se definen parámetros iniciales del yacimiento que requiere el simulador tales como presión inicial, profundidad de los contactos agua-petróleo y gas-petróleo, y la profundidad de referencia de la arena.

Profundidad Referencial

$$P_{REF} = H_{yac} + \frac{Espesor}{2} \quad (17)$$

Profundidad Contacto Agua-Petróleo

$$P_{w/o} = H_{yac} + Espesor P_{REF} \quad (18)$$

STARS Initial Conditions

Vertical Equilibrium Calculation Methods

Depth-Average Capillary-Gravity Method (VERTICAL_DEPTH_AVE)

Add a phase pressure correction. (EQUIL)

Do not add a phase pressure correction. (NOEQUIL)

Do Not Perform Vertical Equilibrium Calculations (VERTICAL_OFF)

Datum Depth for Pressure

Datum Depth for Output Pressure (DATUMDEPTH) Depth:

Use Initial Equilibrium pressure distribution to calculate corrected datum pressures. (INITIAL)

Use the grid block density to calculate corrected datum pressures. (REFDENSITY_GRIDBLOCK)

Use an input reference density to calculate corrected datum pressures (REFDENSITY density) Density:

Initialization Region:

Region 1: Initialization Region Specifications

Initialization Set Number 1 is not defined. Grid depth range: 8.12769 to 27 ft

Reference Pressure (REFPRES): Water/Gas Transition Zone (TRANZONE):

Location For Reference Pressure

Reference Depth (REFDEPTH)

Reference Block (REFBLOCK) (UBA Format i.e. i1j1k1/i2j2k2 ...)

Initial Reservoir Saturation

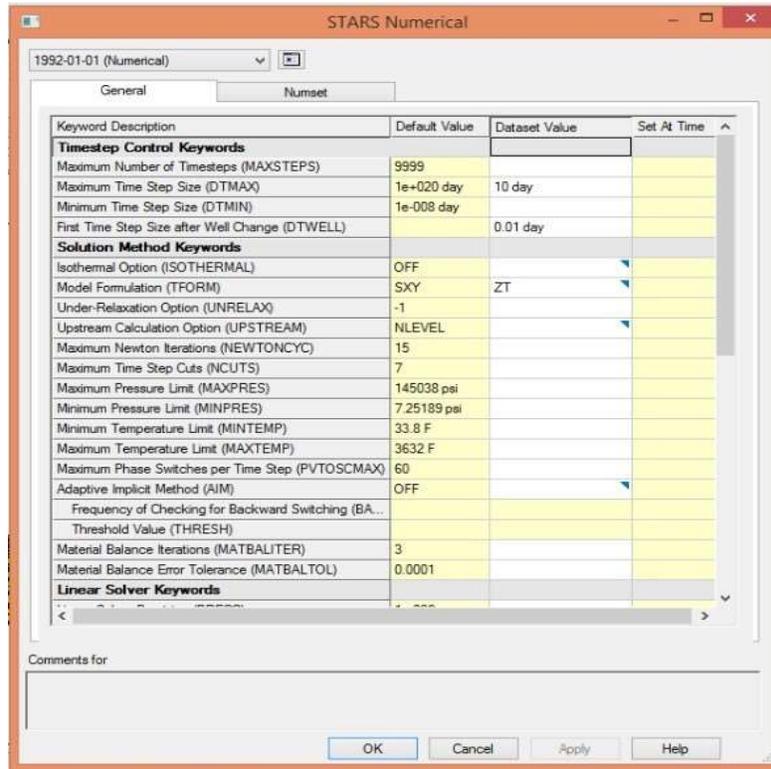
Water-Oil Contact Depth (DWOC)

Gas-Oil Contact Depth (DGOC)

Figura 28: Ventana de condiciones iniciales.
CMG (Versión 2015,10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)

3.4.6 Control de Métodos Numéricos.

En esta etapa se ingresa el tipo de método numérico, los intervalos de tiempo, entre otros. Y los parámetros como presión y saturación están generados por defecto, por lo tanto, no se designan valores.



*Figura 29: Ventana de Control Numérico
CMG (Versión 2015,10)*

Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)

3.5 CONDICIONES OPERACIONALES DE LOS POZOS

En esta etapa se colocan los pozos productores como inyectores dentro del área de interés. El arreglo escogido es de 5 pozos invertidos, donde el inyector está en el centro y en las esquinas 4 pozos productores. Los pozos seleccionados del campo Pacoa son: PACOA 09, PACOA 10, PACOA 40, PACOA 42, PACOA 43, donde el PACOA 43 se transforma en inyector debido a su baja producción.

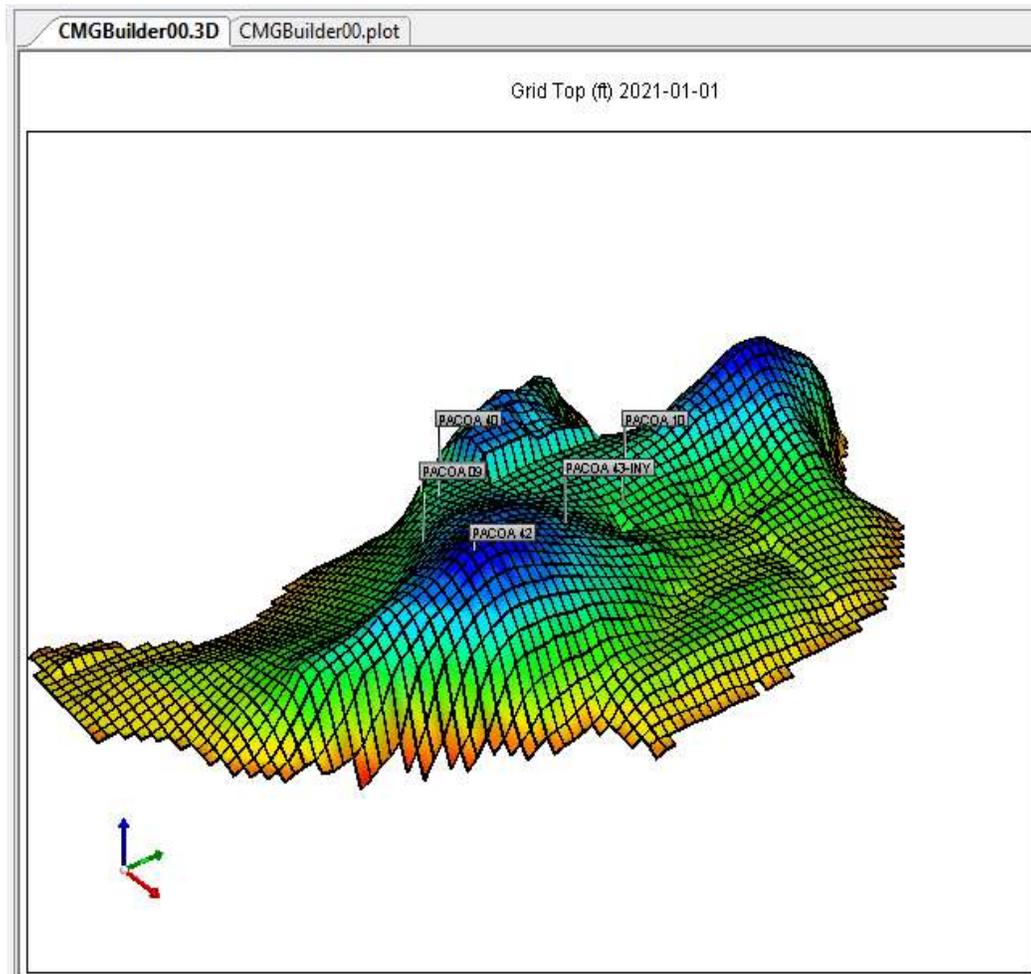


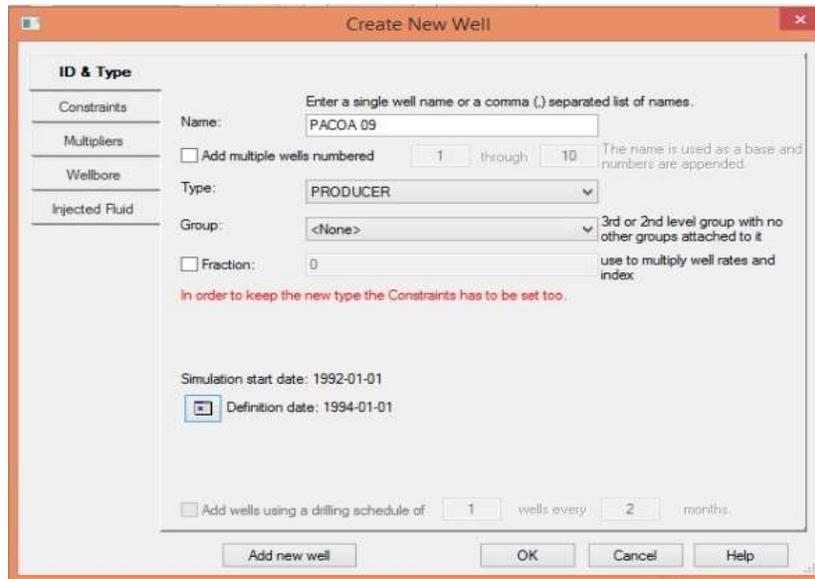
Figura 30: Ubicación de pozos productores e inyector.

CMG (Versión 2015,10)

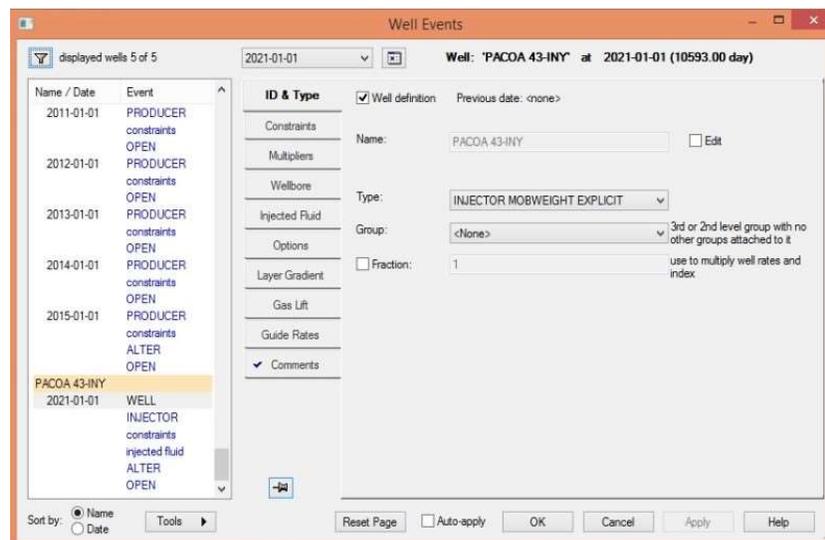
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)

3.5.1 Información de los pozos y datos recurrentes.

- ⌘ **Creación de los pozos:** Para la creación de los pozos productores como inyectores se ingresa a la sección “Well & Recurrent”, seleccionamos la opción “Well New” y aparecerá una ventana donde se ingresa el nombre del pozo, el tipo y la fecha de inicio. En la opción Type, para los 4 pozos productores se escoge “PRODUCER” y para el pozo inyector “INJECTOR MOBWEIGHT EXPLICIT”.



*Figura 31: Ventana para crear los pozos productores.
CMG (Versión 2015,10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*



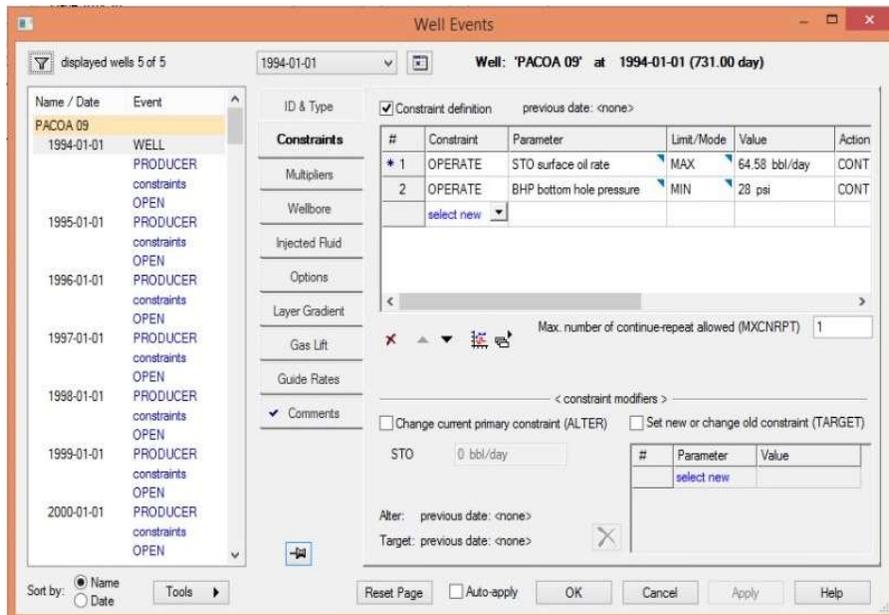
*Figura 32: Ventana para crear el pozo inyector.
CMG (Versión 2015,10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

⌘ **Perforación del pozo:** Para la perforación de los 5 pozos, se da clic sobre el nombre y se despliega la ventana “Well Completion Data” y en la sección denominada “Perforations” se coloca las siguientes coordenadas de los bloques.

