



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

TEMA:

**“DISEÑO DE UN PROGRAMA PARA LA SELECCIÓN DE UN
MÉTODO ÓPTIMO DE RECUPERACIÓN MEJORADA,
MEDIANTE EL ANÁLISIS DE DATOS PETROFÍSICOS Y DE
FLUIDOS PARA UN YACIMIENTO EN LA CUENCA ORIENTE”.**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

**JORGE ANDRÉS ORRALA DOMÍNGUEZ
MARCO FABRIZIO SALAS CUADRADO**

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, MG.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2020

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

TEMA:

**“DISEÑO DE UN PROGRAMA PARA LA SELECCIÓN DE
UN MÉTODO ÓPTIMO DE RECUPERACIÓN
MEJORADA, MEDIANTE EL ANÁLISIS DE DATOS
PETROFÍSICOS Y DE FLUIDOS PARA UN YACIMIENTO
EN LA CUENCA ORIENTE”.**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

**JORGE ANDRÉS ORRALA DOMÍNGUEZ
MARCOS FABRIZIO SALAS CUADRADO**

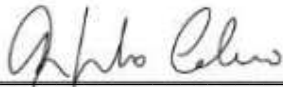
TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, MG.

LA LIBERTAD - ECUADOR

2020

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Rolando Calero Mendoza, PhD

DIRECTOR DE CARRERA



Ing. Carlos Portilla Lazo, Mg

DOCENTE TUTOR



Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.

DOCENTE ESPECIALISTA



Lic. Érica Lorenzo García, PhD

SECRETARIA DEL TRIBUNAL



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

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

La Libertad, 12 de marzo de 2021

CERTIFICADO ANTIPLAGIO

001-CAPL-2021

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado **“DISEÑO DE UN PROGRAMA PARA LA SELECCIÓN DE UN MÉTODO ÓPTIMO DE RECUPERACIÓN MEJORADA, MEDIANTE EL ANÁLISIS DE DATOS PETROFÍSICOS Y DE FLUIDOS PARA UN YACIMIENTO EN LA CUENCA ORIENTE”** elaborado por los estudiantes **JORGE ANDRÉS ORRALA DOMÍNGUEZ** y **MARCO FABRIZIO SALAS CUADRADO**, egresados de la carrera de Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero de Petróleos, me permito declarar que una vez analizado en el sistema anti plagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con **8%** de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Adjunto reporte de similitud.

Atentamente,

Ing. Carlos Portilla Lazo

DOCENTE TUTOR

CI. 0913412367

“DISEÑO DE UN PROGRAMA PARA LA SELECCIÓN DE UN MÉTODO ÓPTIMO DE RECUPERACIÓN MEJORADA, MEDIANTE EL ANÁLISIS DE DATOS PETROFÍSICOS Y DE FLUIDOS PARA UN YACIMIENTO EN LA CUENCA ORIENTE”

AUTORES: JORGE ANDRÉS ORRALA DOMÍNGUEZ y MARCO FABRIZIO SALAS CUADRADO

URKUND

Documento	TESIS FINAL ORRALA & SALAS Corregida (1).docx (D98195047)
Presentado	2021-03-12 22:28 (-05:00)
Presentado por	cportilla@upse.edu.ec
Recibido	cportilla.upse@analysis.urkund.com


8% de estas 27 páginas, se componen de texto presente en 16 fuentes.

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Jorge Andrés Orrala Domínguez-, declaro bajo juramento que el presente Trabajo de Titulación denominado **“Diseño de un programa para la selección de un método óptimo de recuperación mejorada mediante el análisis de datos petrofísicos y de fluidos para un yacimiento en la cuenca Oriente”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de ingeniería en Petróleo, el cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente a mi autoría.

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

La Libertad, marzo de 2021



Jorge Andrés Orrala Domínguez

C.I. 2400276750

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, Marco Fabrizio Salas Cuadrado-, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“Diseño de un programa para la selección de un método óptimo de recuperación mejorada mediante el análisis de datos petrofísicos y de fluidos para un yacimiento en la cuenca Oriente”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de ingeniería en Petróleo, el cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente a mi autoría.

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

La Libertad, marzo de 2021



Marco Fabrizio Salas Cuadrado

C.I. 0603921909

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Mg.

Carlos Portilla Lazo.

TUTOR DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN.

Universidad Estatal Península de Santa Elena.

En mi calidad de tutor del presente trabajo **“DISEÑO DE UN SOFTWARE PARA LA SELECCIÓN DE UN MÉTODO ÓPTIMO DE RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE EL ANÁLISIS DE DATOS PETROFÍSICOS Y DE FLUIDOS PARA UN YACIMIENTO EN LA CUENCA ORIENTE”**, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo elaborado por el Señor Jorge Andrés Orrala Domínguez, egresado de la Escuela de Petróleo, Facultad de 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.

La Libertad, marzo de 2021



Ing. Carlos Portilla Lazo, Mg.

TUTOR

C.I. 0913412367

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Mg.

Carlos Portilla Lazo.

TUTOR DEL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN.

Universidad Estatal Península de Santa Elena.

En mi calidad de tutor del presente trabajo **“DISEÑO DE UN SOFTWARE PARA LA SELECCIÓN DE UN MÉTODO ÓPTIMO DE RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE EL ANÁLISIS DE DATOS PETROFÍSICOS Y DE FLUIDOS PARA UN YACIMIENTO EN LA CUENCA ORIENTE”**, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo elaborado por el Señor Marco Fabrizio Salas Cuadrado, egresado de la Escuela de Petróleo, Facultad de 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.

La Libertad, marzo de 2021



Ing. Carlos Portilla Lazo, Mg.

TUTOR

C.I. 0913412367

DEDICATORIA

Dedicaría este trabajo aquel Ser quienes todos ponen primero ante todo, pero aun así y con todo respeto nombrarlo por la fe inquebrantable que tiene mis padres ante Él en quien han confiado ciegamente.

A mis padres por darme todo su apoyo en cada etapa de mi vida, por todos los valores y principios inculcados para ser una gran persona y dar lo mejor de mí. Ellos son el motivo más importante, por la cual nunca me rindo.

A mis hermanos quienes han sido uno de mis motivos de superación.

A mis sueños que sin importar lo que pase poco a poco se van cumpliendo.

A mis amigos que me apoyaron durante esta etapa importante de mi vida, por todos los esos momentos buenos y malos que hemos pasado, quienes me brindaron su bonita amistad.

Jorge Andrés Orrala Domínguez

DEDICATORIA

Dedico este trabajo principalmente a Dios, por regalarme salud y vida, darle la sabiduría necesaria para llegar a este momento de mucha importancia como es mi formación profesional.

A mi madre Gladis que me ha llenado de amor y confianza, la que me apoyado incondicionalmente a lo largo de mi vida

A mi hermano José Luis que siempre ha sido un padre para mí, a quien le debo lo que soy y lo que seré, que es mi ejemplo a seguir y que me q brindado su apoyo a cada momento y nunca me q dejado solo.

A mi padre Neptalí que me cuida desde el cielo y me bendice en cada paso que doy.

A mi buen amigo Luis que me ha dado buenos consejos de vida, que siempre ha estado pendiente de mí.

A mis sobrinos quienes han sido una fuente de motivación para no darme por vencido a lo largo de mi carrera estudiante.

Marco Fabrizio Salas Cuadrado

AGRADECIMIENTO

A mi familia por haberme apoyado y motivado siempre y más en esta gran etapa de mi vida.

A la prestigiosa Universidad Estatal Península de Santa Elena y la Facultad de ciencias de la Ingeniería por su excelente formación académica.

Al Ing. Carlos Portilla por haber brindado todo su apoyo y conocimiento ya que ha sido un excelente guía para la elaboración de este importante trabajo. Mis más sinceros agradecimientos por aceptar este proyecto y por ser parte fundamental de que este proyecto se haya culminado con éxitos.

A los profesores quienes han contribuido en mi formación académica brindando un poco de su conocimiento.

A mis amigos por brindarme su amistad y apoyo, así como muchas personas que me han ayudado en este camino a convertirme en un profesional.

Jorge Andrés Orrala Domínguez

AGRADECIMIENTO

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, Facultad Ciencias de la Ingeniería, por permitir mi formación académica en esta excelente institución.

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento al Ing. Carlos Portilla por aceptar la realización de esta tesis bajo su dirección, agradecer su apoyo y confianza, admirar su capacidad para guiar por buen camino el desarrollo del trabajo. No cabe duda que su colaboración ha enriquecido nuestro trabajo permitiendo la culminación con éxito.

A los Ingenieros. Danny Salas y Hernán Salas por dedicar su tiempo para despejar mis dudas y brindarme su ayuda a través de sus consejos, su guía y apoyo han sido fundamental para llevar a cabo el desarrollo de este trabajo

A los amigos que me dio la universidad: Sandra, Gabriela, Julissa, Rosa y Omar porque siempre han estado conmigo en todo momento y supieron brindarme su ayuda y enseñanza cuando la necesitaba.

De la misma manera agradecer incondicionalmente a cada familiar y amigos que me han ayudado a lo largo de mi formación académica.

Marco Fabrizio Salas Cuadrado

CONTENIDO

Contenido	Pág.
CONTENIDO	XIV
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVI
ÍNDICE DE DIGRAMAS.....	XVII
ÍNDICE DE GRÁFICAS	XVII
ÍNDICE DE TABLAS	XVIII
ÍNDICE DE ANEXOS.....	XIX
RESUMEN.....	XX
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I.....	2
ASPECTOS GENERALES.....	2
1.1. ANTECEDENTES.....	2
1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.3. OBJETIVOS	4
1.3.1. Objetivo General	4
1.3.2. Objetivo Específicos	4
1.4. HIPÓTESIS.....	4
1.5. JUSTIFICACIÓN.....	5
1.6. VARIABLES	5
1.6.1. Variable dependiente.....	5
1.6.2. Variable independiente.....	6
CAPITULO II	7
MARCO TEORICO.....	7
2.1. PROGRAMA INFORMÁTICO	7
2.2. PROCESO DE CREACIÓN DE PROGRAMAS INFORMÁTICOS Y SISTEMAS DE INFORMACIÓN	7
2.3. TIPOS DE LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN	8
2.3.1. Lenguajes de máquina y ensamblaje.....	8
2.3.2. Lenguajes algorítmicos.....	8
2.3.3. Lenguaje orientado a objetos.....	8
2.4. OPERADORES.....	8
2.4.1. Operadores aritméticos.....	9
2.4.2. Operadores de asignación.....	9
2.4.3. Operadores de incremento y decremento	9
2.4.4. Operadores relacionales	9
2.4.5. Operadores lógicos.....	9
2.5. DESCRIPCIÓN DE CONCEPTOS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS.....	9
2.5.1. Permeabilidad.....	9
1. Permeabilidad absoluta.....	10
2. Permeabilidad Efectiva.....	10
3. Permeabilidad relativa (Kri).....	10
2.5.2. Porosidad.....	10
1. Porosidad absoluta o total.....	11
2. Porosidad efectiva.....	11
2.5.3. Propiedades del fluido.....	11
1. Saturación.....	11
A. Saturación de agua connata.....	12
B. Saturación crítica.....	12
C. Saturación residual.....	12
D. Saturación de petróleo móvil.....	12

2.	Factor Volumétrico del petróleo.	13
3.	Viscosidad del petróleo.	13
2.6.	RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO.	13
2.6.1.	Factores de la producción de fluidos.	13
1.	Eficiencia de recuperación.	13
2.	Eficiencia de desplazamiento microscópico.	14
A.	Fuerzas de tensión interfacial y superficial.	14
B.	Mojabilidad (Humectabilidad).	14
C.	Presión capilar.	15
3.	Eficiencia de desplazamiento macroscópico.	16
A.	Heterogeneidades y anisotropía.	16
B.	La movilidad.	16
C.	La disposición física de los pozos de inyección y producción.	17
D.	El tipo de matriz de roca.	17
E.	Eficiencia de barrido vertical.	17
F.	Eficiencia de barrido áreal.	17
G.	Eficiencia de barrido volumétrico.	18
2.7.	RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO.	18
2.7.1.	Fundamentos de Recuperación Mejorada de Petróleo.	20
2.8.	MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO.	21
2.8.1.	Métodos Térmicos.	21
1.	Inyección de vapor.	21
2.	Inyección cíclica de vapor.	21
3.	Inyección Continua de Vapor.	22
4.	Combustión en sitio.	23
2.8.2.	Métodos de desplazamiento Miscible o Inmiscible.	24
1.	Inyección de CO ₂	25
2.	Inyección de nitrógeno.	27
3.	Inyección de hidrocarburos.	28
4.	Inyección de gases Inmiscible.	28
A.	Desplazamiento pistón sin fugas.	28
B.	Desplazamiento pistón con fugas.	28
2.8.3.	Métodos Químicos.	29
1.	Inyección de Polímeros.	29
2.	Inyección de surfactantes.	31
3.	Inyección de alcalinos.	32
4.	Inyección de Mezcla de Aditivos Químicos.	34
A.	Inyección de polímeros micelares.	34
B.	Inyección de mezclas álcali-surfactantes-polímero.	35
5.	Inyección alternada de agua y gas (WAG).	35
2.8.4.	Método Microbial.	36
CAPITULO III	38
METODOLOGÍA	38
3.1.	REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.	38
3.2.	CRITERIO DE SELECCIÓN DE MÉTODOS EOR O SCREENING.	38
3.3.	ANÁLISIS DE LOS CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA LOS MÉTODOS EOR.	39
3.4.	DESCRIPCIÓN DE LOS CRITERIOS DE SELECCIÓN.	42
3.5.	ANÁLISIS DE LOS DATOS PUBLICADOS EN EL ARTÍCULO “ANÁLISIS DE PROYECTOS EOR Y CRITERIOS DE SELECCIÓN ACTUALIZADOS”.	50
3.5.1.	Análisis de los criterios de selección actualizados.	55
3.5.2.	Interpretación de gráficos porcentuales.	57