*Tabla 14: Perforación de los pozos en la malla de la arena B.
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

POZOS PRODUCTORES			POZO INYECTOR		
POZOS	COORDENADA		POZOS	COORDENADA	
	Inicio	Final		Inicio	Final
PACOA 9	23 52 1	23 52 10			
PACOA 10	27 33 1	27 33 10			
PACOA 40	17 46 1	17 46 10	PACOA 43	30 42 1	30 42 10
PACOA 42	33 54 1	33 54 10			

⌘ **Datos de producción e inyección:** Una vez que los pozos hayan sido ubicados en el modelo del yacimiento, se procede a ingresar los datos. La información de los pozos productores es recopilada con su historial de producción, donde la tasa de petróleo en superficie máxima es variable y para el pozo inyector se ingresa la tasa líquida en superficie máxima y la presión de fondo. A continuación, se muestran los controles.



*Figura 33: Ingreso de las características de los pozos productores.
CMG (Versión 2015,10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

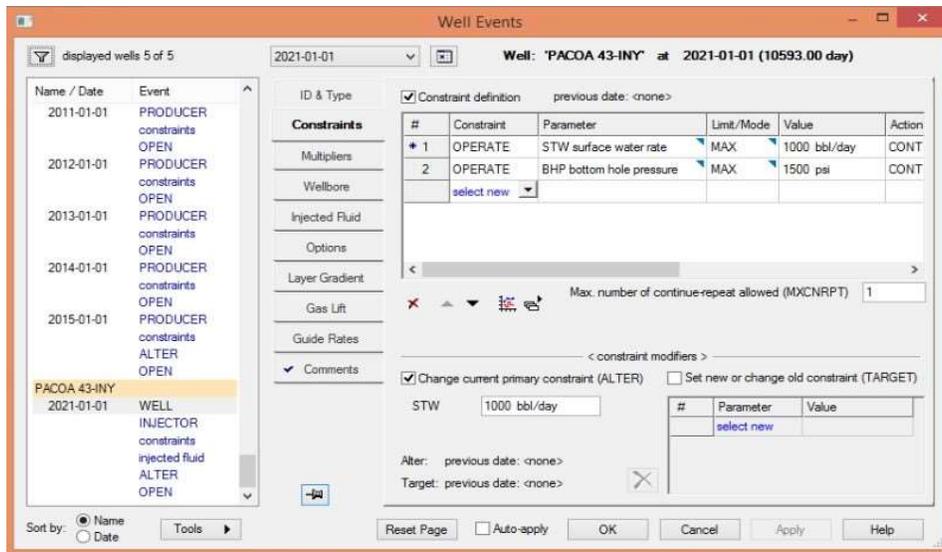


Figura 34: Ingreso de las características del pozo inyector.

CMG (Versión 2015,10)

Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)

- ⌘ **Tiempo de simulación:** Se abre la ventana “Simulation Date” donde se debe especificar el tiempo de simulación. Para este caso de estudio, el lapso de tiempo de simulación será de 6 años. La fecha de inicio será el 1 de enero del 2021 y culminará el 1 de enero de 2027,

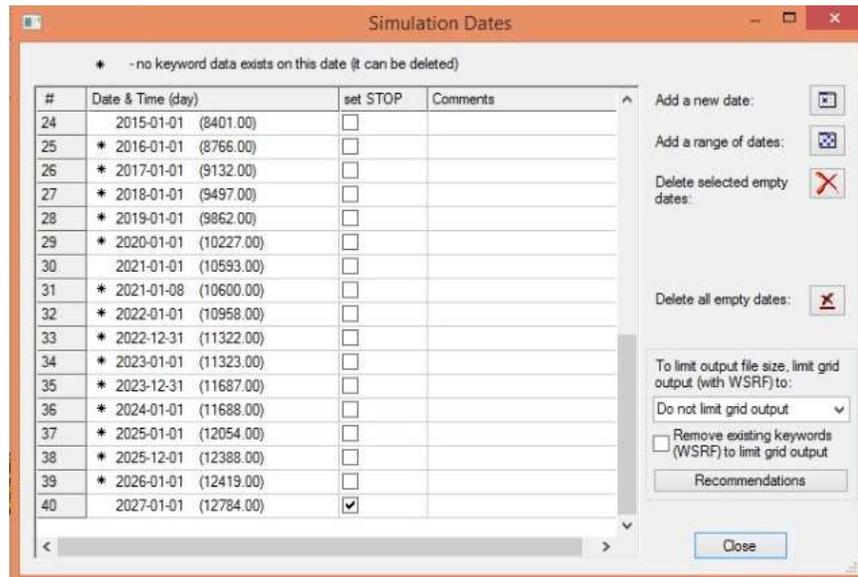


Figura 35: Tiempo de simulación.

CMG (Versión 2015,10)

Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)

3.6 PROCEDIMIENTO PARA LA CREACIÓN DEL POLÍMERO

Para el proceso de inyección de polímero se utiliza la herramienta Process Wizard que se encuentra en el módulo componente, el cual sirve para representar y modelar diferentes tipos de procesos como crudo espumante, combustión, alcalino-surfactante-polímero, inyección de agua de baja salinidad, precipitación de sólidos y asfaltenos. Los 2 tipos de polímeros a utilizar son HPAM y AN125VHM, cuyo procedimiento de creación es el mismo como se muestra a continuación.

- Se escoge la opción “Alkaline, surfactant, foam and/or Polymer model” y dentro de ella escogemos la opción Polímero.

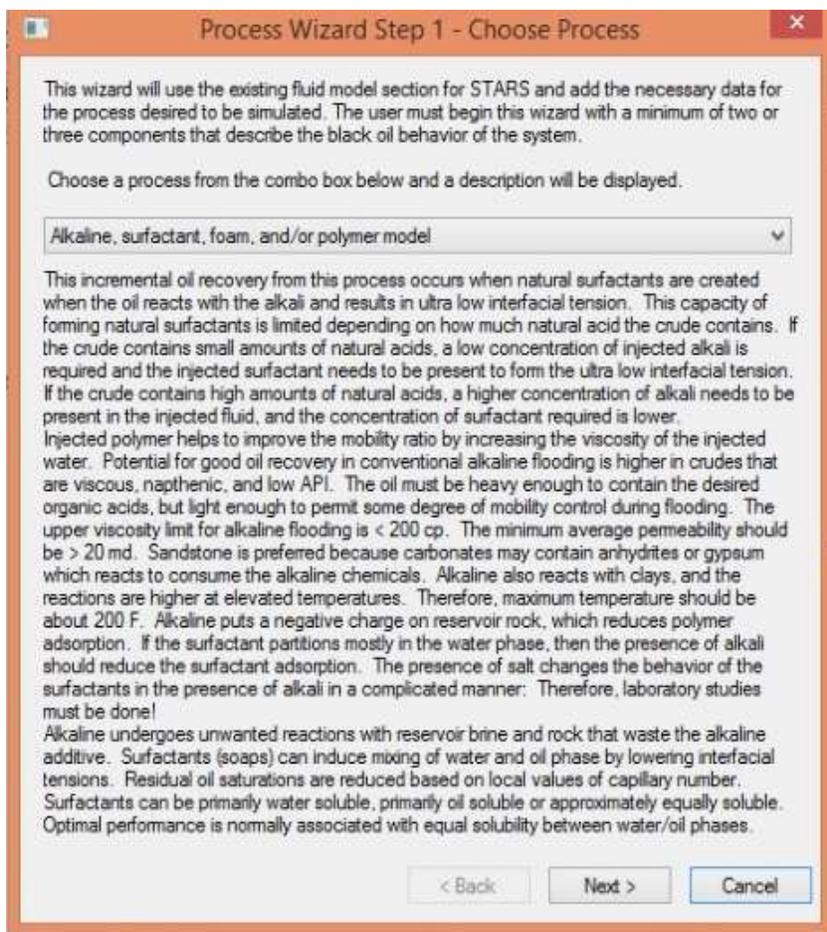


Figura 36: Ventana de creación del polímero.

CMG (Versión 2015.10)

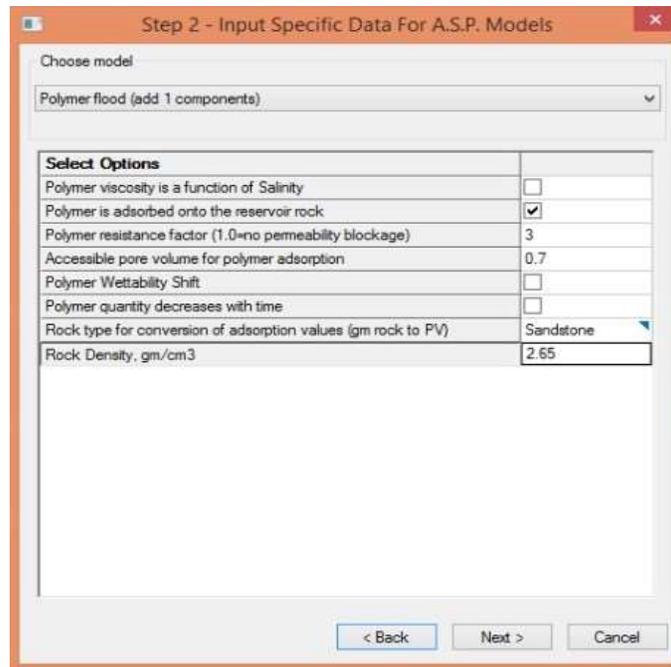
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)

- Luego se ingresa la siguiente información del polímero HPAM Y AN125VHM.

*Tabla 15: Información base de los polímeros
(Angarita & Buitrago, 2016)*

Polímero	Porosidad	Factor de Resistencia	Volumen Poroso Accesible
		FR_r	VP_{acc}
HPAM	0.438	3	0.7
AN125VHM	0.1527	3	0.75

- Para el modelo se estima que la cantidad del polímero no disminuye con el tiempo y que no existe variación de humectabilidad, por lo tanto, se desmarcan estas opciones.



*Figura 37: Especificaciones del polímero.
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

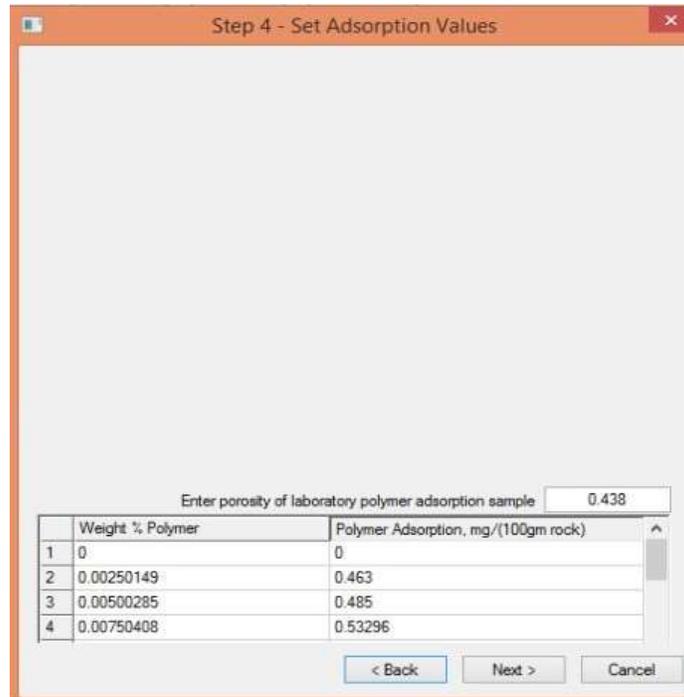
- Posteriormente, se ingresa los datos de adsorción del polímero (mg/100g rock) y el % del peso del polímero. Las siguientes tablas detallan la información de los dos tipos de polímeros a utilizar.