3.6. ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS CONSIDERADOS PARA EL DESARROLLO DEL PROGRAMA	62
CAPITULO IV	64
DISEÑO DEL PROGRAMA.....	64
4.1. DIAGRAMA DE FLUJO DEL FUNCIONAMIENTO DEL PROGRAMA	64
4.2. DESARROLLO DEL PROGRAMA	65
4.3. PRESENTACIÓN DEL PROGRAMA SCRENEOR	65
CAPITULO V	69
ANÁLISIS DE RESULTADO.....	69
5.1. VALIDACIÓN DEL PROGRAMA	70
5.1.1. Caso 1 Campo Duri.	71
5.1.2. Caso 2 Campo Tempino.	72
5.1.3. Caso 3 Campo Klamono.	73
5.2. COMPARACIÓN DE SCRENEOR CON EORGUI	74
5.2.1. EORGUI criterio de selección.....	74
5.2.2. ScreenEOR Criterio de selección.	76
5.3. CRITERIO DE SELECCIÓN CORRESPONDIENTE AL CAMPO PALO AZUL EN EL ORIENTE ECUATORIANO	77
5.3.1. Datos petrofísicos del campo Palo Azul.....	77
5.4. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN	79
5.4.1. Análisis de las curvas obtenidas de la simulación de Inyección de Polímeros de la Arena Basal Tena.	79
5.5. ANÁLISIS ECONÓMICO	84
5.5.1. Valor presente neto (VAN).	84
5.5.2. Tasa interna de retorno (TIR).....	85
5.5.3. Periodo de recuperación.	85
5.5.4. Análisis de costos.....	86
1. Facilidades de inyección.	86
2. Costos del químico.	86
3. Costo del tratamiento del agua.	86
4. Costo de tratamiento de agua y polímero.....	87
5. Costos de inyección.....	87
6. Costo total de inversión.....	87
5.5.5. Estudio Económico.	88
5.5.6. Conclusión económica.	92
CAPÍTULO VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	93
CONCLUSIONES	93
RECOMENDACIONES	94
BIBLIOGRAFÍA	95
ANEXOS.....	100
ANEXO 1. SOFTWARE DE SIMULACIÓN.....	101
ANEXO 2. DESARROLLO DE LA SIMULACIÓN.....	101

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura. 1 Proceso de creación de programas informáticos.....	7
Figura. 2 Mojabilidad de un fluido.	15
Figura. 3 Inyección cíclica de vapor.....	22
Figura. 4 Inyección continua de vapor	23
Figura. 5 Combustión in situ	24
Figura. 6 Inyección de dióxido de carbono.....	25

Figura. 7 Tipos de desplazamiento	29
Figura. 8 Inyección de polímeros. Modificado de (Lake L. W., 1989),.....	30
Figura. 9 Inyección de surfactantes	32
Figura. 10 Inyección de soluciones alcalinas.....	34
Figura. 11 Vista esquemática del proceso WAG.....	36
Figura. 12 Imagen para el diseño del programa (pngtree).....	65
Figura. 13 Portada del programa ScreenEOR.	66
Figura. 14 Ventana de inicio de sesión.....	66
Figura. 15 Ventana principal.....	66
Figura. 16 Ingreso de datos.....	67
Figura. 17 Análisis visual.	67
Figura. 18 Indicadores de aplicabilidad.	68
Figura. 19 Grafico y jerarquización de métodos.	68
Figura. 20 Criterio de selección en el programa ScreenEOR para el campo Duri en Indonesia. .	71
Figura. 21 Criterio de selección en el programa ScreenEOR para el campo Tempino en Indonesia.	72
Figura. 22 Criterio de selección en el programa ScreenEOR para el campo Klamono en Indonesia.	73
Figura. 23 Criterio de selección en el software EORGUI para el campo Palo Azul.....	75
Figura. 24 Criterio de selección en el programa ScreenEOR para el campo Palo Azul.	76
Figura. 25 Criterio de selección en el programa ScreenEOR para el campo Palo Azul – Arena Basal Tena.	78

ÍNDICE DE DIGRAMAS

Diagrama. 1 Clasificación de los métodos de recuperación mejorada.....	20
Diagrama. 2 Criterios y alternativas de los Criterios de selección EOR.	39
Diagrama. 3 Diagrama de flujo del proceso de selección del programa ScreenEOR.....	64

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica. 1 Rangos de Gravedad API del petróleo vs Números de proyectos.....	57
Gráfica. 2 Rangos de saturación del petróleo vs. Números de proyectos.....	58
Gráfica. 3 Rangos de viscosidad del petróleo vs. Números de proyectos.	58
Gráfica. 4 Rangos de permeabilidad de la roca vs. Números de proyectos.....	59
Gráfica. 5 Rangos de porosidad de la roca vs. Números de proyectos.	59
Gráfica. 6 Rangos de temperatura vs. Números de proyectos.	60
Gráfica. 7 Rangos de profundidad vs. Números de proyectos.	60
Gráfica. 8 Factor de recobro de la arena Basal Tena – Inyección de Polímeros.	79
Gráfica. 9 Producción acumulada de los pozos productores A y B – Inyección de Polímeros.....	80
Gráfica. 10 Producción acumulada de líquidos de los pozos productores A y B – Inyección de Polímeros.....	80

Gráfica. 11 Relaciones agua – petróleo de los pozos productores A y B – Inyección de Polímeros.....	81
Gráfica. 12 Corte de agua de los pozos productores A y B – Inyección de Polímeros.....	81
Gráfica. 13 Período mensual de la producción de petróleo de la arena Basal Tena.	82
Gráfica. 14 Tasas de producción instantánea de fluido vs inyección polímeros.....	82
Gráfica. 15 Comportamiento de la inyección de polímeros vs el líquido acumulado.	83
Gráfica. 16 Comportamiento de la Saturación de petróleo vs la producción acumulada.	84
Gráfica. 17 Periodo de recuperación de la inversión.	92

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla. 1 Revisión de los criterios de selección métodos EOR. Modificado de (Taber, Martin, & Seright, 1997).....	40
Tabla. 2 Parámetros para inyección de nitrógeno y gases.	43
Tabla. 3 Parámetros para inyección miscibles de hidrocarburos.....	44
Tabla. 4 Parámetros para inyección de dióxido de carbono.....	44
Tabla. 5 Parámetros para inyección de micelares / polímeros, ASP y alcalinas.	46
Tabla. 6 Parámetros para inyección de polímeros.....	47
Tabla. 7 Parámetros para inyección de combustión in situ.	48
Tabla. 8 Parámetros para inyección de vapor.	49
Tabla. 9 Criterios de Selección actualizados. Modificado de (Al Adasani & Bai, 2011). ¡Error! Marcador no definido.	
Tabla. 10 Interpretación de los criterios de selección actualizados.....	55
Tabla. 11 Parámetros máximos y mínimos de los criterios de selección actualizados.	62
Tabla. 12 Proyección EOR de campos seleccionados en Indonesia.....	70
Tabla. 13 Datos del Campo Duri.	71
Tabla. 14 Datos del campo Tempino.....	72
Tabla. 15 Datos del campo Klamono.	73
Tabla. 16 Datos petrofísicos de campo Palo Azul.	74
Tabla. 17 Clasificación y resultados obtenidos en el software EORGUI.....	75
Tabla. 18 Clasificación y resultados obtenidos en el software ScreenEOR.	76
Tabla. 19 Datos petrofísicos del campo Palo Azul – Arena Basal.	77
Tabla. 20 Acondicionamiento de las facilidades de producción.	86
Tabla. 21 Costo del polímero.	86
Tabla. 22 Costo del tratamiento de agua.	87
Tabla. 23 Costo para tratamiento del agua y polímero.....	87
Tabla. 24 Costo de la inyección de Fluidos.....	87
Tabla. 25 Costo total de la inversión.....	88
Tabla. 26 Análisis económico para la inyección de polímeros, con precio de petróleo a \$20. ...	90
Tabla. 27 Análisis económico para la inyección de polímeros, con precio de petróleo a \$57,30.	91

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo. 1 Ventana de configuración del simulador de yacimientos.	101
Anexo. 2 Menú de descripción del yacimiento y propiedades generales y mapa de contorno de la roca.	102
Anexo. 3 Ventana de cálculo de la distribución de las propiedades del yacimiento.	103
Anexo. 4 Ventana para la definición de la región del yacimiento.	103
Anexo. 5 Ventana para el ingreso de la compresibilidad de la roca.	104
Anexo. 6 Ventana para generar el modelo del fluido.	104
Anexo. 7 Tabla PVT.	105
Anexo. 8 Tabla de correlación de permeabilidad relativa e ingreso de valores de saturación.	105
Anexo. 9 Ventana de condicione iniciales.	106
Anexo. 10 Conversión del modelo IMEX a STARS.	107
Anexo. 11 Importación al modelo STARS PVT BLACK OIL.	107
Anexo. 12 Selección del proceso de inyección.	108
Anexo. 13 Valores de adsorción a diferentes concentraciones del surfactante.	108
Anexo. 14 Opción para validar o realizar la corrida.	109
Anexo. 15 Resultados de la validación de la simulación.	109

**DISEÑO DE UN PROGRAMA PARA LA SELECCIÓN DE UN MÉTODO
ÓPTIMO DE RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE EL ANÁLISIS DE
DATOS PETROFÍSICOS Y DE FLUIDOS PARA UN YACIMIENTO EN LA
CUENCA ORIENTE.**

RESUMEN

En el presente trabajo de titulación, se diseñó un programa en Matlab para la selección de métodos de recuperación mejorada de petróleo el cual permite realizar una predicción, utilizando como base los criterios propuestos por Al Adasani & Bai en 2011, que presenta una recopilación de datos de 652 proyectos de recuperación mejorada de petróleo aplicados exitosamente alrededor del mundo, de esta manera actualizando los criterios establecidos por Taber, Martin y Seright en 1997.

Para comprobar el funcionamiento del programa se realizó la respectiva validación con resultados de proyectos aplicados en Indonesia, una vez verificado que los resueltos son correctos se consideró al campo Palo Azul de la Cuenca Oriente para aplicar los criterios de selección, el que por medio del programa nos dirá que técnica EOR es la que mejor se adapte a las condiciones del yacimiento. Con el método de EOR seleccionado se realizó la simulación en el software CMG con el que se prueba la factibilidad de aplicar el método recomendado por el programa. Adicionalmente se presenta un análisis económico del método de recuperación mejorada que se adaptó de mejor manera al Campo Palo Azul, siendo en este caso la inyección de polímeros la mejor alternativa

Palabras claves: recuperación mejorada del petróleo, EOR, criterios de selección, programa, simulación, Palo Azul

**DISEÑO DE UN PROGRAMA PARA LA SELECCIÓN DE UN MÉTODO
ÓPTIMO DE RECUPERACIÓN MEJORADA MEDIANTE EL ANÁLISIS DE
DATOS PETROFÍSICOS Y DE FLUIDOS PARA UN YACIMIENTO EN LA
CUENCA ORIENTE.**

ABSTRACT

A program was designed in Matlab for the selection of improved oil recovery methods which allows making a prediction, using as a basis the criteria proposed by Al Adasani & Bai in 2011, which presents a compilation of data from 652 improved oil recovery projects. oil applied successfully around the world, thus updating the criteria established by Taber, Martin and Seright in 1997.

To verify the operation of the program, the respective validation was carried out with results of projects applied in Indonesia, once verified that the resolved ones are correct, the Palo Azul field of the East Basin was considered to apply the selection criteria, which through the program will tell us which EOR technique is the one that best suits the conditions of the site. With the EOR method selected, the simulation was performed in the CMG software that tests the feasibility of applying the method recommended by the program. In addition, an economic analysis of the improved recovery method that was best suited to the Palo Azul Field is presented, in this case the injection of polymers being the best alternative

Keywords: enhanced oil recovery, EOR, selection criteria, program, simulation, Palo Azul.

INTRODUCCIÓN

A nivel mundial aproximadamente entre el 60-70% del petróleo en el yacimiento no se puede extraer por métodos convencionales. Los métodos de recuperación mejorada de petróleo (EOR) adquieren importancia con respecto a los limitados recursos mundiales de petróleo, estos métodos consisten en usar una técnica sofisticada que nos permite mejorar las propiedades originales del petróleo, optimizando el desplazamiento del petróleo en el yacimiento y por ende restaurar la presión de la formación.

La selección adecuada de métodos EOR para un yacimiento particular hace que los costos de petróleo disminuyan y que aumente la producción. En esta trabajo, primero, se han revisado diferentes tipos de métodos EOR y luego tres grupos principales de métodos EOR incluyendo inundación química (inundación de polímero y micelar / polímero, ASP e inundación alcalina), térmica (inundación de vapor y combustión in situ) (A. & A.H., 2014).

El diseño de un programa EOR, supone que tenga la capacidad de seleccionar el método más óptimo de recuperación mejorada de petróleo de acuerdo a las propiedades del petróleo (grado API, viscosidad, y composición), y las características del reservorio (saturación del petróleo, tipo de formación, espesor de la roca, permeabilidad, profundidad, y temperatura), considerando los tres tipos principales de operaciones de recuperación mejorada de petróleo que son la inyección química, el desplazamiento miscible y la inyección térmica.

El presente programa se diseña con una interfaz que realiza estudios de selección utilizando once métodos de recuperación mejorada basándose en el trabajo realizado por Al Adasani & Bai en 2011, el programa tiene la capacidad de seleccionar el método más óptimo de acuerdo a las propiedades del petróleo (grado API, viscosidad, y composición), y las características del reservorio (saturación del petróleo, tipo de formación, espesor de la roca, permeabilidad, porosidad, profundidad, y temperatura), para la selección se toma en cuenta los diferentes métodos EOR que son: inyección química, inyección de gases miscibles, inyección de gases inmiscibles inyección térmica, y la técnica MEOR que es considerada como una tecnología de recuperación mejorada.

CAPITULO I

ASPECTOS GENERALES

1.1.ANTECEDENTES

En el documento “desarrollo de criterios de selección de métodos de recuperación mejorada”, en 1997 se diseñó como apoyo para la recuperación mejorada de petróleo un proceso de selección de métodos Basados en pruebas de laboratorio y experiencia en campo, obtenida por J.J. Taber que fueron divididos en métodos: térmicos, químicos y gases (Alvarado & Manrique , 2010).

El software EORgui es una interfaz gráfica de usuario para los Estados Unidos de América, Departamento de Energía, Laboratorio Nacional de Tecnología Energética que realiza estudios de selección utilizando nueve métodos de recobro mejorado, el usuario puede examinar rápidamente los campos petroleros y cuantificar la producción incremental para las técnicas EOR potencialmente aplicables.

Esta aplicación de interfaz gráfica permite al usuario examinar y clasificar rápidamente los métodos de EOR apropiados para un conjunto determinado de propiedades resumidas del yacimiento y del fluido (Petroleum Solutions Ltd, 2010).

En el presente trabajo “desarrollo de software para la selección de métodos de recuperación mejorada de petróleo”, basa su funcionamiento en los criterios establecidos en el trabajo de Taber et al., donde constan 8 métodos de recuperación mejorada de petróleo, cuya selección depende de rangos establecidos para 9 parámetros para cada yacimiento con base a propiedades petrofísicas y de fluidos; a través del análisis de los parámetros estimados por Taber, Martin, & Seright para la aplicación de métodos de recuperación mejorada, con el cual se pudo determinar parámetros mínimos, adecuados y óptimos de trabajo para cada uno de los métodos (Bolaños J. , 2016).

El trabajo de “Diseño y desarrollo de herramientas de detección basadas en datos para procesos mejorados de recuperación de petróleo”, establece que las herramientas para la

Evaluación y previsión son computacionalmente eficientes ya que pueden ofrecer oportunidades de creación de valor y toma de decisiones más rápidas para operaciones de mejorada (EOR), presentando un enfoque de modelado basado en datos que son utilizados para analizar los métodos EOR de manera rápida. El objetivo es el desarrollo de herramientas de detección integrales y aplicables a nivel que se puedan utilizar para identificar yacimientos donde los métodos de recuperación mejorada EOR serían aplicables a través de la estimación de indicadores de rendimiento (Yalgin, Zarepakzad, Artun , Durgut, & Kok, 2018).

En el trabajo de “Herramienta de software para el estudio, análisis y evaluación de procesos mejorados de recuperación de petróleo”, las herramientas de software se están convirtiendo en un aliado importante en la toma de decisiones sobre el desarrollo o implementación de procesos mejorados de recuperación de petróleo desde el punto de vista técnico, financiero o de riesgo. Este trabajo puede desarrollarse manualmente en algunos casos, pero se vuelve más eficiente y preciso con la ayuda de estas herramientas. En Ecopetrol en el año 2014 se desarrolló una herramienta para realizar la evaluación técnica y económica de procesos mejorados de recuperación de petróleo como la inyección de aire, tanto la inyección de vapor cíclica como continua, y el drenaje por gravedad asistido por vapor (SAGD) y la inyección de agua caliente (Métodos de recuperación mejorada por inyección térmica). Esta evaluación se realiza utilizando diferentes tipos de análisis como criterios de selección, analogías, benchmarking y predicción utilizando modelos analíticos y análisis financiero y de riesgo (Delgadillo - Aya, y otros, 2014).

1.2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la industria del petróleo existen softwares con los que se puede realizar la selección de métodos de recuperación mejorada de petróleo, estos softwares son diseñados en otros idiomas y de difícil acceso. Además, es costoso adquirir la licencia de estos programas para ser usados con fines académicos y no cuenta con una interfaz amigable al momento de manipular las diferentes opciones que contienen los programas.

Para el presente trabajo, se considerará un campo de la Cuenca Oriente, debido que tiene una declinación en la producción de crudos. En consecuencia, necesita la implementación

de algún método de recuperación mejorada de petróleo, por lo tanto es idóneo para comprobar la funcionabilidad del programa diseñado. Los métodos EOR son complejos y la selección del método indicado para cada campo requiere una previa selección detallada de las características de la roca, el fluido y el campo. Antes de implementar cualquiera de estos métodos, deben someterse a un proceso de selección cuidadoso y detallado, y luego encontrar el método más compatible (Bolaños & Pinto, 2015).

1.3.OBJETIVOS

1.3.1. Objetivo General

Diseñar un programa que permita la adecuada selección de un método de recuperación mejorada mediante el análisis de las propiedades del yacimiento y las características del fluido para un yacimiento de la Cuenca Oriente.

1.3.2. Objetivo Específicos

- Utilizar la actualización realizada por Al Adasani & Bain basada en la metodología de J.J. Taber para la selección de métodos de recuperación mejorada de petróleo para un campo de la cuenta oriente.
- Desarrollar un diagrama de flujo que considere los parámetros adecuados para la selección de métodos de recuperación mejorada del petróleo.
- Realizar un estudio del método seleccionado en un yacimiento de la cuenca oriente mediante una simulación en el programa CMG para la validación del programa diseñado.
- Elaborar un análisis económico para determinar la viabilidad del método analizado en la simulación.

1.4.HIPÓTESIS

El programa diseñado elegirá en base a los criterios de selección el método adecuado de recuperación mejorada, teniendo en cuenta las propiedades del petróleo y las características del reservorio de un yacimiento de la cuenca oriente.

1.5.JUSTIFICACIÓN

La aplicación de métodos de recuperación secundarios y terciarios a los yacimientos de hidrocarburos para mejorar la extracción de petróleo y gas juega un papel fundamental en la industria del petróleo. Por lo tanto, el diseño y la selección de métodos prácticos de recuperación mejorada se vuelven cada vez más importantes en la planificación de escenarios de desarrollo de campo. Las técnicas de EOR se utilizan para proporcionar a los ingenieros métodos de recuperación adecuadas correspondientes a las características del yacimiento y del fluido. Un algoritmo de detección adecuado permite la toma de decisiones críticas sobre posibles estrategias mejoradas de recuperación de petróleo con la información limitada de rocas / fluidos (Afra & Tarrahi, 2016).

La finalidad de este proyecto es para verificar la factibilidad al aplicar los métodos de recuperación mejorada de petróleo de un campo de la Cuenca Oriente a través del diseño de una aplicación que nos ayude a seleccionar el método más óptimo.

En la cuenca oriente con el pasar de los años los campos maduros están aumentando, por lo que genera la declinación de la producción. Por este motivo se considera necesario la aplicación de técnicas de recuperación mejorada que se ajusten a las características de los reservorios, estas técnicas son sofisticadas que cambian las propiedades del petróleo, tiene como objetivo restaurar la presión de la formación y mejorar el desplazamiento del petróleo mediante la reducción de la saturación del petróleo residual.

La presente investigación se basara en criterios ya existentes en una interface inspirada en software para la selección, esto permite crear una herramienta para predecir la aplicabilidad de los métodos de recuperación mejorada, dicho software contara con una interface más amigable capaz de ser utilizada y entendida por los que requieran de su utilización.

1.6.VARIABLES

1.6.1. Variable dependiente

- Diseño de software.
- Simulación de yacimientos (CMG).

1.6.2. Variable independiente

- Criterios de selección de EOR
- Parámetros petrofísicos.
- Métodos de predicción de EOR.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1.PROGRAMA INFORMÁTICO

El software es una herramienta que consiste en diversos programas independientes y archivos de configuración, que se utilizan para ser ejecutadas en un sistema de documentación que describe la estructura del sistema (Sommerville, 2005).

Es un plan detallado de una serie de procedimientos para resolver un problema mediante un ordenador; es decir, es una secuencia ordenada de instrucciones necesarias para lograr solucionar un problema.

2.2.PROCESO DE CREACIÓN DE PROGRAMAS INFORMÁTICOS Y SISTEMAS DE INFORMACIÓN

Una metodología de desarrollo se refiere al marco que se utiliza para planificar, administrar y controlar el proceso de desarrollo de un sistema de información (Kumar & Pushkar, 2013).

Esta metodología se divide en cinco fases (ver figura 1).

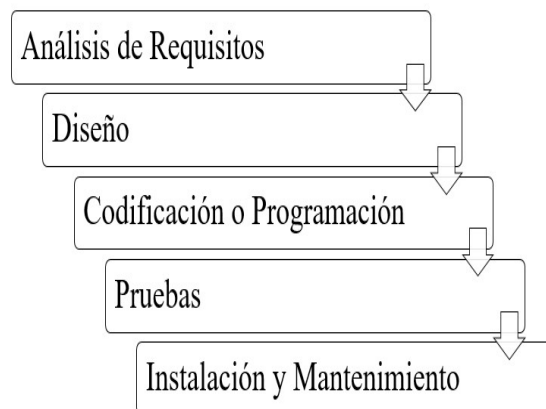


Figura. 1 Proceso de creación de programas informáticos.
Elaborado por Jorge Orrala & Marco Salas.

2.3.TIPOS DE LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN

Los lenguajes de programación son instrucciones ejecutadas directamente cuando están en lenguaje de máquina, después de un proceso de sustitución simple cuando se expresan en un lenguaje ensamblador, o después de la traducción de algún lenguaje de nivel superior (Hemmendinger, 2020).

2.3.1. Lenguajes de máquina y ensamblaje.

Los lenguajes de máquina son códigos numéricos para operaciones que una computadora ejecuta directamente. Los códigos son cadenas de 0 y 1, “dígitos binarios”. Las instrucciones de este lenguaje suelen utilizar algunos bits para representar operaciones. Este lenguaje es difícil de leer y escribir, sus códigos varían de una computadora a otra (Hemmendinger, 2020).

2.3.2. Lenguajes algorítmicos.

Los lenguajes algorítmicos están diseñados para expresar cálculos matemáticos o simbólicos. Pueden expresar operaciones algebraicas en notación similar a las matemáticas y permiten el uso de subrutinas que empaquetan operaciones de uso común para su reutilización (Hemmendinger, 2020).

2.3.3. Lenguaje orientado a objetos.

El lenguaje orientado a objetos ayuda a gestionar la complejidad de grandes programas. Este empaqueta los datos y las operaciones en ellos, es decir; las operaciones solo son de acceso público y los detalles estructurales internos de datos están ocultos. Esta jerarquía de objetos ha dado la posibilidad determinar objetos especializados (Hemmendinger, 2020).

2.4.OPERADORES

Los operadores indican el tipo de operación a realizar sobre los datos de una expresión donde se actúa.

2.4.1. Operadores aritméticos.

Los operadores aritméticos son empleados comúnmente en operaciones matemáticas como son la suma, resta, multiplicación y división (Gudiño, s.f.).

2.4.2. Operadores de asignación

El operador de asignación sirve para dar el resultado de una expresión matemática asignándole una variable de manera directa y se representa con el signo igual (Gudiño, s.f.).

2.4.3. Operadores de incremento y decremento

Los operadores de incremento y decremento se usan para aumentar o disminuir una variable en una cantidad fija o variable (Gudiño, s.f.).

2.4.4. Operadores relacionales

Los operadores relacionales son utilizados para evaluar y describir una relación entre dos valores que tienen como resultado el valor verdadero o falso. Es decir, que se realizan comparaciones entre dos valores (Gudiño, s.f.).

2.4.5. Operadores lógicos

Los operadores lógicos pueden describir combinaciones de dos o más condiciones compuestas en una fórmula, para elegir un determinado método de cálculo. Los operadores lógicos sirven para interpretar los operandos; es decir, si se tiene un valor entero distinto a cero el operador es verdadero y falsos si tienen un valor entero igual a cero (Gudiño, s.f.).

2.5.DESCRIPCIÓN DE CONCEPTOS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS

2.5.1. Permeabilidad.

La permeabilidad es la capacidad que posee una roca para permitir el flujo de fluidos a través de un medio poroso interconectado. Esta propiedad se representa mediante la Ley de Darcy.

$$k = \frac{q \times \mu \times L}{A \times \Delta P} \quad ec. 1$$

Dónde:

q : Tasa de flujo, cm^3/seg

A : Área, cm^2

μ : Viscosidad, *centipoes*

ΔP : Diferencial de presión, *atm*

1. Permeabilidad absoluta.

La permeabilidad absoluta se conoce cuando en un medio poroso existe un único fluido o fase que se encuentra fluyendo dentro del mismo, el medio poroso se encuentra completamente saturado por el fluido.

2. Permeabilidad Efectiva.

La permeabilidad efectiva corresponde a una determinada fase cuando en el medio poroso fluyen dos o más fases. Es una función de la saturación del fluido en consideración y su valor siempre debe ser menor a la permeabilidad absoluta (Gutierrez & Iturralde , 2017).

3. Permeabilidad relativa (K_{ri}).

La permeabilidad relativa muestra la capacidad de una formación determinada para producir una combinación de petróleo, agua o gas con más exactitud que la permeabilidad absoluta de una muestra de formación, que se mide con un fluido monofásico, generalmente agua (Schlumberger, 2015).

“Es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Es muy importante ya que da una medida de la forma como un fluido se desplaza dentro del medio poroso” (Escobar Macualo, 2004).

2.5.2. Porosidad.

La porosidad es la capacidad que tiene una roca para el almacenamiento de fluidos y es definida como el cociente entre el volumen poroso y el volumen total de la roca reservorio.

$$\emptyset = \frac{V_p}{V_t} \quad ec. 2$$

Donde:

\emptyset : Porosidad

V_p : Volumen poroso

V_t : Volumen total de la roca

1. Porosidad absoluta o total.

La porosidad absoluta se conoce como el porcentaje que existe entre espacio poral total y el volumen total de la roca, en este punto se considera el espacio poroso de la roca esté interconectado o no.