*Tabla 16: Propiedades del polímero HPAM.
(Angarita & Buitrago, 2016)*

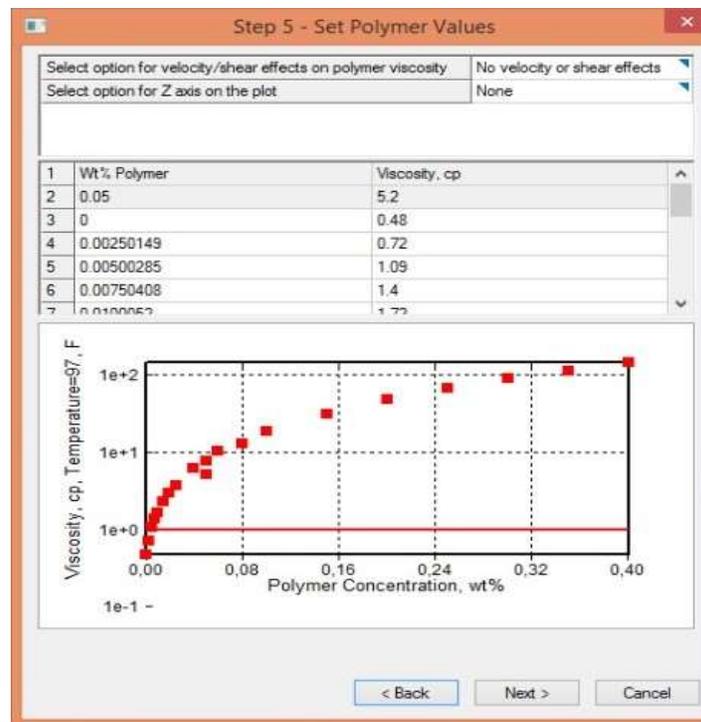
Concentración (ppm)	Peso (%)	Adsorción mg/100g rock	Viscosidad (cP)
0	0	0	0.48
20	0.00250149	0.46300	0.72
50	0.00500285	0.48500	1.09
75	0.00750408	0.53296	1.40
100	0.01000519	0.57100	1.72
150	0.01500704	0.60215	2.39
200	0.02000838	0.64890	3.00
250	0.02500923	0.69615	3.81
400	0.04000876	0.84090	6.20
500	0.05000595	1.02000	7.88
600	0.06000114	1.04090	10.50
800	0.07998552	1.24890	13.10
1000	0.09996191	1.43000	18.90
1500	0.14986796	2.03990	31.68
2000	0.19972417	2.78000	48.08
2500	0.24953062	3.33990	67.48
3000	0.29928738	4.06490	89.88
3500	0.34899000	4.83990	115.28
4000	0.39865000	5.66490	143.68

*Tabla 17: Propiedades del polímero ANI25VHM
(Angarita & Buitrago, 2016)*

Concentración (ppm)	Peso (%)	Adsorción mg/100g rock	Viscosidad
0	0	0	3.117
25	0.00257	0.037375	3.220
50	0.00507	0.067000	3.326
75	0.00757	0.096375	3.436
100	0.01007	0.125500	3.550
150	0.01507	0.183000	3.788
200	0.02007	0.239500	4.043
250	0.02507	0.295000	4.314
500	0.05007	0.557500	5.971
800	0.08007	0.839500	8.819
1000	0.09996	1.010000	10.62
1500	0.14987	1.390000	24.32
2000	0.19972	1.460000	46.13
2500	0.24953	1.700000	76.15



*Figura 38: Ingreso de valores de % Peso y Adsorción del polímero.
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

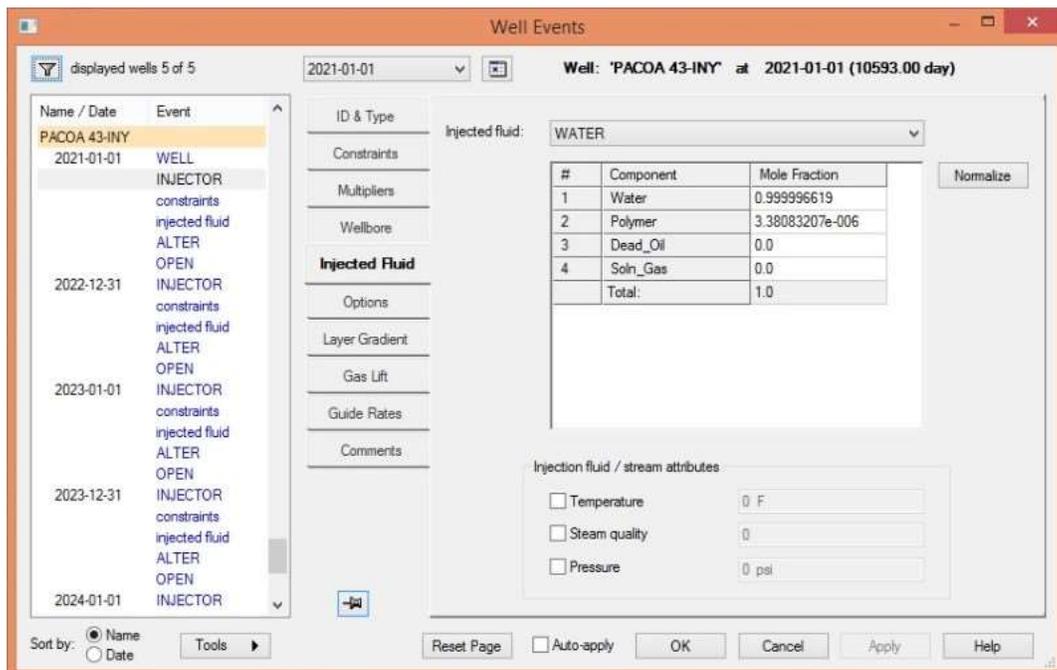


*Figura 39: Ingreso de valores de viscosidad del polímero.
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalvan (2021)*

- Finalmente, se debe seleccionar los periodos de tiempo en los que se inyectará el polímero.
- Se da clic en Finish y se abre la ventana de control del pozo inyector, donde se debe colocar las fracciones molares del agua y del polímero dependiendo del tipo de concentración.

*Tabla 18: Valores de Fracción Molar
(Neira & Tomalá, 2018)*

CONCENTRACIÓN	HPAM	AN125VHM
1000	2.253889754e-06	1.502148794e-06
1500	3.380832072e-06	2.253295319e-06
2000	4.507765911e-06	3.004287656e-06



*Figura 40: Ventana de características del fluido inyectado.
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

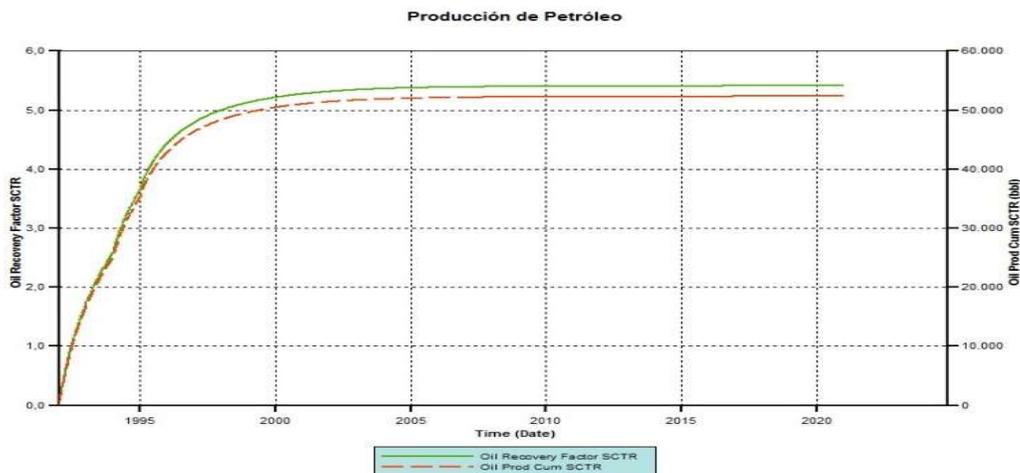
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 ANÁLISIS DE CASOS DE ESTUDIOS

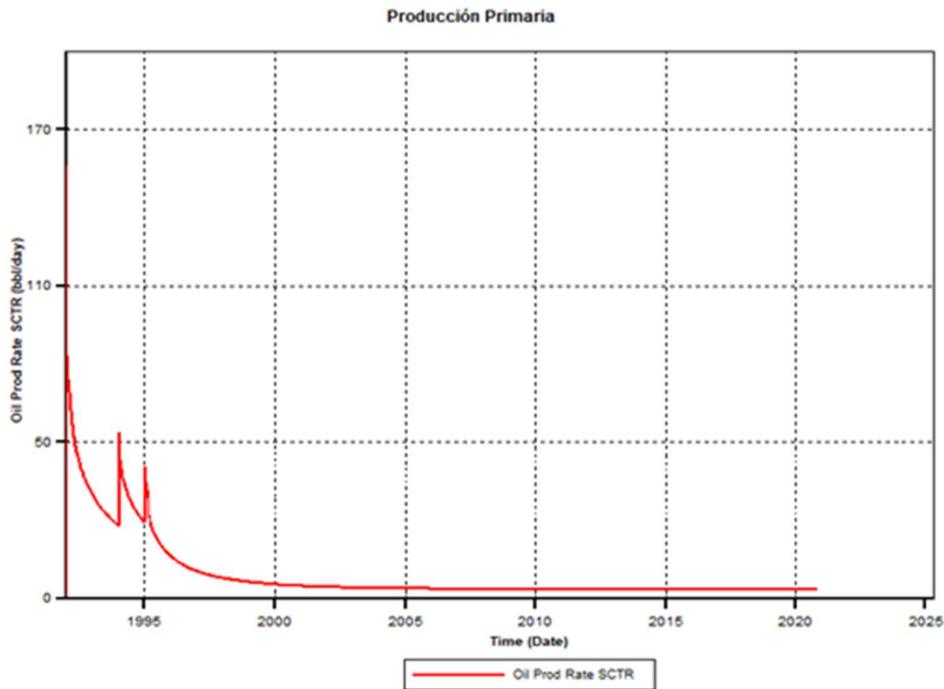
En este capítulo se presentan los resultados finales en función a la simulación de inyección de polímeros. Los agentes poliméricos HPAM Y AN125VHM fueron considerados con concentraciones de 1000 ppm, 1500 ppm, y 2000 ppm a diferentes caudales, cada uno de 1000 bbls, 1500 bbls y 2000 bbls para las pertinentes corridas de simulación.

Empezaremos explicando la producción con recuperación primaria, seguida de una simulación de inyección de agua y posteriormente, con la inyección de los diferentes agentes químicos como solución polimérica y solución álcalis-polímero-surfactante. Estos procesos de simulación empiezan a partir del año 2021.

4.2 PRODUCCIÓN PRIMARIA



*Figura 41: Factor de Recobro y Producción acumulada de Recuperación Primaria
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

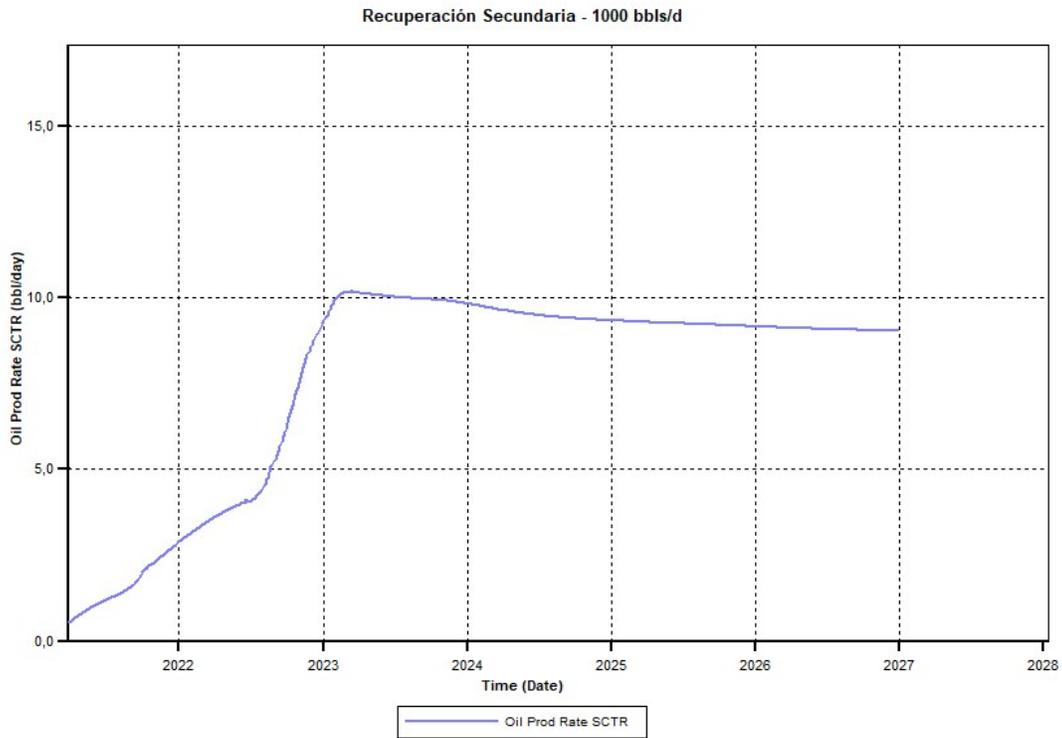


*Figura 42: Tasa de producción de petróleo en recuperación primaria.
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

Nuestro principal objetivo es analizar el factor de recobro, el cual en el arreglo de pozos planteado es de 5.40 %, una producción de 1,2 bbls/d y una producción acumulada de 52352,3 bbls con respecto al año 2021. Estos datos se observan en la Figura 42 y Figura 43.

4.3 CASO BASE – INYECCIÓN DE AGUA

Una vez culminado el análisis de la producción primaria, se procedió a realizar una simulación con inyección de agua con tasa de 1000 bbls/d durante un periodo de 6 años, dando como resultado un aumento en el factor de recobro de 7 % hasta el año 2027, una producción acumulada de 68416,6 bbls, y con una producción de 9,04 bbls/d. A continuación, se muestran los resultados de la inyección de agua.



*Figura 43: Tasa de recuperación de petróleo con inyección de agua.
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

4.4 CASO DE ESTUDIO – INYECCIÓN DE POLÍMEROS

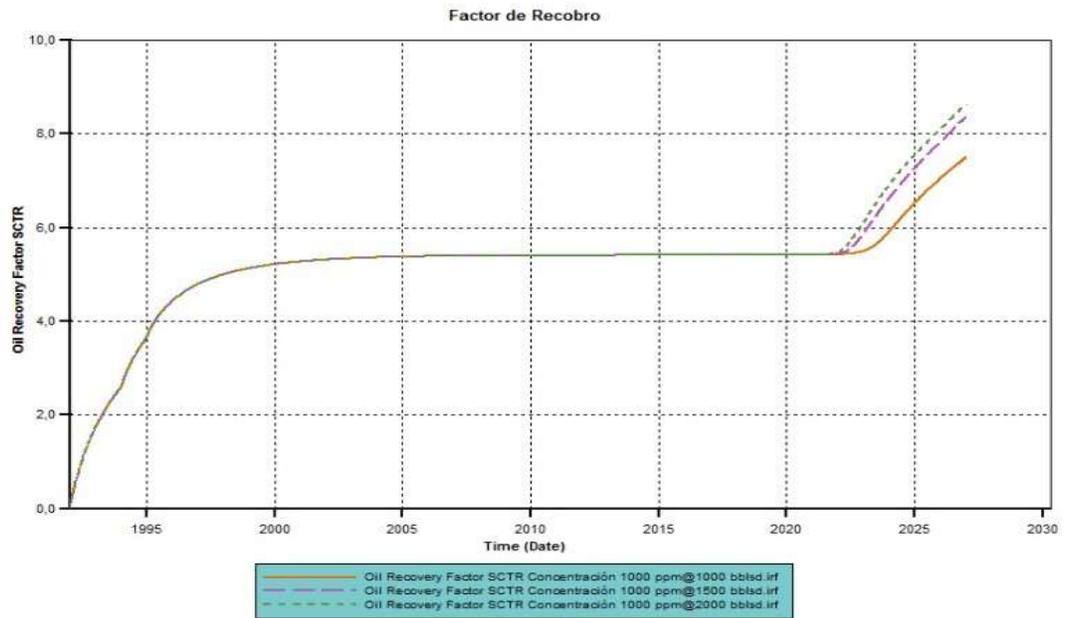
4.4.1 Polímero #1 – HPAM.

Se planteó el uso de la poliacrilamida parcialmente hidrolizada con tres diferentes caudales 1000 bbls/d – 1500 bbls/d - 2000 bbls/d. Además, se utilizó 3 tipos de concentraciones las cuales se detallan a continuación.

*Tabla 19: Fracción molar de concentraciones, HPAM.
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

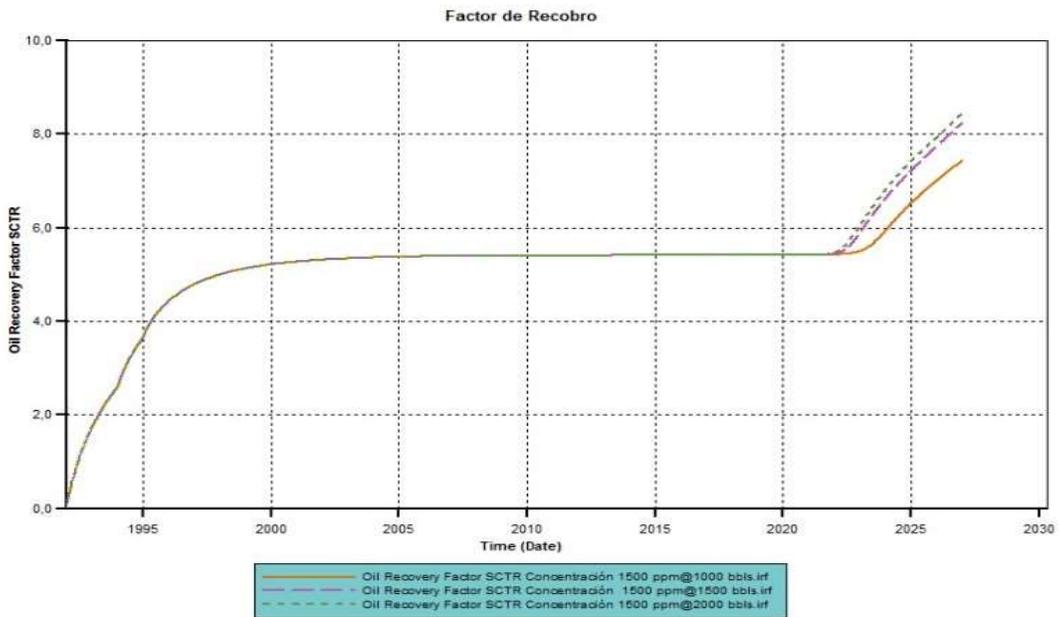
Concentración	Fracción Molar
ppm	
1000	2.25250E -06
1500	3.37875E-06
2000	4.50500E-06

❖ **Concentración de 1000 ppm @ 1000-1500-2000 bbls/d.**



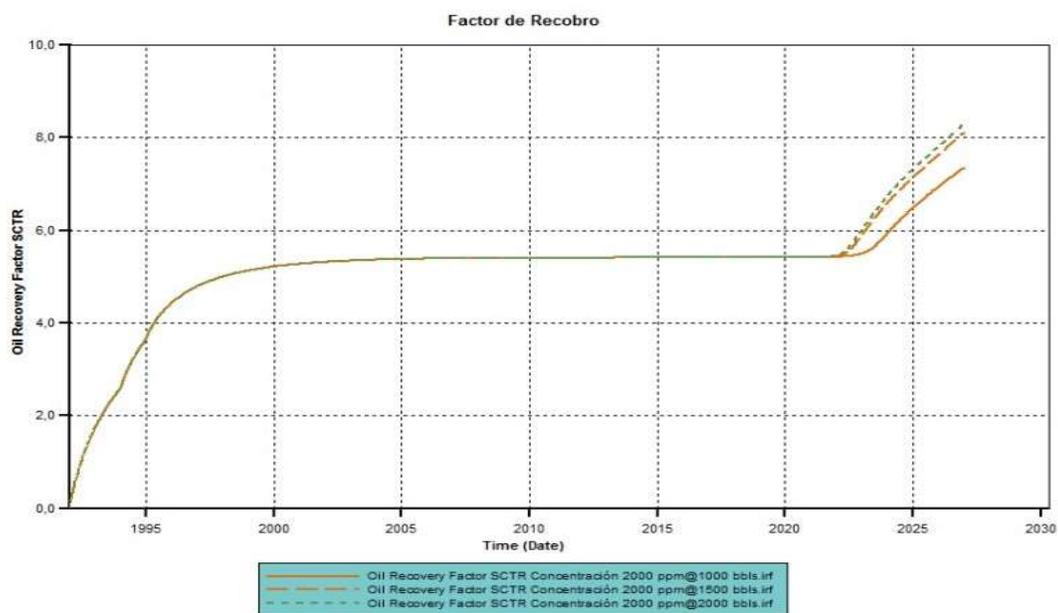
*Figura 44: Factor de recobro - HPAM 1000 ppm
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

❖ **Concentración de 1500 ppm @ 1000-1500-2000 bbls/d.**



*Figura 45: Factor de recobro - HPAM 1500 ppm.
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

❖ **Concentración de 2000 ppm @ 1000-1500-2000 bbls/d.**



*Figura 46: Factor de recobro - HPAM 2000 ppm.
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

- **Análisis técnico:** A continuación, se muestra las tablas de los resultados de factor de recobro para los 3 escenarios planteados.

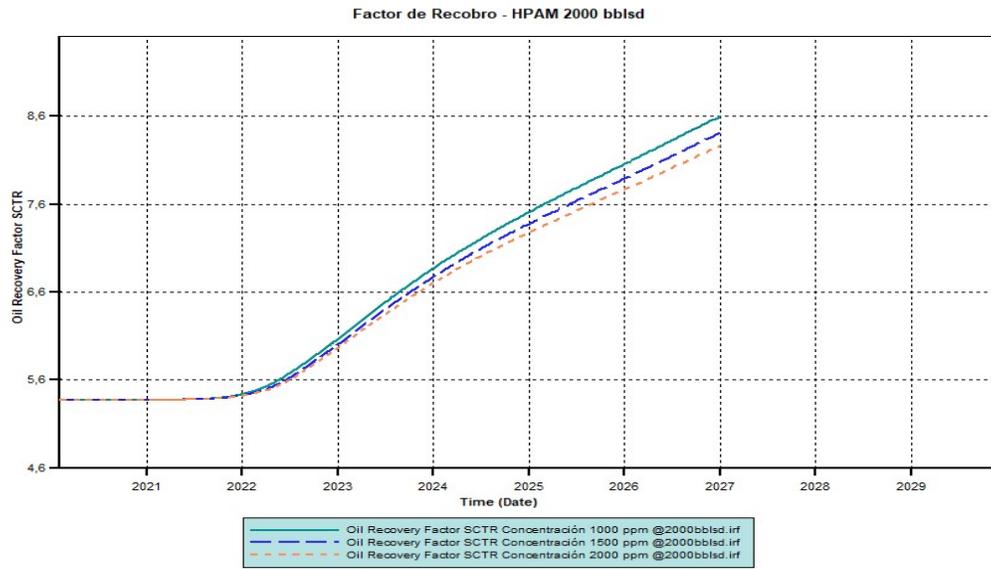
*Tabla 20: Factores de recobro, HPAM
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

	Concentración 1000 ppm	Concentración 1500 ppm	Concentración 2000 ppm
Caudal (bbls/d)	FR (%)	FR (%)	FR (%)
1000	7,49	7,43	7,35
1500	8,35	8,24	8,11
2000	8,64	8,45	8,30

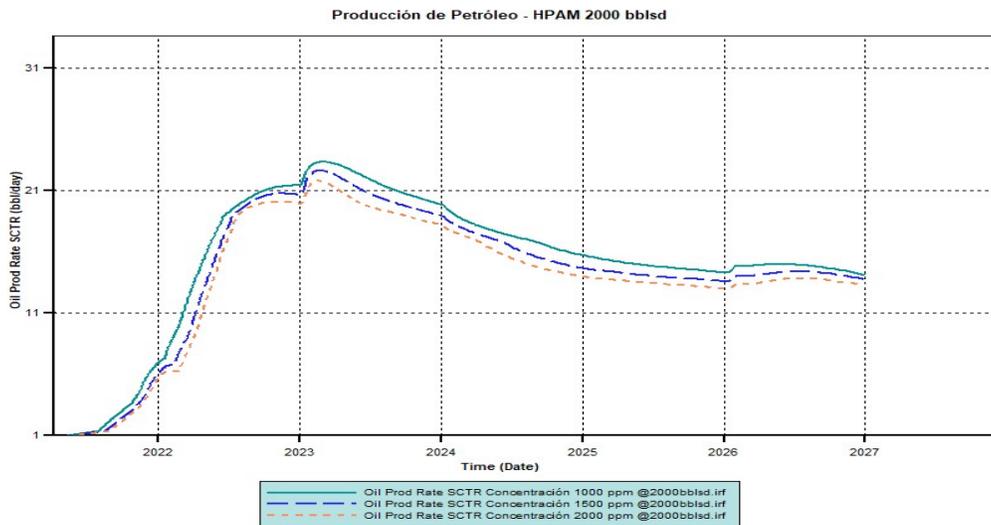
Desde el punto de vista técnico, los 3 escenarios planteados tienen un aumento significativo del factor de recobro después de la recuperación primaria, pero para

este estudio se escogió el caudal de 2000 bbls/d como el óptimo, ya que es el que tiene mejor resultado en comparación de los demás caudales.