2. Porosidad efectiva.

La porosidad efectiva está definida como la relación existente entre el volumen poroso interconectado con respecto al volumen total de roca. Esta porosidad sirve como indicación de la capacidad de la roca para transportar fluidos, sin embargo no mide la capacidad de flujo de una roca (Escobar Macualo, 2004).

2.5.3. Propiedades del fluido.

1. Saturación.

La saturación se conoce como el cociente de un volumen en el medio poroso ocupado por un fluido determinado.

$$s_f = \frac{v_f}{v_p} \quad ec. 3$$

Donde:

s_f =Saturacion del fluido

v_f =Volumen del fluido en el medio poroso

v_p = Volumen poroso

Una vez conocida el volumen de fluido y la extensión del volumen poroso en la roca se puede establecer la cantidad de fluido existente en la roca, este fluido puede ser de gas,

petróleo y agua, la suma de las saturaciones en un medio poroso debe ser igual a la unidad (Escobar Macualo, 2004).

$$S_g + S_o + S_w = 1 \quad ec. 4$$

Donde:

S_g = Saturación de gas

S_o = Saturación de petróleo

S_w = Saturación de agua

A. Saturación de agua connata.

La saturación de agua es aquella que se encuentra en el yacimiento desde el momento que fue descubierto, la saturación de agua connata es considerada como el remanente del agua que inicialmente fue almacenada con la formación y que por la presencia de la fuerza de presión capilar no pudo ser transportada por los hidrocarburos cuando migraron al yacimiento (Escobar Macualo, 2004).

B. Saturación crítica.

La saturación crítica, se denomina con la siguiente expresión S_{xc} , donde el valor de x corresponde al fluido ya sea gas, petróleo o agua, pertenece a la saturación mínima requerida para que una fase pueda desplazarse dentro del reservorio, o sea, pertenece a la saturación máxima a la que la permeabilidad relativa de dicha fase es cero (La Comunidad Petrolera, 2012).

C. Saturación residual.

La saturación residual corresponde a la saturación de la fase gas, petróleo o agua que queda en el yacimiento en la zona barrida, después de haber realizado un proceso de desplazamiento (Escobar Macualo, 2004).

D. Saturación de petróleo móvil.

La saturación de petróleo móvil es la fracción de volumen poroso ocupado por el petróleo móvil.

2. Factor Volumétrico del petróleo.

El factor Volumétrico “Se define como el volumen de petróleo (más su gas en solución) en el yacimiento, requerido para producir un barril de petróleo medido a condiciones de superficie” (Escobar Macualo, 2004, p. 156). Este concepto se puede representar con la siguiente ecuación:

$$\beta_o = \frac{v_y}{V_{CS}} \quad ec. 5$$

Donde:

β_o = Factor volumétrico

v_y = Volumen del yacimiento

V_{CS} = Volumen a condiciones estándar

3. Viscosidad del petróleo.

La viscosidad del petróleo es la medida de la resistencia del petróleo al flujo. La resistencia al flujo es provocada por fricción interna formada cuando las moléculas del fluido tratan de desplazarse una sobre otra. No, a medida que el fluido fluye a superficie su temperatura se reduce, lo que implica la necesidad de corregir la viscosidad para cambios de temperatura, mediante Correlaciones empíricas. Los factores que afectan la viscosidad son: La composición del petróleo, temperatura, gas disuelto y la presión. La viscosidad aumenta cuando la API y la temperatura disminuyen. (Escobar Macualo, 2004).

2.6.RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO

El proceso de producir hidrocarburos por métodos distintos de los esquemas de uso convencional de energía del reservorio y represurización del reservorio con gas o agua. Los métodos de producción convencionales producen alrededor del 30% del petróleo inicial en el lugar, el restante, casi el 70% del recurso inicial, es un objetivo para los métodos de recuperación mejorada de petróleo (Terry, 2003).

2.6.1.Factores de la producción de fluidos.

1. Eficiencia de recuperación.

El proceso de desplazamiento de fluido está dada por el producto de la eficiencia de desplazamiento macroscópica o volumétrica E_v y la eficiencia de desplazamiento microscópico E_d (Terry, 2003).

$$E = E_v E_d$$

ec. 6

E = Eficiencia de recuperación

E_v = Eficiencia de desplazamiento macroscópica o volumétrica

E_d = Eficiencia de desplazamiento microscópico

2. Eficiencia de desplazamiento microscópico.

Es una medida de qué tan bien el fluido desplazante moviliza el petróleo residual una vez que este haya entrado en contacto con el petróleo (Terry, 2003).

Los factores que afectan la eficiencia de desplazamiento microscópico son:

A. Fuerzas de tensión interfacial y superficial.

La Fuerzas de tensión interfacial y superficial es la separación de dos fluidos inmiscibles en una región donde la solubilidad es limitada, debido a que existe una interacción de fuerzas moleculares, en la interface se produce una reducción en el área de contacto. Cuando existe una tensión entre un líquido y un gas se denomina tensión superficial, cuando la tensión es entre dos líquidos se utiliza el termino de tensión interfacial. La tensión interfacial es un factor importante en la recuperación de petróleo, por lo que si este parámetro se hace despreciable existirá un único fluido que estará saturando la roca, lo cual fluirá más fácilmente (Escobar, 2012).

B. Mojabilidad (Humectabilidad).

La mojabilidad es la propiedad de un fluido que tiende a adherirse a una superficie sólida cuando está en la presencia de otro fluido inmiscible. El ángulo de contacto se forma cuando dos fluidos inmiscible entran en contacto y el grado de humectabilidad se relaciona de la siguiente manera: Gas < Petróleo < Agua. Si el grado de mojabilidad es $\theta > 90^\circ$ el sistema esta mojado por aceite, si $\theta < 90^\circ$ el sistema esta mojado por agua (ver figura 2).

En el sistema del medio poroso el fluido mojante ocupara los poros menores y el no mojante los poros mayores, el gas tiene una mojabilidad prácticamente no existente ya que se localiza en una zona donde existe mayor permeabilidad y porosidad (Escobar, 2012).

C. Presión capilar.

La presión capilar es resultado de la combinación de las tensiones superficiales e interfaciales que se originan entre el fluido y un sólido que coexisten en un sistema. En un yacimiento esto depende de las características de humectabilidad del sistema, de la geometría y tamaño de los poros, y son las fuerzas retentivas que impiden el vaciamiento del yacimiento.

Esta dada

Figura. 2 Mojabilidad de un fluido.
(Escobar Macualo, 2004).

por la fase no

mojante menos la fase mojante (Ferrer, 2009).

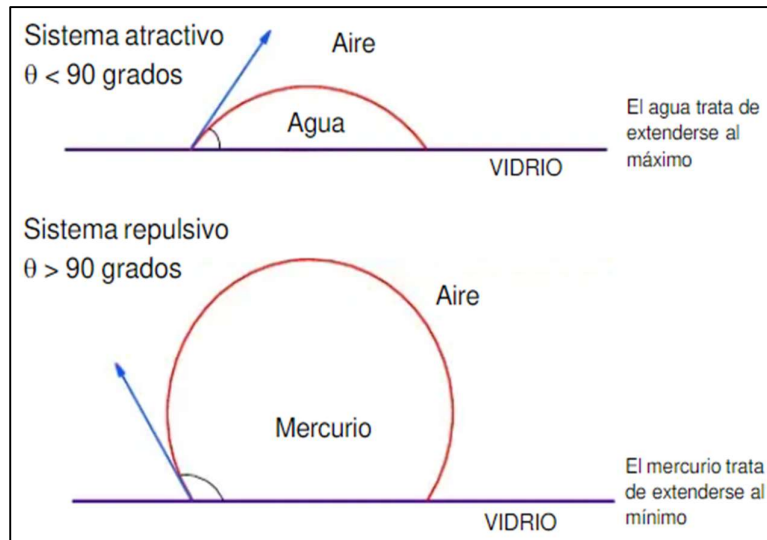
$$p_c = p_{nm} - p_m \quad ec.7$$

p_c = Presión capilar

p_{nm} = Presión de la fase no mojante

p_m = Presión de la fase mojante

Hay
presión
un
Agua –



tres tipos de
capilar para
sistema:
Petróleo

$$p_{c(w-o)} = p_o - p_w \quad ec.8$$

Gas – Petróleo

$$p_{c(g-o)} = p_g - p_o \quad ec. 9$$

Gas – Agua

$$p_{c(g-w)} = p_g - p_w \quad ec. 10$$

p_c = Presión capilar

p_o = Presión del petróleo

p_w = Presión del agua

p_g = Presión del gas

3. *Eficiencia de desplazamiento macroscópico.*

La eficiencia de desplazamiento macroscópico es una medida de qué tan bien el fluido de desplazante ha entrado en contacto con las partes del depósito que contienen petróleo (Terry, 2003).

Los factores que afectan la eficiencia del desplazamiento macroscópico son los siguientes:

A. *Heterogeneidades y anisotropía.*

La heterogeneidad de material o cuerpo describe la variación en las propiedades físicas entre dos o más puntos, elementos o capas. La anisotropía de un material es cuando las propiedades físicas son direccionales dependientes, lo que implica diferentes propiedades físicas con direcciones en un punto dado (Stoop, 2018).

B. *La movilidad.*

La movilidad es una medida relativa con la que un fluido se mueve con facilidad a través de un medio poroso, es expresado normalmente como la relación del fluido desplazante sobre el fluido desplazado.

$$M = \frac{\text{Movilidad de la fluido desplazante}}{\text{Movilidad de la fluido desplazado}} \quad ec. 11$$

Esta relación es dada entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de un fluido.

$M < 1$ El petróleo se mueve con más facilidad que el agua.

$M = 1$ Ambos fluidos tiene igual movilidad.

$M > 1$ El agua tiene mayor movilidad con respecto al petróleo.

C. La disposición física de los pozos de inyección y producción.

La disposición física de los pozos de inyección y producción depende principalmente de la formación y del tamaño del yacimiento. Cuando se está considerando un proyecto EOR para un reservorio dado, se tendrán la opción de usar la disposición de pozos existente o perforar nuevos pozos en ubicaciones diferentes. Si se opta por utilizar la disposición de pozos existente, puede ser necesario considerar convertir los pozos de producción en pozos de inyección o viceversa (Terry, 2003).

D. El tipo de matriz de roca.

Las formaciones de arenisca se caracterizan por una geometría de poros más uniforme que la de las formaciones de piedra caliza y pueden tener fracturas importantes que a menudo están conectadas. La porosidad debida a la presencia de cavidades y el alto contenido de iones divalentes en sus aguas connatas dificultan la aplicación de los procesos EOR en los yacimientos de formación caliza. En una formación de arenisca puede estar compuesta de tamaños de granos tan pequeños y estar tan compactada que los fluidos no fluirán fácilmente a través de la formación (Speight J. G., 2009).

E. Eficiencia de barrido vertical.

La eficiencia de barrido vertical es el cociente del área de sección transversal vertical del yacimiento entre los pozos de inyección y de producción que es barrida por un fluido.

Se puede utilizar para estimar y predecir la fracción no barrida del yacimiento mediante inyección de agua y el potencial adicional de recuperación de petróleo (Zhao, Li, Wu, & Zhang, 2016).

$$E_v = \frac{\text{área vertical invadida}}{\text{área vertical total invadible}} \quad \text{ec. 12}$$

F. Eficiencia de barrido areal.

La eficiencia de barrido areal es el área fraccional invadida que es barrida por el fluido que se desplaza (Ahnmed, 2019).

$$E_A = \frac{\text{área invadida}}{\text{área total invadible}} \quad \text{ec. 13}$$

G. Eficiencia de barrido volumétrico.

La eficiencia de barrido volumétrico es la combinación de las eficiencias de barrido areal y vertical. Se define como la fracción del volumen de poro inundable barrido o en contacto con el agua inyectada (Cobb & Marek, 1997).

La eficiencia del barrido volumétrico es importante porque define la fracción del depósito barrido por el fluido. También define la porción del reservorio que no es barrido por el fluido inyectado (Cobb & Marek, 1997).

$$E_{Vo} = \frac{\text{volumen invadida}}{\text{volumen total invadible}} \quad \text{ec. 14}$$

2.7.RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

Generalmente la recuperación de petróleo consta de tres etapas (ver diagrama 1) que son:

- Recuperación primaria: Es la primera etapa de la producción de hidrocarburos, donde el yacimiento utiliza la energía natural para desplazar los hidrocarburos desde el fondo hacia el pozo y la superficie. En un principio la presión del yacimiento es mayor a la presión de fondo lo que genera el empuje de los hidrocarburos hacia la superficie, debido a la producción la presión del yacimiento y la presión diferencial disminuyen. Para aumentar la presión diferencial o disminuir la presión del fondo del pozo con el objetivo de incrementar la producción de hidrocarburos, se puede aplicar técnicas de levantamiento artificial como bombas electro-sumergibles, bombeo mecánico, gas lift, etc. La recuperación primaria llega a su límite cuando los índices de producción no son rentables debido a que la presión del yacimiento es demasiado baja.
- Recuperación secundaria: Denominada como la segunda etapa de producción de hidrocarburos, al momento que la energía propia de los yacimientos comienza a agotarse y por consiguiente se presenta una disminución en la producción, se puede

inyectar gas natural o agua para aumentar dicha producción, esto se conoce como recuperación secundaria del petróleo, este método consiste en que por medio de pozos inyectoros ubicados en una roca que tenga comunicación de fluidos con los pozos productores se inyectan fluidos externos líquidos o gaseosos, el agua es inyectada en la zona de producción con la finalidad de barrer el petróleo del yacimiento y el gas se inyecta en el casquete de gas. La recuperación secundaria tiene como objetivo mantener la presión del yacimiento y movilizar los hidrocarburos hacia el pozo.