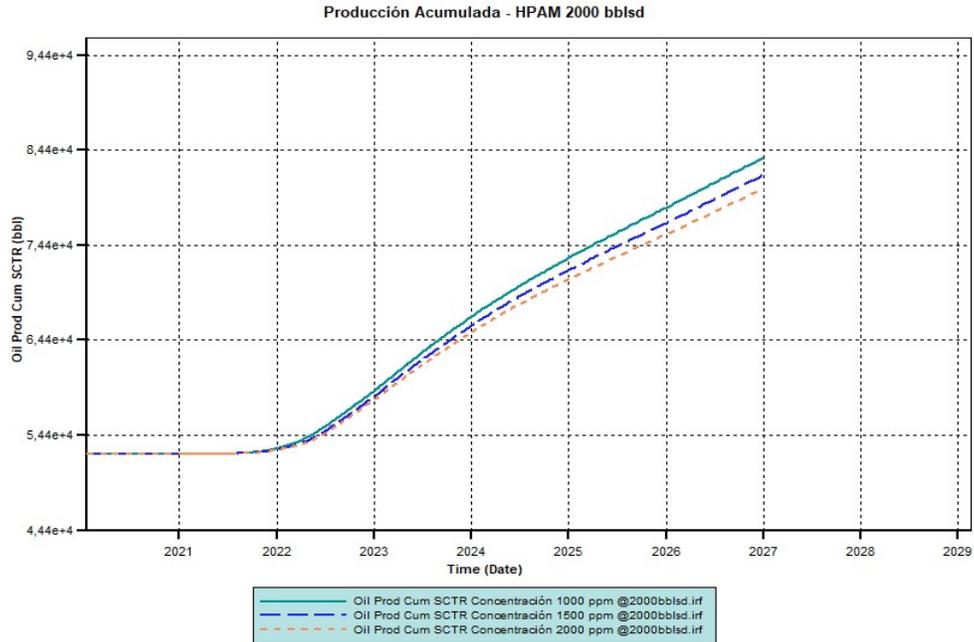
Luego de decidir el caudal de inyección de la solución, procedimos a evaluarlo a diferentes concentraciones entre 1000-1500-2000 ppm con la finalidad de determinar el óptimo, obteniendo las siguientes gráficas.



*Figura 47: Factor de recobro- HPAM 2000bblsd a diferentes concentraciones.
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*



*Figura 48: Producción de petróleo - HPAM 2000bblsd a diferentes concentraciones.
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*



*Figura 49: Producción acumulada - HPAM 2000bblsd a diferentes concentraciones
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

- Análisis técnico.

La Figura 48 con respecto al factor de recobro muestra lo siguiente:

- Concentración de 1000 ppm: 8,64 %
- Concentración de 1500 ppm: 8,45 %
- Concentración de 2000 ppm: 8,30 %

La Figura 49 con respecto a la producción acumulada se obtuvo los siguientes resultados.

- Concentración de 1000 ppm: 83570,8 bbls
- Concentración de 1500 ppm: 81763,5 bbls
- Concentración de 2000 ppm: 80352 bbls

La figura 50 muestra los resultados con respecto a la producción de petróleo, denotando que en el año 2023 los 3 tipos de concentraciones alcanzan la mayor tasa de producción.

- Concentración de 1000 ppm: 22,97 bbls/d
- Concentración de 1500 ppm: 22,24 bbls/d
- Concentración de 2000 ppm: 21,37 bbls/d

- **Resultado.**

Se puede observar que, a medida que se aumenta la concentración, la producción tiende a declinar. Por lo tanto, se concluye que el escenario óptimo para el proceso de inyección de polímero HPAM es 1000 ppm de concentración a un caudal de inyección de 2000 bbls/d y una presión de inyección de 1500 psi, con un factor de recobro de 8,64 %, una producción acumulada de 83570,8 bbls, con una mayor tasa de producción de 22,97 bbls/d en el año 2023, finalizando con 13,71 bbls/d en el año 2027.

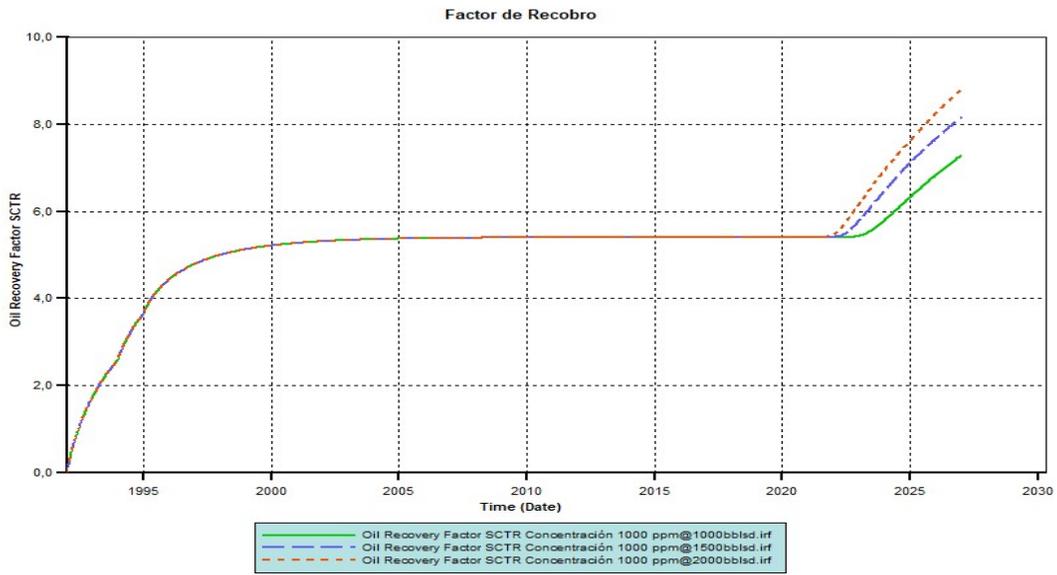
4.4.2 Polímero #2 – AN125VHM.

Se realizó las pruebas de este polímero con tres diferentes caudales 1000 – 1500 - 2000 bbls/d con 3 tipos de concentraciones que se detallan a continuación.

*Tabla 21: Fracción molar de concentraciones, AN125VHM
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

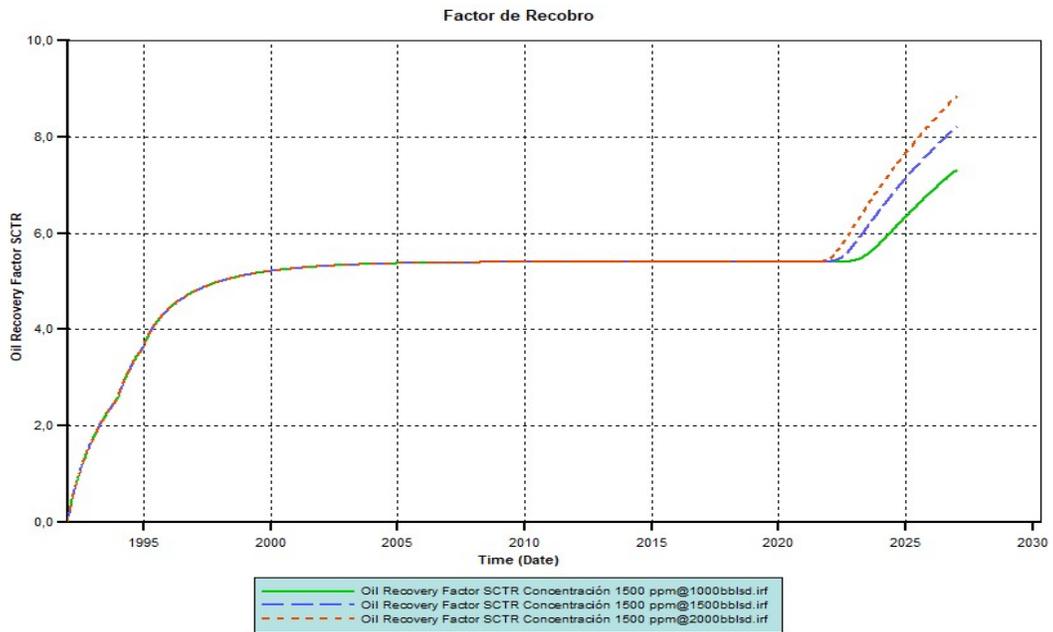
Concentración	Fracción Molar
ppm	
1000	1.502148794e-06
1500	2.253295319e-06
2000	3.004287656e-06

❖ **Concentración de 1000 ppm @ 1000-1500-2000 bbls/d.**



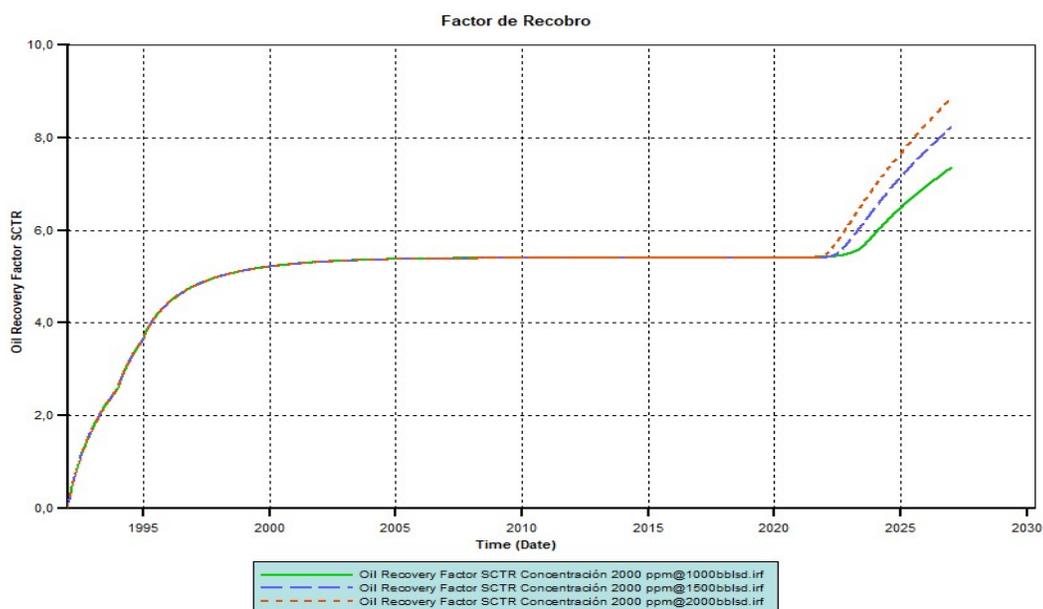
*Figura 50: Factor de recobro - AN125VHM 1000 ppm.
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

❖ **Concentración de 1500 ppm @ 1000-1500-2000 bbls/d.**



*Figura 51: Factor de recobro - AN125VHM 1500 ppm.
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

❖ **Concentración de 2000 ppm @ 1000-1500-2000 bbls/d.**



*Figura 52: Factor de recobro - AN125VHM 2000 ppm.
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

- **Análisis técnico.**

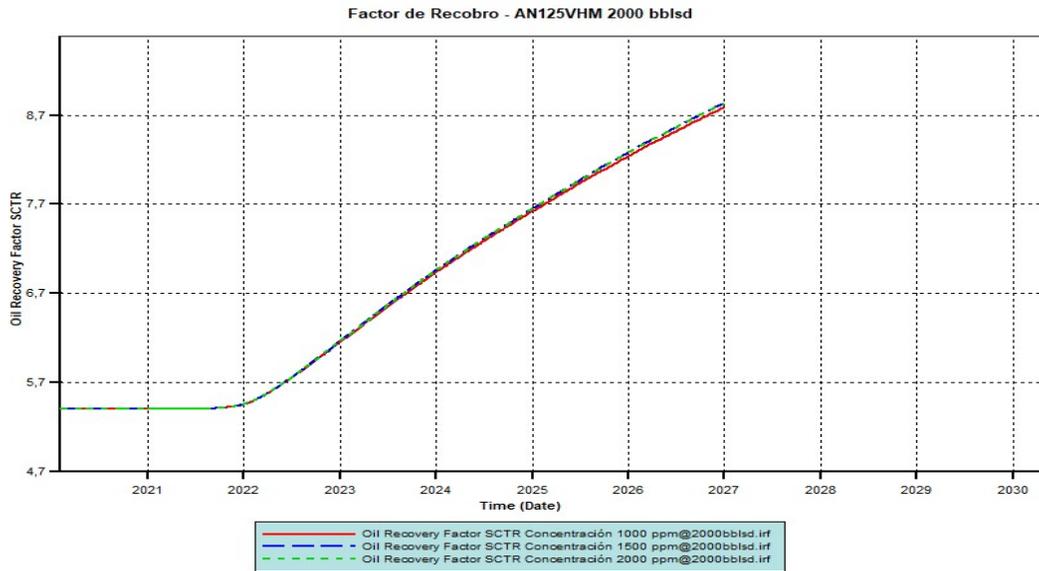
A continuación, se muestra las tablas de los resultados de factor de recobro para los 3 escenarios planteados:

*Tabla 22: Factores de recobro, AN125VHM.
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

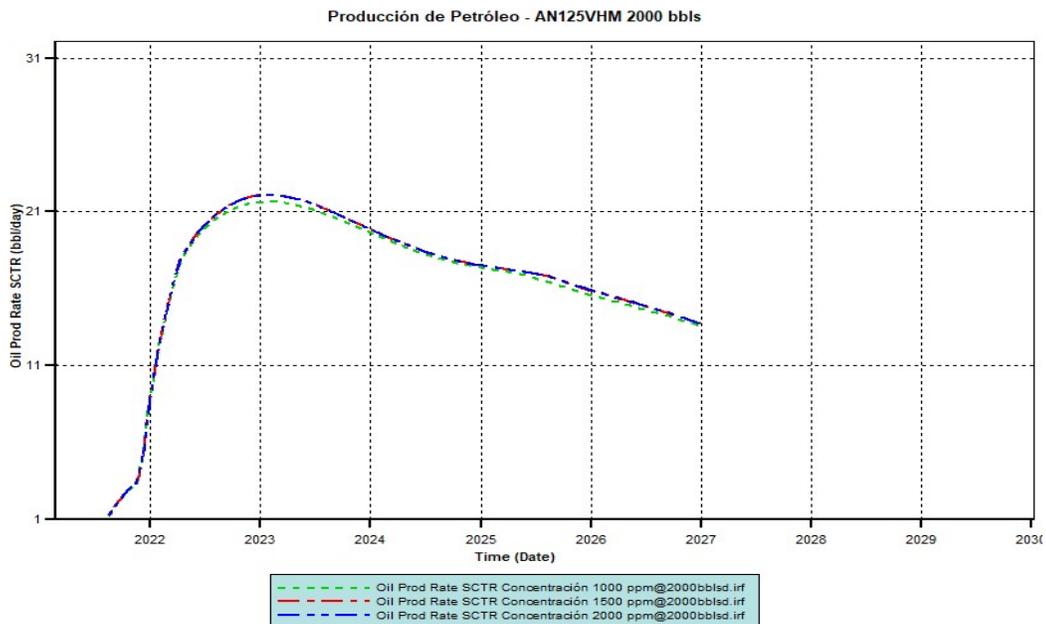
	Concentración 1000 ppm	Concentración 1500 ppm	Concentración 2000 ppm
Caudal (bbls/d)	FR (%)	FR (%)	FR (%)
1000	7,28	7,32	7,35
1500	8,17	8,22	8,23
2000	8,79	8,84	8,84

En la recuperación primaria el factor de recobro es de 5.40%, y se puede observar que con el uso del polímero AN125VHM este valor aumenta significativamente en todos los escenarios. Pero, se determina que el caudal de 2000 bbls/d es el

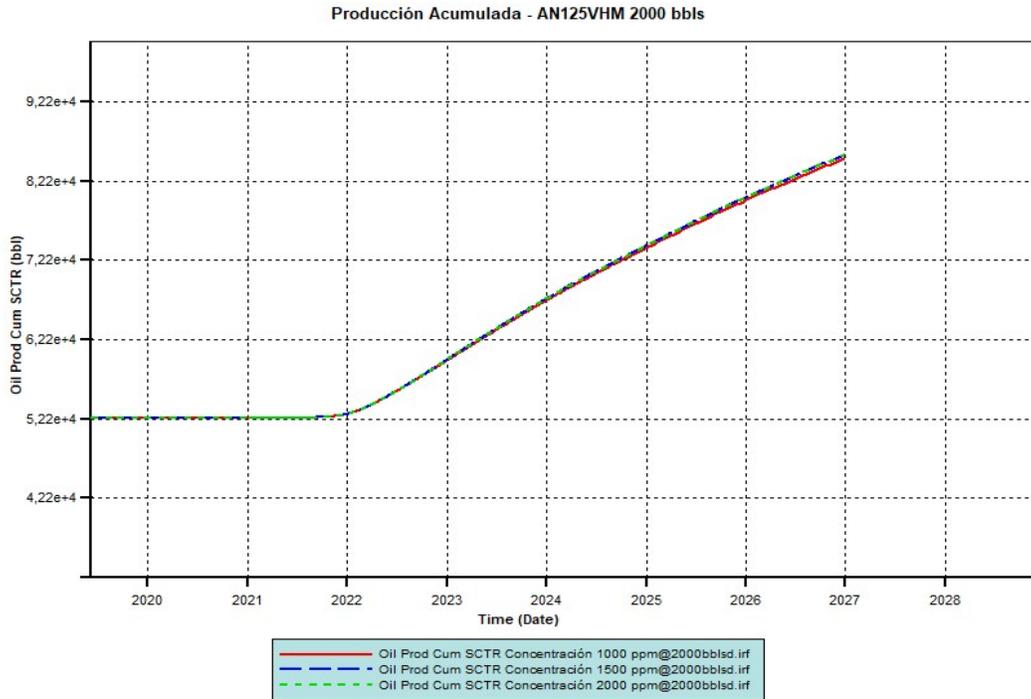
óptimo para este proceso de inyección, debido a que tiene mejor resultado en comparación de los demás caudales. Luego, se procedió a evaluar este caudal a diferentes concentraciones entre 1000-1500-2000 ppm con la finalidad de determinar el óptimo, obteniendo las siguientes gráficas:



*Figura 53: Factor de recobro - AN125VHM 2000bblsd a diferentes concentraciones.
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*



*Figura 54: Producción de petróleo - AN125VHM 2000bblsd a diferentes concentraciones.
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*



*Figura 55: Producción acumulada - AN125VHM 2000bblsd a diferentes concentraciones.
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

- Análisis técnico.

La Figura 54 con respecto al factor de recobro muestra lo siguiente:

- Concentración de 1000 ppm: 8,79 %
- Concentración de 1500 ppm: 8,85 %
- Concentración de 2000 ppm: 8,84 %

La Figura 55 con respecto a la producción acumulada se obtuvo los siguientes resultados:

- Concentración de 1000 ppm: 85115,6 bbls
- Concentración de 1500 ppm: 85585,6 bbls
- Concentración de 2000 ppm: 85580,1 bbls

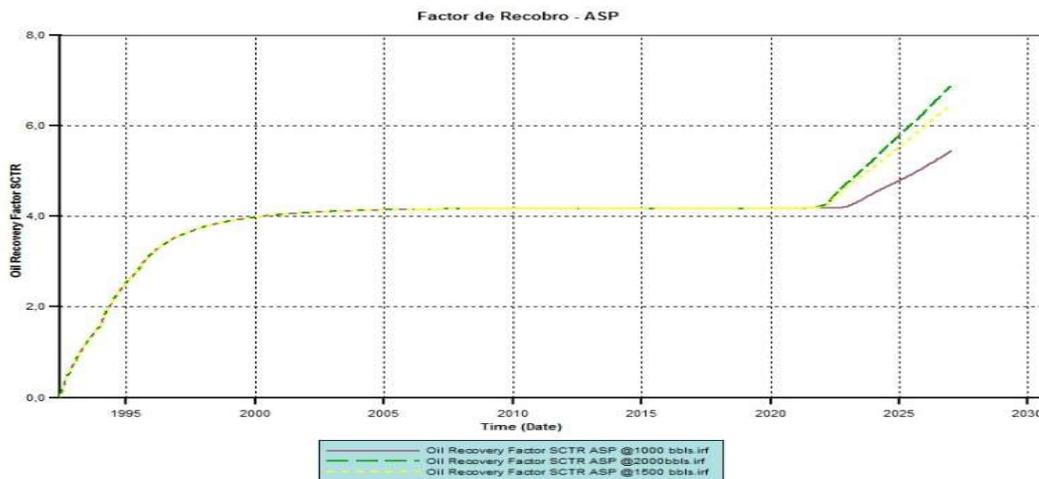
La figura 56 muestra los resultados con respecto a la producción de petróleo, denotando que en el año 2023 los 3 tipos de concentraciones alcanzan la mayor tasa de producción.

- Concentración de 1000 ppm: 21,52 bbls/d
- Concentración de 1500 ppm: 22,00 bbls/d
- Concentración de 2000 ppm: 21,98 bbls/d

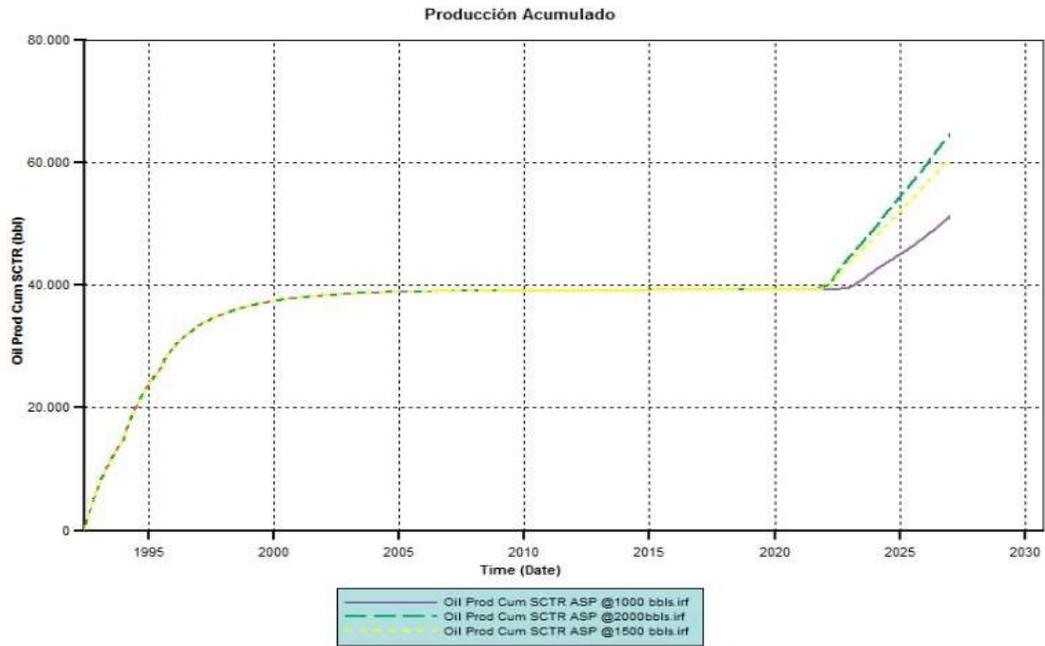
- **Resultado.**

Con el uso del polímero AN125VHM se puede observar que a medida que se incrementa concentración, el comportamiento de la producción sigue siendo el mismo, denotando que los valores de factor de recobro estén dentro del mismo rango. Pero, por diferencias mínimas, se concluye que el escenario óptimo para el proceso de inyección de polímero AN125VHM es de 1500 ppm de concentración a un caudal de inyección de 2000 bbls/d con un factor de recobro de 8,85 %, con una producción acumulada de 85585,6 bbls, con una mayor de tasa de producción de 22,00 bbls/d en el año 2023, finalizando con 13,91 bbls/d en el año 2027.