- Recuperación mejorada: Se denomina como la tercera etapa de la recuperación de petróleo, en algunos casos se trata de yacimientos que ya han sido intervenidos por medio de recuperación secundaria, es un método que se caracteriza por el uso de técnicas con tecnologías modernas y costosas con el fin de recuperar el petróleo que no se pudo obtener a través de recuperación primaria y secundaria. Este método cambia las propiedades del petróleo y tiene como objetivo restablecer la presión de la formación y mejorar el desplazamiento del petróleo por medio de la disminución de la saturación del petróleo residual.

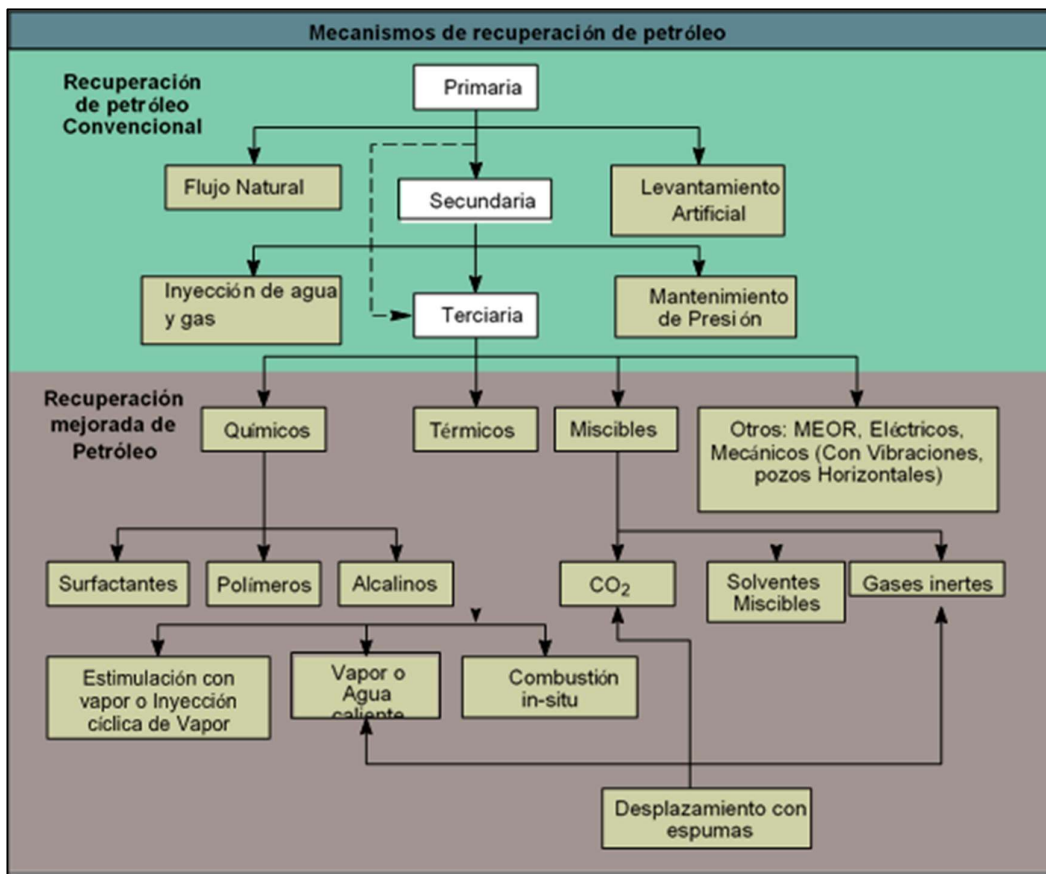


Diagrama. 1 Clasificación de los métodos de recuperación mejorada.
Modificado de (Lake & Schmidt, 1992).

2.7.1. Fundamentos de Recuperación Mejorada de Petróleo.

En un yacimiento una vez que pasa el tiempo y después de aplicar métodos de recuperación como inyectar agua o gas (recuperación secundaria) o utilizar los diferentes métodos de levantamiento artificial (recuperación primaria) ya no es posible recuperar más petróleo y es cuando comienza la declinación pero el yacimiento puede contener aún 30-60% de petróleo originalmente en sitio. Una vez que el yacimiento se encuentra en estas condiciones se puede aplicar la recuperación mejorada o terciaria, aunque puede aplicarse en cualquier momento durante la vida productiva de un yacimiento de petróleo. Esta recuperación presenta varios mecanismos como es el uso de inyección química (inundación alcalina o inundación con polímeros), recuperación térmica (inyección de vapor y combustión en sitio) y el desplazamiento miscible (inyección de dióxido de CO₂ o inyección de hidrocarburos). El objetivo principal de la aplicación de esta recuperación es restaurar la presión de la formación y recuperar el petróleo inmóvil.

2.8.MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO

2.8.1. Métodos Térmicos.

Los métodos de recuperación térmicos se basan en el uso de energía térmica para mejorar la eficiencia del desplazamiento, de esta manera aumenta la temperatura del yacimiento y reduce la viscosidad del petróleo, así el petróleo fluye más fácilmente hacia un pozo de producción, además que resulta una razón de movilidad más favorable.

Cuando se está en presencia de un yacimiento con petróleo viscoso se puede utilizar los métodos térmicos en vez de otros métodos, ya que estos son de mayor interés para la aplicación de estos procesos, Existen dos tipos de métodos termales:

1. Inyección de vapor.

El vapor generado en la superficie es inyectado en el yacimiento mediante pozos de inyección, el vapor inyectado en el yacimiento calienta el petróleo crudo y reduce su viscosidad. El calor también destila los componentes ligeros del petróleo crudo. Este proceso de inyección se puede llevar a cabo en forma cíclica y continua.

2. Inyección cíclica de vapor.

La inyección cíclica de vapor es uno de los métodos de inyección de vapor más utilizados. Esta técnica se hizo popular debido a su fácil aplicación, la baja inversión inicial y del rápido retorno de la misma. Los resultados del tratamiento son muy rápidos ya que se pueden observar en pocas semanas, en comparación con otros métodos de recuperación, los cuales demoran meses para notar el incremento en la producción (ver figura 3).

La inyección cíclica de vapor se basa en inyectar vapor a un pozo de petróleo durante un periodo de tiempo, siendo este de una a tres semanas aproximadamente, después se procede a cerrar el pozo por un corto período de tiempo entre 3 a 5 días, una vez realizado este proceso se pone el pozo en producción. Como resultado se puede notar que el pozo producirá con una tasa aumentada durante un cierto periodo de tiempo, que puede llegar a ser de 4 a 6 meses, transcurrido dicho tiempo la tasa de producción volverá hacer la original. Una vez culminado el proceso se puede iniciar un segundo ciclo de inyección, y de nuevo la tasa de producción aumentará y luego declinará. Se puede realizar más ciclos adicionales, pero a medida que se realiza la inyección cíclica el petróleo recuperado será

cada vez menor. En la literatura técnica se han obtenido casos de hasta 22 ciclos, pero se duda que más de tres ciclos resulten comercialmente rentable (Alvarado & Banzér, 2002).

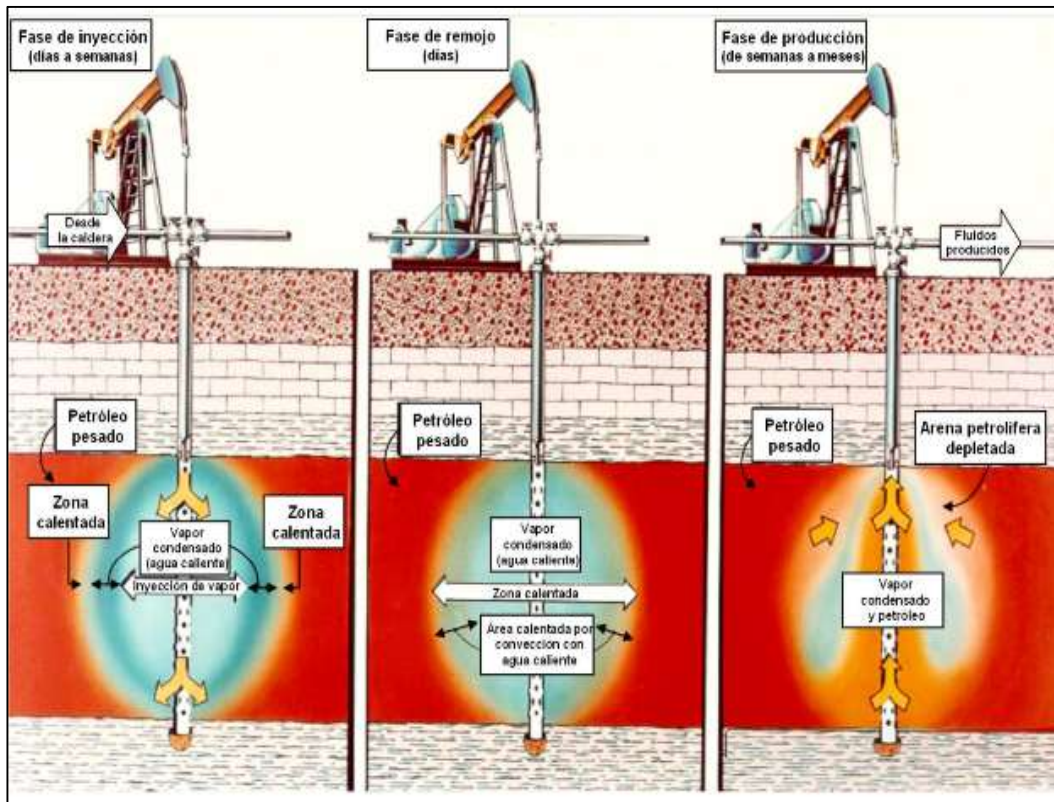


Figura. 3 Inyección cíclica de vapor
(Alvarado & Banzér, 2002).

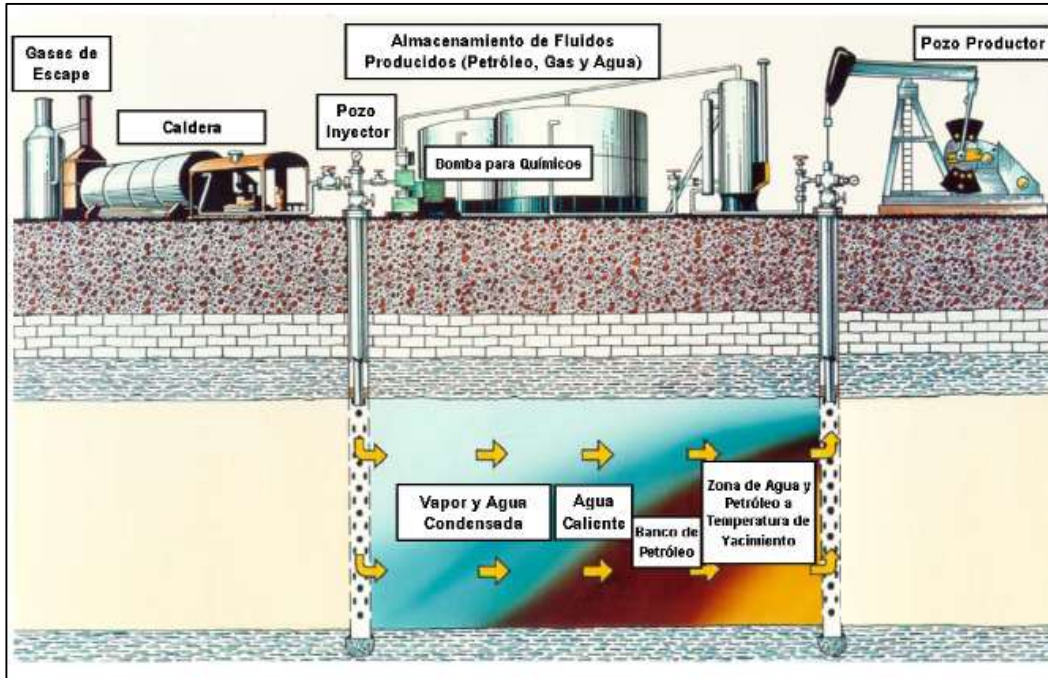
3. Inyección Continua de Vapor.

La inyección continua de vapor es un proceso por el cual se inyecta calor al yacimiento para aumentar su temperatura e incrementar la energía necesaria para transportar el crudo (ver figura 4).

La inyección continua de vapor se aplica principalmente a crudos pesados. La técnica consiste en inyectar vapor continuamente al reservorio a través de un pozo inyector, esto para aumentar la temperatura del petróleo y disminuir su viscosidad para llevar el petróleo hacia un pozo productor.

La inyección continua de vapor es utilizado principalmente en yacimientos someros, con arenas de alta permeabilidad o no consolidadas. El objetivo principal de este método es aumentar el recobro del crudo gracias a la reducción de la saturación residual de petróleo, el incremento de la permeabilidad relativa al petróleo y una alta eficiencia de

barrido. Los factores que benefician la aplicación de este mecanismo son crudos muy viscosos, alta gravedad específica y espesores de arena gruesos. Para llevar a cabo este tipo de inyección se deben diseñar con mucho cuidado los planes de inyección para evitar al máximo las pérdidas de calor desde superficie hasta los yacimientos adyacentes (Petroleoamerica, 2011).



*Figura. 4 Inyección continua de vapor
(Alvarado & Banzér, 2002).*

4. Combustión en sitio.

La Combustión en sitio consiste en inyectar calor o gas con oxígeno (aire) en un yacimiento con bajo rendimiento con el objetivo de mejorar el flujo del fluido del yacimiento. Este proceso se realiza generando un frente de llamas en el yacimiento con un calentador colocado en el pozo inyector, con este proceso el fuego llega al yacimiento donde se dirige hacia los pozos de producción reduciendo la viscosidad del petróleo, y evaporando el agua en el yacimiento (ver figura 5).

La energía térmica formada por éste método produce reacciones químicas como desintegración catalítica, oxidación, destilación y polimerización, que facilitan otros mecanismos tales como empuje por vapor y vaporización, al mover el petróleo desde la zona de combustión hacia los pozos productores. Se establece dos formas para realizar la

combustión in situ en un yacimiento, la primera de ellas es la combustión convencional hacia adelante, es conocida así debido a que la zona de combustión avanza en la misma trayectoria del flujo de fluidos; la segunda es la combustión en reverso o contracorriente se la conoce así debido a que la zona de combustión avanza en dirección contraria a la del flujo de fluidos. Ambos procesos tienen limitaciones, ventajas, y aplicaciones específicas (Alvarado & Banzér, 2002).

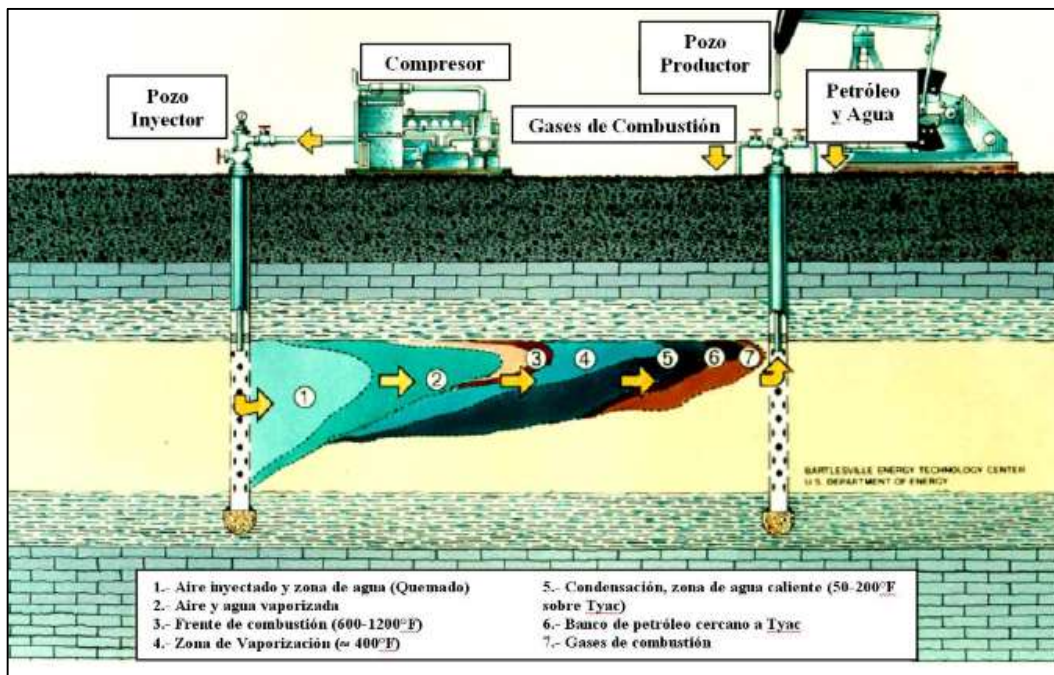


Figura. 5 Combustión in situ
(Alvarado & Banzér, 2002).

2.8.2. Métodos de desplazamiento Miscible o Inmiscible.

El método de desplazamiento miscible consiste en inyectar un agente desplazante completamente miscible con el petróleo para conservar la presión del yacimiento y mejorar el desplazamiento del petróleo a través de que disminuye la tensión interfacial existente entre el petróleo y el agua (París de Ferrer, 2001).

Los gases administrados contienen gas licuado de petróleo, como propano, metano con alta presión, metano con hidrocarburos ligeros, nitrógeno con alta presión y dióxido de carbono en condiciones del yacimiento convenientes de temperatura y presión. El fluido más utilizado para el desplazamiento miscible es el dióxido de carbono debido a que

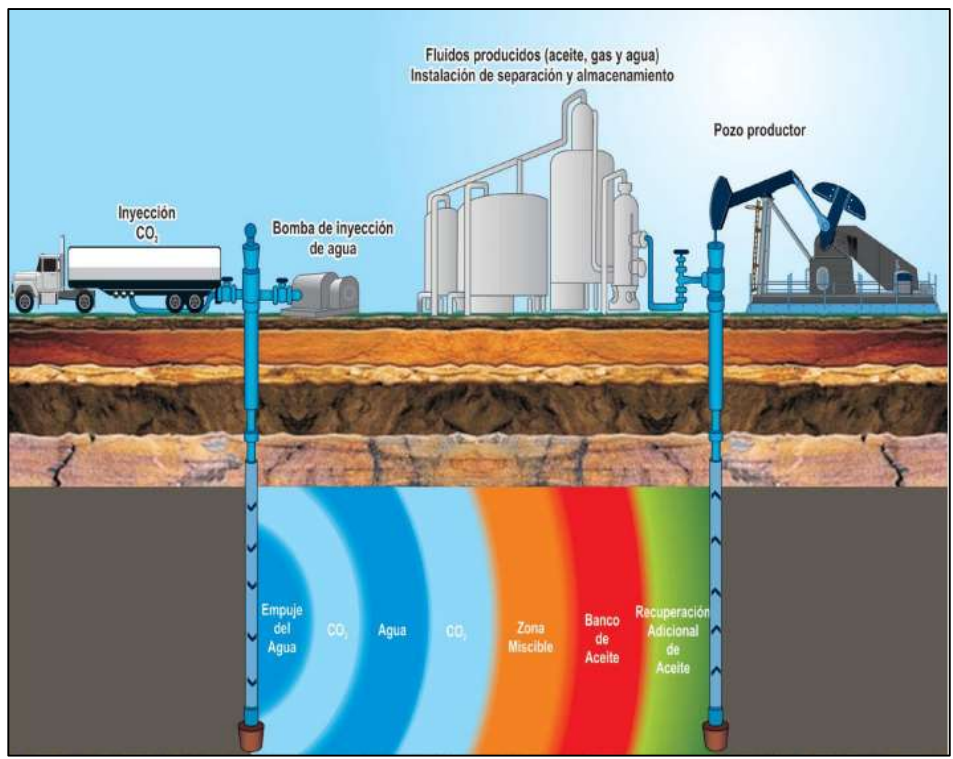
reduce la viscosidad del petróleo y es menos costoso que el gas licuado de petróleo (Schlumberger, 2013).

La inyección de gas miscible o inmisible puede ser mediante:

1. Inyección de CO₂.

El dióxido de carbono se inyecta a condiciones de presión y temperatura, con la finalidad de aumentar la producción. Causando en primer lugar la reducción de la viscosidad del petróleo lo que provoca que pueda fluir con facilidad a través del reservorio y a su vez aportando un desplazamiento miscible o parcialmente miscible del petróleo (ver figura 6). En segundo lugar, la inyección de dióxido de carbono dentro de un campo aumenta el gradiente de presión entre los pozos inyectoros y productores, causando que el petróleo sea empujado hacia afuera con rapidez (Dake, 1998).

El dióxido de carbono en estado líquido a temperatura crítica de 88°F y presión crítica de 1073 *lpc* es el agente miscible favorito para el recobro de petróleo, debido a que se encuentra a baja temperatura crítica habitualmente se halla en estado gaseoso. El desplazamiento miscible con dióxido de carbono es comparado al empuje por gas vaporizante, con la diferencia que para este caso se extraen porciones desde el etano hasta C₃₀. De esta manera la invasión con dióxido de carbono se puede aplicar a un extenso rango de yacimientos, a presiones de miscibilidad más bajas que las emplazadas en los procesos con gas vaporizante (París de Ferrer, 2001).



2. Inyección de nitrógeno.

Es un Proceso en el que se inyecta gas nitrógeno en un yacimiento de petróleo para aumentar el factor de recobro de petróleo. Por debajo de la presión mínima de miscibilidad se trata de un proceso inmisible en el cual se aumenta la recuperación por hinchazón de petróleo, reduciendo la viscosidad y realizando vaporización limitada del petróleo crudo. Por encima de la presión mínima de miscibilidad la inyección de nitrógeno es un drenaje de vaporización miscible. La miscibilidad del nitrógeno se puede alcanzar únicamente con petróleos ligeros que se encuentren a presiones elevadas, este método miscible es conveniente solamente en yacimientos profundos (Schlumberger , s/f).

Los métodos de recuperación mejorada por inyección de nitrógeno son estimados como un método viable si el yacimiento efectúa con ciertas condiciones.

El crudo del yacimiento:

- Debe contener fracciones comprendidas entre el etano y el hexano (C2-C6) o hidrocarburos livianos. Éstos se determinan por ser crudos livianos con gravedades API > 35°.
- Posee un factor volumétrico alto o la facultada de absorber el gas introducido en condiciones de yacimiento.
- Está saturado de metano (C₁)

El yacimiento:

- Debe estar a una profundidad igual o mayor a los 5.000 pies, a fin de conservar las altas presiones de inyección que son mayores a 5.000 lpc necesarias para conseguir la miscibilidad del crudo con el nitrógeno sin fracturar la formación.

Cuando se inyecta nitrógeno en un yacimiento, este gas crea un frente miscible por vaporización de componentes livianos que se encuentran en el crudo. A medida que el nitrógeno avanza por los pozos inyectoras va contactando petróleo fresco y vaporizando más componentes, mientras avanza el frente el gas enriquece y puede lograr tan alto grado de enriquecimiento que se hace miscible con el crudo de la formación. En este punto, desaparece la interface entre el crudo y el gas, dando paso a la formación de una mezcla homogénea de ambos fluidos. Con la inyección continua de nitrógeno, moviendo un

banco de petróleo hacia los pozos productores se consigue desplazar el frente miscible a lo largo del yacimiento. Para incrementar la eficiencia de barrido y la recuperación de petróleo La inyección de este gas puede alternarse con la inyección de agua (París de Ferrer, 2001)

3. *Inyección de hidrocarburos.*

El proceso de desplazamiento miscible de hidrocarburos consiste en la introducción de un fluido que se diluirá completamente con el petróleo del yacimiento. Esto elimina las fuerzas que provocan la retención de petróleo en la matriz de la roca. Los solventes de hidrocarburos que pueden inyectados son: alcohol, hidrocarburos refinados o gases de hidrocarburos condensados. En primer lugar, se debe inyectar una fracción de disolvente, a continuación, se procede a la inyección de un líquido o gas para forzar la mezcla de solvente-petróleo a los pozos de producción (Ramirez, 1987).

4. *Inyección de gases Inmiscible.*

El proceso se denomina desplazamiento de petróleo por efecto de un fluido en solución, el petróleo además puede ser recuperado por un desplazamiento similar al provocado por un pistón. Esto es posible gracias a fuentes de energía, ya sea con empuje por agua o por una capa de gas; en ambos casos sucede un desplazamiento inmiscible del petróleo, ya sea por el avance del acuífero o por la expansión del volumen de la capa de gas. Para que sea posible el desplazamiento es importante que el fluido desplazante tenga más energía que el desplazado.

En un medio poroso el desplazamiento de dos fluidos inmiscibles puede ser:

A. *Desplazamiento pistón sin fugas.*

Este tipo de desplazamiento se da cuando el petróleo remanente en la zona invadida no puede moverse. Por lo que en esta zona la saturación del fluido desplazante es máxima y la del petróleo es la residual. Se dice que se ha producido la ruptura cuando el fluido desplazante llega a los pozos productores (ver figura 7).

B. *Desplazamiento pistón con fugas.*

En este caso el petróleo remanente tiene poca movilidad y sucede flujo de dos fases en la zona invadida donde la saturación de petróleo es mayor que la residual (ver figura 7).



Cuando el fluido desplazante alcanza los pozos productores se continúan produciendo cantidades variables de petróleo (París de Ferrer, 2001).

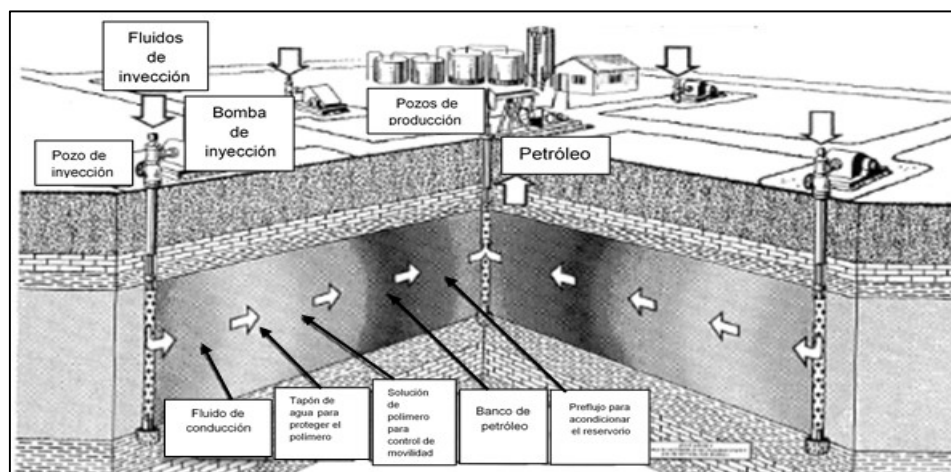
Figura. 7 Tipos de desplazamiento (París de Ferrer, 2001).

2.8.3. Métodos Químicos.

Los Procesos de inyección de químicos se emplean para mejorar la recuperación de petróleo además de eliminar daños en la formación, reducir la corrosión, limpiar disparos, abordar problemas de aseguramiento del flujo del petróleo crudo. Esta inyección se realiza de manera continua en pozos de inyección y en ocasiones se realiza en pozos productores.

1. Inyección de Polímeros.

La invasión con polímeros es una modificación de la inyección de agua y radica en agregar un tapón de polímeros al agua de inyección, 200 a 1000 ppm, de un elevado peso molecular (2 hasta 5 MM) antes de que ésta sea inyectada al yacimiento. Estas soluciones son muy viscosas aun cuando sean altamente diluidas. Esta propiedad hace que la razón de movilidad agua-petróleo sea mejor, de esta manera se obtiene un mejor desplazamiento y un barrido más completo del yacimiento (ver figura 8). Con los polímeros, se crea un banco de petróleo que se empuja de la misma forma que se crea en una inyección de agua



convencional. Para realizar este proceso es necesario de pruebas de laboratorio cuidadosas y aún, después de esto, los resultados se deben relacionar con el campo. Los polímeros que más se utilizan son los solubles en agua e insolubles en petróleo o alcohol. (París de Ferrer, 2001).