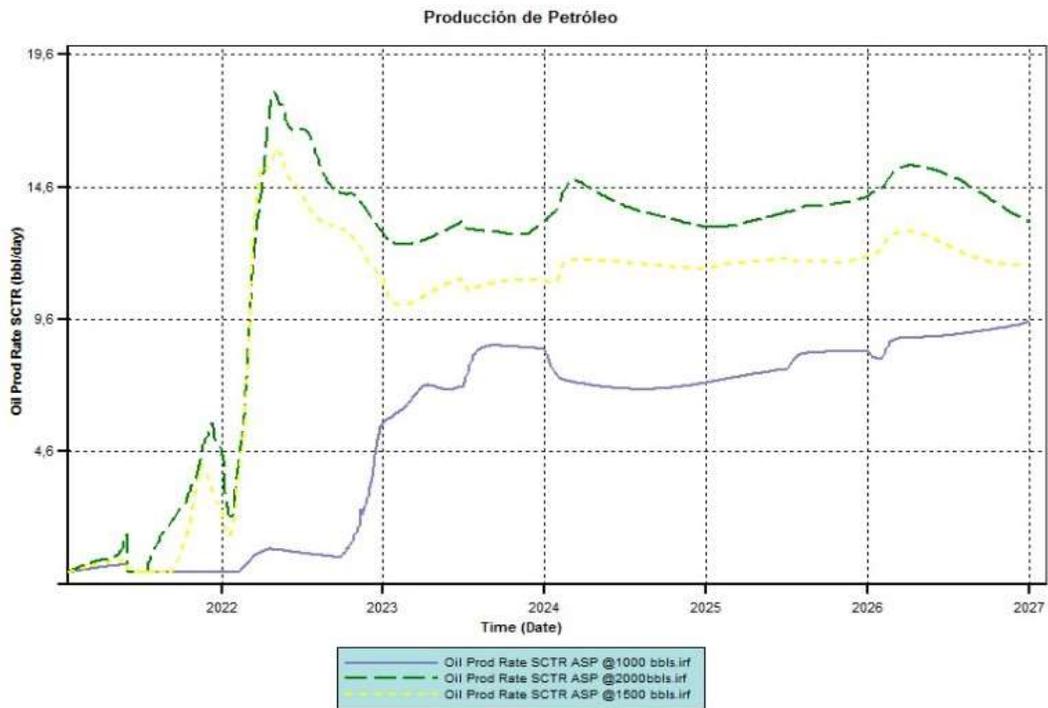
4.5 CASO DE ESTUDIO – ASP



*Figura 56: Factor de recobro con inyección ASP
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*



*Figura 57: Producción acumulada con inyección ASP.
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*



*Figura 58: Producción de petróleo con inyección ASP.
CMG (Versión 2015.10)
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

4.5.1 Análisis técnico.

*Tabla 23: Fracción molar de concentración, ASP.
Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)*

Componente	Fracción Molar
Polímero	2.253889754e-06
Surfactante	6.8387097e-05
Álcali	0,000451623215

Se evaluó las distintas concentraciones de los aditivos a tres caudales diferentes (1000-1500-2000 bbl/d), dando como resultado un aumento máximo del factor de recobro con el escenario ASP a 2000 bbls/d, con un factor de recobro de 6,88%, una producción acumulada de 64664,4 bbls, alcanzando una tasa de producción alta en el año 2022 de 18,11 bbls/d y finalizando en el año 2027 con 13,25 bbls/d; como se muestran en las figuras 57, 58, y 59 respectivamente. Desde el punto de vista técnico este escenario es el óptimo para el posterior análisis económico.

4.6 ANÁLISIS ECONÓMICO

Para cumplir con los objetivos de este proyecto, se realizó un estudio de viabilidad financiera a la aplicación de este sistema de recobro mejorado. Dicha evaluación se realizó a partir de 1 de enero del 2021, hasta el 1 de enero del 2027. Se utilizó las herramientas financieras Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR) para los tres escenarios seleccionados técnicamente, además se analizó los costos de inversión, costos de operación e ingresos. Cada caso de estudio se evaluó con tres diferentes precios por cada barril de petróleo producido, pesimista \$ 52 USD, medio \$ 61,72 USD y optimista \$ 72,49 USD. Estos precios son promediados de los últimos 8 meses del 2021.

4.6.1 Valor actual neto (VAN).

Es un indicador financiero que mide los flujos de los ingresos y egresos futuros que tendrá el proyecto, para determinar si se obtiene ganancia luego de descontar la inversión inicial. (Puga, 2018).

Se calcula con la siguiente fórmula:

$$VAN = \text{Beneficio Neto Actualizado (BNA)} - \text{Inversión Inicial}(I_0)$$

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (19)$$

Donde

I_0 = Inversión Inicial

F_t = Flujo de caja futuros

k = Tasa de descuento o tipo de interés

El VAN se interpreta de la siguiente manera:

$VAN > 0$ El proyecto genera beneficio

$VAN = 0$ El proyecto no genera beneficios ni pérdidas.

$VAN < 0$ El proyecto genera pérdidas en la empresa.

Se recomienda rechazar cualquier inversión cuando el VAN es negativo, ya que descapitaliza a la empresa. Si se tiene varios proyectos con VAN positivo, se debe elegir el que sea superior.

4.6.2 Tasa interna de retorno (TIR).

Se define como la tasa de descuento que iguala el valor presente de los ingresos del proyecto con el valor presente de los egresos. Es decir, es la tasa de descuento que hace que el VAN de un proyecto sea igual a cero. (Marcillo, 2002)

Se calcula mediante la siguiente fórmula.

$$0 = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)^1} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n} \quad (19)$$

Donde,

I_0 = Inversión Inicial

F_n = Flujo de caja futuros

k = Tasa de descuento o tipo de interés

El TIR se interpreta de la siguiente manera con respecto a la viabilidad:

TIR=i Indiferente

TIR>i Viable

TIR<i No viable

Donde, (i) es igual a la tasa de descuento.

4.6.3 Análisis de costo de operación (OPEX).

Del inglés (Operating Expenditure), son los costos relacionados con gastos de funcionamiento, operaciones, mantenimiento de equipos e instalaciones para la inyección de agua y aditivos químicos; necesarios para el funcionamiento del sistema de recuperación y la producción.

4.6.4 Instalaciones de tratamiento de agua.

El agua inyectada ajena a la formación de interés debe ser acondicionada de manera que no provoque ningún tipo de alteración en sus propiedades físicas y químicas.

4.6.5 Unidad de inyección.

El volumen de solución inyectado tiene un costo que varía según el tipo de aditivos químicos y el volumen de agua. El precio del polímero HPAM y AN125VHM por cada barril inyectado es de \$ 0,42 USD y \$ 1,20 USD respectivamente. El precio del surfactante y álcali por cada barril inyectado es de \$ 0,36 USD y \$ 3,18 USD respectivamente. Estos valores corresponden a las concentraciones previamente seleccionadas de cada aditivo utilizado.

4.6.6 Resultados de análisis económico.

- **Caso de estudio – polímero HPAM.**

Tabla 24: Tabla de ingresos y egresos con el polímero HPAM.

Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)

INGRESOS						
DETALLES	PERIODO (AÑO)					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Producción/ \$ optimista	210347,86	596117,89	622312,15	493192,96	436571,03	449800,45
Producción/ \$ medio	179096,01	507551,33	529853,86	419918,19	371708,70	382972,60
Producción/ \$ pesimista	150891,00	427619,40	446409,60	353787,2	313170	322660

EGRESOS							
DETALLES	INVERSIÓN	PERIODO (AÑO)					
		2021	2022	2023	2024	2025	2026
Tratamiento de agua inyectada	25000						
Conversión pozo prod/inyec	170000						
Planta de inyección	150000						
Polímero inyectado \$ 0,42 /bbl		61320	61320		61320	61320	
Inyección de agua \$ 0,12 /bbl		70080	70080	65700	70080	70080	65700
Mantenimiento Preventivo/Correctivo			1500		1500		1500
TOTAL	345000	131400	132900	65700	132900	131400	67200

RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN						
INVERSION TOTAL	2021	2022	2023	2024	2025	2026
	19491,00	294719,40	380709,60	220887,2	181770	255460
345000	-325509,00	-30789,60	349920,00	570807,20	752577,20	1008037,20

RESULTADOS FINALES	
VAN	\$ 610.255,91
TIR	50%
RANGO	ACEPTABLE
INICIO DE RECUPERACIÓN CAPITAL	3 AÑOS
RECUPERACIÓN DEL CAPITAL	3 AÑOS

La cantidad de polímero HPAM inyectado con un precio estimado de \$ 0,42 USD/bbls y \$ 0,12 USD/bbls de inyección de agua, demostraron resultados favorables. Con precio pesimista por barril de petróleo de \$ 52, se obtuvo un valor del VAN de \$610.225,92 USD y TIR de 50%, considerando este caso rentable y dentro del rango aceptable. Obteniendo ganancias y recuperando la inversión inicial en el año 2023. Adicionalmente, se realizó el análisis con precios medios y optimistas cuyos resultados son los siguientes.

- Con precio medio de \$61,72, se obtuvo un valor del VAN de \$880.210,36 USD y TIR de 65%, considerando este caso rentable y dentro del rango aceptable. Obteniendo ganancias a partir del 2022 y recuperando la inversión inicial en el año 2023.
- Con precio optimista de \$72,49, el valor del VAN es de \$1.179.326,55 USD y TIR de 80%, por lo tanto, es rentable y está dentro del rango aceptable. Obteniendo ganancias a partir del 2022 y recuperando la inversión inicial en el año 2023.

➤ **Caso de estudio – polímero AN125VHM.**

Tabla 25: Tabla de ingresos y egresos con el polímero AN125VHM.

Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)

DETALLES	INGRESOS					
	PERIODO (AÑO)					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Producción/ \$ optimista	188916,19	576009,16	612522,38	484990,72	410112,18	396882,75
Producción/ \$ medio	160848,49	490430,21	521518,57	412934,57	349180,90	337917,00
Producción/ \$ pesimista	135517,20	413194,60	439387,00	347903,4	294190	284700

EGRESOS							
DETALLES	INVERSIÓN	PERIODO (AÑO)					
		2021	2022	2023	2024	2025	2026
Tratamiento de agua inyectada	25000						
Conversión pozo prod/inyec	170000						
Planta de inyección	150000						
Polímero inyectado \$ 1,2 /bbl		175200	175200		175200	175200	
Inyección de agua \$ 0,12 /bbl		70080	70080	65700	70080	70080	65700
Mantenimiento Preventivo/Correctivo			1500		1500		1500
TOTAL	345000	245280	246780	65700	246780	245280	67200

RECUPERACIÓN						
INVERSION TOTAL	2021	2022	2023	2024	2025	2026
	-109762,80	166414,60	373687,00	101123,4	48910	217500
345000	-454762,80	-288348,20	85338,80	186462,20	235372,20	452872,20

RESULTADOS FINALES	
VAN	\$ 195.715,92
TIR	23%
RANGO	NO RECOMENDABLE
INICIO DE RECUPERACIÓN CAPITAL	3 AÑOS
RECUPERACIÓN DEL CAPITAL	6 AÑOS

En la inyección del polímero AN125VHM se consideró un precio estimado de \$ 1,20 USD/bbls, \$ 0,12 USD/bbls de inyección de agua, y un precio pesimista por barril de petróleo de \$52 se obtuvo un valor de VAN de \$ 195.715,92 USD y TIR de 23%, por lo tanto, este caso es considerado aceptable pero no recomendable. Debido a que la recuperación de la inversión inicial se obtiene a partir del año 2026. También se realizó el análisis con los siguientes precios.

- Con precio medio de \$61,72, el valor del VAN es de \$452.883,91 USD y TIR de 38%, considerando aceptable pero no recomendable, porque se obtiene ganancias a partir del 2023 pero se recupera la inversión inicial en el año 2026.
- Con precio optimista de \$72,49, se obtuvo un valor de VAN de \$737.832,39 USD y TIR de 53%, por lo tanto, es aceptable y recomendable, obteniendo ganancias recuperando la inversión inicial en el año 2023.

➤ **Caso de estudio – álcali-surfactante-polímero (ASP)**

Tabla 26: Tabla de ingresos y egresos con ASP.