Se debe tener en cuenta el tipo de polímero y de sus propiedades, de esto dependerá el funcionamiento que puede ser mejor o peor en diferentes condiciones. Por lo tanto, para la selección del polímero óptimo dependerá de varios factores. Para establecer el mejor peso molecular del polímero, es necesario tomar en cuenta la permeabilidad del depósito y la viscosidad del petróleo (Abidin, Puspasari, & Nugroho, 2012).

Existen algunos factores que afectan la recuperación de petróleo al momento de usar polímeros, entre ellos están: la alta salinidad del agua intersticial provoca la degradación de del polímero, el envejecimiento, la temperatura, la formación de geles, altos esfuerzos de corte entre otros.

De los polímeros es muy importante destacar su eficiencia para optimizar el perfil de barrido vertical o conformación, debido a que tiene la capacidad de aumentan la

Figura. 8 Inyección de polímeros. Modificado de (Lake L. W., 1989).

resistencia al flujo del agua en las zonas barridas y, como resultado, incrementan el flujo de agua en los estratos no barridos. Los polímeros trabajan también como agentes desplazantes para controlar la movilidad, la invasión con polímeros ha conseguido incrementos del recobro de petróleo en un 5%, en promedio. Este método es mayormente

exitoso en crudos medianamente viscosos, que se encuentren en un rango entre 5 y 200 cP, cuando la permeabilidad de la formación es mayor de 20 mD, y la temperatura no excede los 180°F (París de Ferrer, 2001).

2. Inyección de surfactantes.

Los surfactantes son compuestos orgánicos que dan como resultado después de mezclar petróleo crudo y otros aditivos con bajas concentraciones en agua para reducir la tensión interfacial. El objetivo principal de este método es recobrar el petróleo residual, 20 a 40% del volumen poroso, que continúa después de realizar recuperación primaria o inyección de agua. Además, que también mejorar la eficiencia de barrido volumétrico (ver figura 9). Las primeras investigaciones realizadas con surfactantes, fue con la finalidad de bajar la tensión interfacial existente entre el petróleo y el agua a valores muy pequeño, provocando la movilidad del petróleo haciendo que este sea desplazado por el fluido inyectado. Es decir, como un desplazamiento miscible (París de Ferrer, 2001).

Este método consiste en la inyección de baches o tapones añadiendo la inyección de químicos en el agua, los cuales hacen reducir la tensión interfacial agua-petróleo. Esto se consigue, gracias a la formación de una micro emulsión donde se establece la miscibilidad entre ambos fluidos dentro del medio acuoso, creando un banco de petróleo. A continuación, se inyectan volúmenes de polímeros para aumentar la viscosidad del agua e impedir que su movilidad sea mayor que la del petróleo. Esto produce un aumento de la resistencia al flujo en zonas de alta permeabilidad, a la vez un mayor empuje al banco de petróleo, creando un incremento en la eficiencia de barrido en el yacimiento. La aplicación de surfactantes disminuye la saturación de petróleo residual, incrementando el recobro del hidrocarburo (Green & Willhite , 1998).

Es necesario mencionar que la aplicación de este tipo de inyección química a nivel de campo ha sido un éxito, pero desfavorablemente mayoría de estos no son rentables debido a los costos elevados que tienen los surfactantes inyectados. Para evitar estos costos elevados, se han encontrado alternativas que permitan la reducción de los costos de inyección, y una de las alternativas encontradas para la rentabilidad de la inyección de surfactantes, es inyectar una combinación de distintos aditivos químicos de esta manera se puede disminuir costos y así aumentar la recuperación de petróleo.

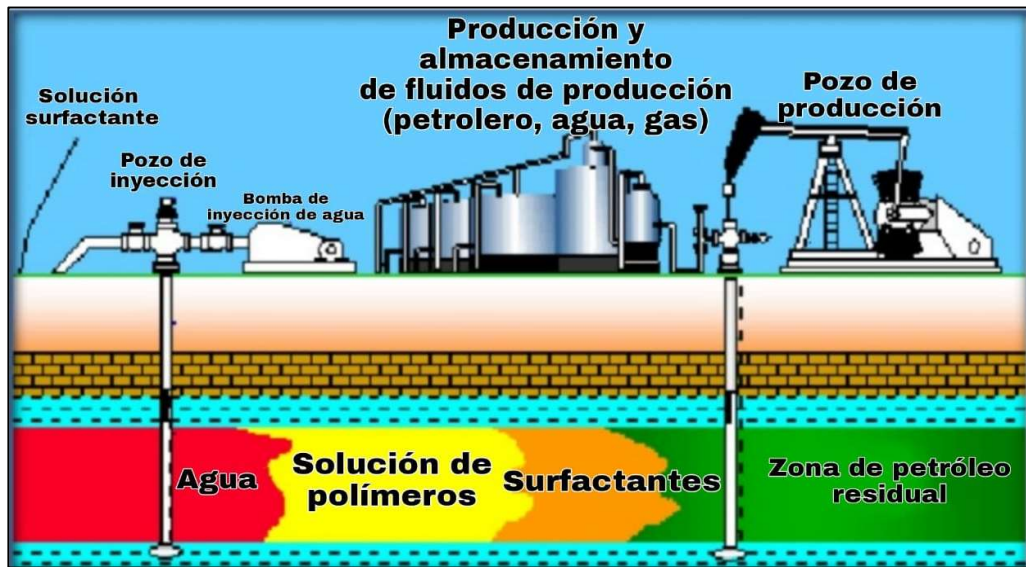


Figura. 9 Inyección de surfactantes
(PDVSA, 1999).

3. *Inyección de alcalinos.*

Es una técnica mejorada de recuperación de petróleo que consiste en la inyección de químicos alcalinos como hidróxido de sodio, ortosilicato de sodio o carbonato de sodio, este proceso se efectúa durante la inyección de agua o durante las operaciones de inundación de polímero. El alcalino reacciona con ciertos tipos de aceites, creando surfactantes dentro del yacimiento. Por último, los tensioactivos disminuyen la tensión interfacial existente entre el petróleo y el agua y ocasionan un aumento en la producción de petróleo. Cabe destacar que este método no es apto para reservorios de carbonato ya que poseen una abundante cantidad de calcio y la mezcla de químico alcalino y los iones de calcio producen precipitación de hidróxido que puede afectar la formación (ver figura 10) (Speight J. G., 2009).

Los agentes alcalinos ayudan a mejorar el desplazamiento del petróleo elevando el pH del agua de inundación inyectada. El álcali al entrar en contacto con los componentes ácidos del petróleo crudo crea un tensioactivo in situ en la interfase petróleo / salmuera. Luego, esta mezcla ayuda a mover el petróleo crudo y lo elimina de los espacios porosos en el yacimiento (Speight J. G., 2009).

El proceso puede llegar a ser muy complejo y difícil de entender, la recuperación mejorada con este método consiste en cambiar la mojabilidad de la roca y bajar la tensión interfacial, lo que genera una emulsificación intermedia (París de Ferrer, 2001).

Para petróleos livianos mayores a 30° API, el proceso necesita una concentración alta de agente alcalino de 2 a 5% y de esto se obtiene una mayor eficiencia de desplazamiento; por otra parte, para petróleos pesados menores de 25° API la concentración del álcali es más baja entre 0,1 a 1,0% y el agua de formación estar con una concentración baja del ion calcio. Cumpliendo estos requisitos la inyección de alcalinos puede emplearse a petróleos de alta viscosidad y logra mejorar el desplazamiento y la eficiencia de barrido (París de Ferrer, 2001).

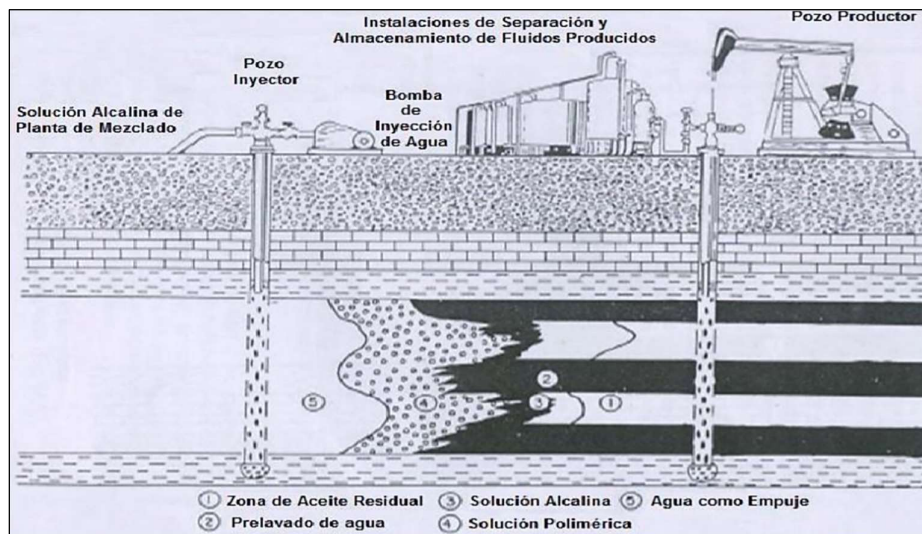


Figura. 10 Inyección de soluciones alcalinas
(PDVSA, 1999).

4. Inyección de Mezcla de Aditivos Químicos.

A. Inyección de polímeros micelares.

Este método consiste en la inyección de un preflujo para adaptar la formación, ya que cuando el agua del yacimiento contiene una elevada salinidad, no es adecuado poner en contacto con la solución micelar, ya que afecta sus propiedades y pierde su eficiencia dentro del yacimiento. Con esta referencia es necesaria la inyección de una píldora de salmuera de baja salinidad que ajustará la formación al nuevo fluido, que será puesto en del yacimiento.

Después se procede a la inyección de una solución micelar compuesta de soluciones acuosas o surfactantes tales como mezclas complejas que contienen componentes como cosurfactante, cosolventes, petróleo y electrolitos, una vez que el fluido se halla en el yacimiento está formado por agua, petróleo, surfactante y cosurfactante.

La inyección de polímero - micelar es más factible su aplicación en yacimientos de crudos livianos a medianos con la finalidad de mejorar la movilidad del petróleo y disminuir la saturación residual del mismo, para realizar este proceso es necesario utilizar solución micelar que cumplen la función de fluido de desplazamiento, el cual representa el sistema químico del proceso y por lo general está compuesto por: surfactantes, cosurfactantes. Dicha solución debe ser de baja tensión interfacial con el crudo

desplazado con la finalidad de incrementar así el número capilar y la movilidad del crudo residual en el yacimiento, el resultado de este método se aprecia al momento de notar un incremento notable el factor de recobro cumpliendo el objetivo fundamental que se persigue con este mecanismo (Petroleoamerica, 2011).

B. Inyección de mezclas álcali-surfactantes-polímero.

Las técnicas ASP (alcalino / tensioactivo / Polímero) es una de esa técnica eficiente ya que cuenta con la capacidad de optimizar el desplazamiento y eficiencia de barrido. La inundación de polímero tensioactivo alcalino (ASP) es un método combinado en el que se inyectan álcali, tensioactivo y polímero en un mismo tapón. Debido a la correlación de estos tres componentes, la inyección ASP se practica a gran escala en operaciones piloto y de campo con la finalidad de lograr química óptima en grandes volúmenes de inyección a un costo mínimo, aunque ASP es un método rentable de inundación química.

La combinación de estos agentes químicos tiene como objetivo reducir la tensión interfacial entre el agua y el petróleo y aumentar la viscosidad del agua para optimizar el radio de movilidad entre las fases, consiguiendo reducir la saturación residual de petróleo esto generando el aumento de la producción (Olajire, 2014).

5. Inyección alternada de agua y gas (WAG).

La inyección alternada de agua y gas es un método de recuperación mejorado de petróleo, que consiste en la inyección de agua y gas en el yacimiento, esta técnica se lleva a cabo de manera alternada durante periodos de tiempo de esta manera se consigue mejorar la eficiencia de barrido de la zona de interés, mejorando así el factor de recobro (ver figura 11). El uso del agua está justificado debido a que ayuda a controlar la movilidad y estabilizar el frente de desplazamiento, reduciendo los efectos de digitación viscosa que presenta el gas.

La Inyección Alternada de Agua y Gas (WAG) es un método de recobro mejorado que tiene buenos resultados en un amplio número de casos históricos a nivel mundial referenciados en las diferentes literaturas, donde da constancia de su aplicación.

También se debe considerar los factores que afectan la inyección WAG, Entre los principales componentes se tienen los siguientes:

- La heterogeneidad del yacimiento (estratificación y anisotropía).
- La mojabilidad del medio poroso.
- Propiedades de los fluidos inyectados y de formación.
- Condiciones de miscibilidad.
- Parámetros WAG como frecuencia de los ciclos, tamaño de los baches, relación agua / gas, tasa de inyección (Jiménez, Muñoz, & Rivera, 2007).

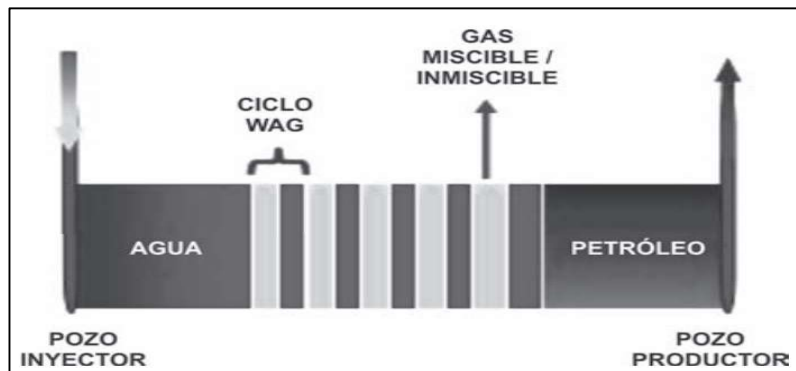


Figura. 11 Vista esquemática del proceso WAG (Jiménez, Muñoz, & Rivera, 2007).