Elaborado por: Borbor y Montalván (2021)

DETALLES	INGRESOS					
	PERIODO (AÑO)					
	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Producción/ \$ optimista	163515,69	386828,39	390532,63	385240,86	414345,59	390268,04
Producción/ \$ medio	139221,80	329356,44	332510,33	328004,77	352785,35	332285,05
Producción/ \$ pesimista	117296,40	277487,60	280144,80	276348,8	297226,8	279955

DETALLES	EGRESOS						
	INVERSIÓN	PERIODO (AÑO)					
		2021	2022	2023	2024	2025	2026
Tratamiento de agua inyectada	25000						
Conversión pozo prod/inyec	170000						
Planta de inyección	150000						
Surfactante inyectado \$ 0,36/bbl		15336		15336		15336	
Álcali inyectado \$ 3,18/bbl		135468		135468		135468	
Polímero inyectado \$ 0,42 /bbl		25536		25536		25536	
Inyección de agua \$ 0,12 /bbl		70080	87600	70080	87600	70080	87600
Mantenimiento Preventivo/Correctivo			1500		1500		1500
TOTAL	345000	246420	89100	246420	89100	246420	89100

RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN						
INVERSION TOTAL	2021	2022	2023	2024	2025	2026
345000	-129123,60	188387,60	33724,80	187248,8	50806,8	190855
	-474123,60	-285736,00	-252011,20	-64762,40	-13955,60	176899,40

RESULTADOS FINALES	
VAN	(\$ 14.181,77)
TIR	9%
RANGO	NO ACEPTABLE
INICIO DE RECUPERACIÓN CAPITAL	6 AÑOS
RECUPERACIÓN DEL CAPITAL	+ 6 AÑOS

- El proceso de inyección del álcali-surfactante-polímero (ASP) se realizó con un precio estimado de \$ 3,18 USD/bbl, \$ 0,36 USD/bbl y \$ 0,42 USD/bbl respectivamente, considerando un precio pesimista por barril de petróleo de \$52 dando como resultado un valor de VAN de \$ 14.181,77 USD y TIR de 9%, de manera que este caso es considerado no aceptable para su implementación.
- Con precio medio de \$61,72, el valor del VAN es de \$187.278,37 USD y TIR de 22%, considerando este caso como aceptable pero no recomendable, porque las ganancias se obtienen a partir del 2024 y se recupera la inversión inicial en el año 2026.
- Con precio optimista \$72,49, resultó un valor de VAN de \$410.501,19 USD y TIR de 34%, por lo tanto, este caso es aceptable pero no recomendable, debido a que obtiene ganancias en el año 2023, recuperando la inversión inicial en el año 2025.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Para los casos de estudios planteados, se definió un arreglo de 5 pozos invertidos y mediante el análisis técnico de las pruebas realizadas con el programa CMG, se determinó que la aplicación del polímero AN125VHM es viable, ya que es el que obtuvo mayor resultado del factor de recobro con un valor de 8.85%, pero basado en el estudio económico realizado, no resulta rentable para su implementación debido a que influye el alto precio del polímero.
- Con el análisis de las gráficas del factor de recobro del polímero HPAM, se obtuvo un comportamiento particular con respecto a las concentraciones de 1000, 1500 y 2000 ppm, denotando que mientras aumenta la concentración en función de los caudales de inyección de 1000, 1500 y 2000 bbls/d la producción de petróleo tiende a declinar. Debido a que si la concentración polimérica incrementa, el agua se vuelve más viscosa provocando que la movilidad de la solución con respecto al petróleo sea baja y no se realice una buena eficiencia de barrido. Comprobando que, Pacoa al poseer crudo liviano no necesita mayores valores de concentraciones como en los casos de campos con crudos pesados.
- Con el uso del software CMG para el modelamiento de la arena B del campo Pacoa, se determinó que la inyección de polímeros es técnica y económicamente viable para su implementación, resaltando que el mejor escenario de polímero es el HPAM con concentración de 1500 ppm, a una tasa de inyección de 2000 bbls/d y una presión de inyección de 1500 psi, donde se obtuvo un aumento del factor

del recobro del 3,24% adicional al que se obtiene de recuperación primaria, con valor de VAN de \$610.225,92 USD y TIR de 50%

- Se planteó la aplicación de ASP como escenario de estudio, cuyos resultados fueron favorables, ya que existe un aumento significativo con respecto al factor de recobro, demostrando que el uso de esta solución es técnicamente aceptable, pero con el estudio económico no es rentable.

RECOMENDACIONES

- Aumentar el tiempo de las pruebas de simulación para continuar con el análisis del comportamiento de la curva de tasa de producción, ya que este proyecto está realizado para un análisis en un periodo de 6 años.
- Realizar nuevos estudios de inyección de polímeros en las arenas C, D y E de la formación Socorro, con la finalidad de analizar si se obtiene resultados beneficiosos y viables con este mecanismo de recuperación terciaria.
- Obtener datos completos de las propiedades de la arena en estudio, con la finalidad de generar un mallado de mejor calidad y obtener resultados con mayor exactitud.
- Realizar un estudio técnico financiero del mecanismo de recuperación por inyección de polímero en el campo Pacoa, de modo que se consideren todos los parámetros financieros para obtener datos más exactos de viabilidad y rentabilidad.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ahmed, T. (2010). *Reservoir Engineering Handbook*. Gulf Professional Publishing.
- Angarita, N. A., & Buitrago, S. V. (2016). *Desarrollo de un modelo predictivo para inyección de químicos surfactantes-polímeros convenciona*. Bogotá - Colombia: Fundación Universidad de América.
- Anton, R. E. (2005). *Tensión interfacial*. Mérida - Venezuela: Universidad de los Andes.
- Arias, J. M., & Manotoa, C. M. (2017). *Estudio para la implementación de un proyecto piloto de recuperación secundaria por inyección de agua en la arena u inferior del campo Sacha*. Quito - Ecuador: Universidad Central del Ecuador.
- Barberii, E., & Essensfeld, M. (2006). *Yacimientos de Hidrocarburos Tomo II*. Venezuela: Fundación fondo Editorial Juan Jones Parra.
- Billmeyer, F. W. (2004). *Ciencia de los Polímeros*. Barcelona - España: Reverté S.A.
- Bristow, C., & Hoffstetter, R. (1977). *Amérique Latine*. París: Centre National Recherche Scientifique.
- Catellanos, C. M. (2015). *Polímeros*. Obtenido de <https://slideplayer.es/slide/5411581/>
- Chatterji, J., & Borchardt, J. (01 de Noviembre de 1981). *OnePetro*. Obtenido de <https://doi.org/10.2118/9288-PA>
- Chiluiza, W. E., & Rosales, J. A. (2013). *Rediseño del sistema de levantamiento por bombeo mecánico, mediante el estudio de factores mecánicos y petrofísicos para el incremento de la producción en el campo pacoa bloque 1 operado por EP Petroamazonas*. La Libertad - Ecuador: Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- CMG, L. (Dirección). (2017). *CMG Webinar: ASP: Metodología para su aplicación al alcance de todos* [Película].
- Craft, B., & Hawkins, M. (1968). *Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos*. Madrid - España: TECNOS S.A.
- Craig, F. F. (1971). *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*. New York - Dallas: American Institute of Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineers.
- Cuadros, V. A. (2018). *Caracterización geológica de la formación Socorro en el campo Pacoa*. Quito - Ecuador: Universidad Central del Ecuador.
- Duque, J. C., & Garzón, D. A. (2019). *Metodología de curvas tipo de permeabilidad relativa del laboratorio al simulador con aplicación en tres campos de la cuenca del valle medio del magdalena*. Bogotá D.C - Colombia: Fundación Universidad de América.
- Escobar, F. (2012). *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*. Neiva - Colombia: Universidad Surcolombia.

- Ferrer, M. P. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo - Venezuela: Ediciones Astro Dala S.A.
- Ferrer, M. P. (2009). Fundamentos de ingeniería de yacimientos . Maracaibo - Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.
- Fontalvo, S. M., & Pérez, M. P. (2016). Estudio de pre-factibilidad de implementación de recuperación mejorada por inyección de polímeros a las arenas T superior y U inferior en el campo Singue-Bloque 53". Quito - Ecuador: Universidad Central del Ecuador.
- Gutiérrez, M. (2019). Inyección de polímeros. La Libertad - Ecuador: Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Gutiérrez, M. (2020). Inyección de gas - recuperación asistida - UNIDAD II. La Libertad - Ecuador: Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Gutiérrez, M., & Iturralde, S. (2017). Elementos básicos de ingeniería de yacimientos. Santa Elena - Ecuador: Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Marcillo, M. F. (2002). Manejo de costos y administración financiera de empresas. Guayaquil - Ecuador: Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Medina, A. S. (2017). Evaluación prueba piloto de inyección de polímero en un yacimiento de crudo extra pesado para mejorar el factor de recobro. Medellín - Colombia: Universidad Nacional de Colombia.
- Mena, L. F., Guamán, J. C., Chamorro, J. D., & Pinto, G. R. (2019). Aplicación de la teoría de Buckley-Leverett en la recuperación mejorada por inyección de solvente en el campo VHR. FIGEMPA, 3.
- 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 - Colombia: Fundación Universidad de América.
- 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.
- Neira, D. M., & Tomalá, L. I. (2018). Simulación de la inyección de polímeros para la optimización del factor de recobro en yacimientos a diferentes temperaturas. La Libertad - Ecuador: Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- PDVSA-CIED. (1998). Métodos de Recuperación Mejorada con Aditivos. Caracas - Venezuela: Instituto de Desarrollo Profesional y Técnico.
- Peralta, F. E., & Dumani, M. A. (2013). Estudio técnico de pozos no productivos para seleccionar potenciales reinyectores, diseño y costos de facilidades de superficie en el campo pacoa, provincia de Santa Elena. La Libertad - Ecuador: Universidad Estatal Península de Santa Elena.

- Pérez 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 México.
- Pérez, M. D. (18 de Enero de 2016). Geología de explotación de petróleo, agua y vapor. Obtenido de <https://www.slideshare.net/irlygt/flujo-de-fluidos-en-las-rocas>
- Petroamazonas. (2019). Reservas de la Formación Socorro. Quito-Ecuador: Gerencia de Planificación y Control de Gestión.
- Petrofaq.org. (30 de Octubre de 2020). Petrofaq.org. Obtenido de <http://petrofaq.org/wiki/CMG>
- Pinczewski, V. (2002). Reservoir Engineering I. Australia: University of New South Wales.
- Pizarro, R. M., & Pallasco, P. C. (2012). Estudio de factibilidad para la implementación del sistema plunger lift en el campo Pacoa Bloque-1. La Libertad- Ecuador: Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Ponce, J. D. (2013). Evaluación conceptual de la inyección de polímeros y surfactantes en el yacimiento “u” inferior, perteneciente a la formación napo del campo Sacha. Quito - Ecuador: Universidad Central del Ecuador.
- Puga, M. M. (2018). Fundamentos básicos de finanzas. Estado de Chile : Universidad Aruto Prat.
- Rodriguez, G. Y., & Tomalá, C. C. (2012). Determinación de parámetros de producción de los pozos del campo Pacoa-Bloque1, mediante la aplicación de la técnica de análisis nodal para la optimización de la producción. La Libertad-Ecuador: Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Rojas, J. J. (2013). Estudio para implementar recuperación mejorada por inyección de polímeros en un campo del oriente ecuatoriano. Quito - Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Santa Elena Petroleum S.A. (2019). Descripción de los niveles productores del campo Pacoa. Quito: Santa Elena Petroleum S.A.
- Santa Elena Petroleum S.A. (2019). Actualidad de plan de desarrollo del campo Pacoa. Quito - Ecuador: Santa Elena Petroleum S.A.
- Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador . (2013). Geoyasuni.org. Obtenido de http://www.geoyasuni.org/wp-content/uploads/2013/07/MAPA_CATASTRAL_ECUADOR_2012.jpg
- Slider, H C. (1983). Worldwide practical petroleum reservoir engineering methods. Second edition. Estados Unidos: U.S. Department of ENERGY .
- SNF FLOERGER. (2016). Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR). Geología del petróleo - Sistemas petrolíferos EOR 101, 8.
- Steemit. (Julio de 2017). Steemit. Obtenido de <https://steemit.com/spanish/@ennyta/determinacion-de-la-permeabilidad-de-las-rocas-a-traves-de-diversos-permeametros>
- Sutherland, I. W. (1994). ScienceDirect. Obtenido de [https://doi.org/10.1016/0734-9750\(94\)90018-3](https://doi.org/10.1016/0734-9750(94)90018-3)

- Tabber, J., Martín, F., & Seright, R. (Agosto de 1997). EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. New Mexico: Society of Petroleum Engineers. Obtenido de f
- Técnicos, A. (28 de Enero de 2009). La Comunidad Petrolera. Obtenido de <https://lacomunidadpetrolera.com/2009/01/la-hora-de-hacer-el-estudio-de-algun.html>
- Tripetrol Exploration and Production Co. . (1993). Dirección Nacional de Hidrocarburos Informes. Quito-Ecuador: Actualización del plan de desarrollo - campo Pacoa.
- Tumbaco, L. F. (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 - Ecuador: Universidad Estatal Península de Santa Elena.