2.8.4. Método Microbial.

Conocido también como MEOR (Microbial Enhanced Oil Recovery). Es una técnica que consiste en emplear microorganismos y sus productos metabólicos para la estimulación de la producción de petróleo en reservorios, este método consiste en inyectar microorganismos seleccionados en el yacimiento para estimular y transportar productos metabólicos generados in situ con la finalidad de obtener una reducción del petróleo residual que se encuentra en el reservorio. Estos microorganismos operan como agentes movilizantes de petróleo residual o agentes tapón para aislar selectivamente zonas no deseadas del reservorio.

Los microorganismos específicamente seleccionados son capaces de metabolizar los hidrocarburos produciendo disolventes orgánicos, tales como alcoholes, aldehídos, ácidos grasos tensioactivos y otros metabolitos que pueden interactuar con el petróleo crudo mejorando su fluidez (Yernazarova, Kaiyrmanova, Baubekova, & Zhubanova, 2016).

Ventajas generales de MEOR:

- Incremento en la productividad de los campos petroleros.
- Incremento del total de petróleo producido y operación más eficiente de pozos y campos petroleros.
- Incremento de la viscosidad del agua de formación debido al aumento de la concentración de biomasa y de los productos metabólicos de los microorganismos, como los biopolímeros solubles, que reduce la movilidad del agua de formación dentro de la roca de formación.
- La configuración de MEOR es menos costosa, debido a que bacterias y los nutrientes inyectados son económicos.
- Aplicar MEOR es ecológico debido a que los productos microbianos son biodegradables.

Los métodos MEOR se dividen en: producción ex-situ, en este caso los microorganismos se cultivan utilizando fermentadores industriales o plantas móviles y luego se inyectan en la formación de aceite como soluciones acuosas y la producción in situ, en este caso, la formación de metabolitos es el resultado de la actividad microbiológica que tiene lugar directamente en el reservorio (Yernazarova, Kaiyrmanova, Baubekova, & Zhubanova, 2016).

CAPITULO III

METODOLOGÍA

3.1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

El desarrollo del programa, parte de la recopilación de información proveniente de diversas fuentes bibliográficas referentes a la recuperación mejorada del petróleo especializada en los criterios de selección, reseñas como: libros de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR), Papers Técnicos (SPE) y Publicaciones Científicas.

El principal documento de referencia fue el “Analysis of EOR projects and updated screening criteria” de Al Adasani, Ahmad and Bai, Baojun publicado por Elsevier en 2011, el cual consiste en la actualización de los criterios de selección establecidos por: J.J. Taber; F.D. Martin; R.S. Seright.

3.2. CRITERIO DE SELECCIÓN DE MÉTODOS EOR O SCREENING

Los criterios de selección son una herramienta utilizada por los ingenieros de yacimientos para evaluar y determinar la aplicabilidad de un método de recuperación mejorada adecuado basándose en información disponible del yacimiento considerado para un proceso de EOR. Los Criterios de selección EOR se logran mediante la recopilación de datos de proyectos exitosos y analizarlos para conocer parámetros importantes y efectivos. Estos criterios determinan la aplicación y el intervalo de parámetros seleccionados para un proceso EOR.

Los parámetros para la obtener los criterios de selección son los siguientes: gravedad, viscosidad, composición del fluido, saturación de petróleo, litología de la formación, espesor, permeabilidad, profundidad y temperatura. Los métodos EOR que se mencionan a continuación se muestran en el diagrama 2: Inyección miscible de Nitrógeno, inyección miscible de gases de hidrocarburos, inyección miscible de CO_2 , inyección inmisible, inyección micelar, inyección de polímero, combustión in situ e inyección de vapor. También se debe mencionar que la inyección micelar representa a todos los micelares, ASP (alcalino-surfactante-polímero) y métodos de inyección alcalina y que también son considerados como un método EOR (Khojastehmehr, Madani, & Daryasafar, 2019).

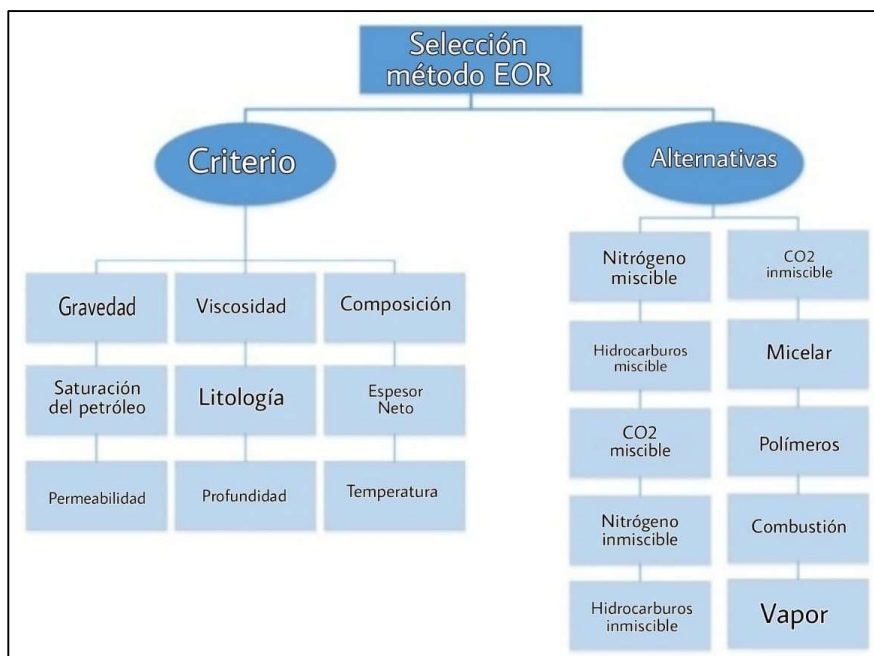


Diagrama. 2 Criterios y alternativas de los Criterios de selección EOR. Modificado de (Khojastehmehr, Madani, & Daryasafar, 2019).

3.3. ANÁLISIS DE LOS CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA LOS MÉTODOS EOR

El desarrollo del programa toma como punto de partida los criterios de selección establecidos por (Taber, Martin, & Seright, 1997) en su documento “Revisión de los criterios de selección de EOR: Introducción a los criterios de selección y proyectos de campo de recuperación mejorada”, como se muestra en la tabla 1.

Tabla. 1 Revisión de los criterios de selección métodos EOR. Modificado de (Taber, Martin, & Seright, 1997).

RESUMEN DE LOS CRITERIOS DE SELECCION PARA LOS MÉTODOS EOR										
No.	Método EOR	Propiedades del petróleo				Características del reservorio				
		Gravedad (°API)	Viscosidad (cP)	Composición	Saturación del petróleo (%)	Formación	Espesor (ft)	Permeabilidad (mD)	Profundidad (ft)	Temperatura (°F)
Métodos Inyección de gas (Miscible)										
1	Nitrógeno y gases de combustión	> 35 ↗ <u>48</u> ↗	< 0.4 ↘ <u>0.2</u> ↘	Alto C1 - C7	> 35 ↗ <u>75</u> ↗	Arenisca o Carbonato	Espesor de menor buzamiento	N.C	> 6,000	N.C
2	Hidrocarburos	> 23 ↗ <u>41</u> ↗	< 3 ↘ <u>0.5</u> ↘	Alto C2 - C7	> 30 ↗ <u>80</u> ↗	Arenisca o Carbonato	Espesor de menor buzamiento	N.C	> 4,000	N.C
3	Dióxido de carbono	> 22 ↗ <u>36</u> ↗	< 10 ↘ <u>1.5</u> ↘	Alto C5 - C12	> 20 ↗ <u>55</u> ↗	Arenisca o Carbonato	Amplio rango	N.C	> 2,500 a	N.C
1 -3	Gases Inmiscible	> 12	< 600	N.C	> 35 ↗ <u>70</u> ↗	N.C	N.C con buzamiento o buena permeabilidad	N.C	> 1,800	N.C
Inundación por agua (Mejorado)										
4	Micelares/ polímeros, ASP y alcalinas	> 20 ↗ <u>35</u> ↗	< 35 ↘ <u>13</u> ↘	Luz, intermedia. Algunos ácidos orgánicos para inyección alcalinos	> 35 ↗ <u>53</u> ↗	Preferencia Arenisca	N.C	> 10 ↗ <u>450</u> ↗	> 9,000 ↘ <u>3,250</u>	> 200 ↘ 80
5	Inundación de polímeros	> 15	< 150 > 10	N.C	> 50 ↗ <u>80</u> ↗	Preferencia Arenisca	N.C	> 10 ↗ 800 b	< 9,000	> 200 ↘ 140
Térmica/Mecánica										
6	Combustión	>10 ↗ <u>16</u> →	< 5,000 ↓ <u>1,200</u>	Algunos componentes asfálticos	> 50 ↗ <u>72</u> ↗	Arenisca de alta porosidad	> 10	> 50 c	< 911,500 ↘ <u>3,500</u>	> 100 ↗ <u>135</u>
7	Vapor	>8 ↗ <u>13.5</u> →	< 200,000 ↓ <u>4,700</u>	N.C	> 40 ↗ <u>66</u> ↗	Arenisca de alta porosidad	> 20	> 200 ↗ <u>2,540</u> ↗d	< 4,500 ↘ <u>1,500</u>	N.C
-	Minería de superficie	7 - 11	Cero flujo frío	N.C	>8	Mineable toma arena	> 10 e	N.C	>3 :1 sobrecargar a la relación de arena	N.C
--N.C no es crítico.							--c Transmisibilidad > 20 md-ft/cp			

--Los valores subrayados representan la media aproximada o el promedio de los proyectos de campo actuales.
--b> 3md de algunos depósitos de carbonato si la intención es barrer sólo el sistema de fractura.

--d Transmisibilidad > 50 md-ft/cp
--e Ver profundidad.

Una vez realizado el respectivo análisis sobre lo establecido por (Taber, Martin, & Seright) se puede apreciar que se han planteado criterios de selección para los métodos de recuperación mejorada de hidrocarburos (EOR). El desarrollo de dichos criterios se realizó basado en datos de proyectos EOR en todo el mundo en la que se tomados en cuenta las características óptimas del yacimiento / petróleo para proyectos exitosos. Los criterios de selección presentados se fundamentan en resultados de campo como en los mecanismos de recuperación de petróleo.

Taber, Martin, & Seright en su estudio proporciona criterios de selección para ocho métodos los cuales considera como los más importantes y/o prometedoros. Estos métodos EOR contienen la inyección del gas (nitrógeno, hidrocarburo, CO₂), inundación de agua [micelar/polímero, alcalino surfactante polímero (ASP); inundación de polímeros] y métodos térmicos / mecánicos (combustión in situ, vapor, minería a cielo abierto).

Realizando un análisis más descriptivo de la tabla 3, se detalla que para un parámetro dado, si el valor de “x” es mayor entonces es factible, “x” puede ser mejor para un proceso dado, los valores resaltados indican el promedio o la media del parámetro para ese método EOR. En general, los valores superior e inferior (> ó <) en la tabla resultan de la comprensión del mecanismo del proceso (experimentos de laboratorio), y también incluyen parámetros de proyectos de campo exitosos.

3.4.DESCRIPCIÓN DE LOS CRITERIOS DE SELECCIÓN

En las tablas 2-8 mostrada a continuación, el autor muestra el funcionamiento idóneo de cada uno de los métodos de recuperación mejorada, los cuales se realizaron en los diferentes estudios de laboratorio y en los trabajos exitosos de campo.

Tabla. 2 Parámetros para inyección de nitrógeno y gases.
Modificado de (Taber, Martin, & Seright, 1997).

INYECCIÓN DE NITRÓGENO Y GASES		
Descripción		
El nitrógeno y los gases de combustión son métodos de recuperación mejorada que se utilizan para desplazar el petróleo en sistemas que pueden ser miscibles o inmiscibles según la presión y la composición del petróleo. Debido a su bajo costo, se pueden inyectar grandes volúmenes de estos gases. El nitrógeno y los gases de combustión también se consideran para su uso como gases de persecución en inundaciones miscibles con hidrocarburos y CO ₂ .		
Mecanismos		
La inundación de nitrógeno y gases de combustión (1) vaporiza los componentes más livianos del petróleo, generando miscibilidad si la presión es lo suficientemente alta; (2) proporcionar un propulsor de gas donde una parte significativa del volumen del yacimiento se llena con gases de bajo costo, y (3) mejorar el drenaje por gravedad en los reservorios de inmersión (miscibles o inmiscibles).		
Guías técnicas de selección		
Petróleo	Recomendado	Rango de proyectos actuales
		38 - 54 (miscible)
Gravedad, API	>35	
Viscosidad, cP	<0.4	0.07 - 0.3
Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos ligeros	
Reservorio		
Saturación de petróleo, % PV	>40	59 - 80
Tipo de formación	Se prefieren las areniscas, pero se pueden usar en carbonatos.	
Espesor neto	Espesor de menor buzamiento	
Permeabilidad promedio	No crítico	
Profundidad, pies	> 6.000	10,000 - 18,500
Temperatura, °F	No es crítico para screening, recomendables reservorios profundos para soportar la alta presión tendrán altas temperaturas.	
Limitaciones		
La miscibilidad desarrollada solo se puede lograr con crudos ligeros y a presiones muy altas; por lo que es necesario reservorios profundos. Se requiere de un reservorio de inmersión pronunciada para permitir la estabilización por gravedad del desplazamiento. Para un drenaje por gravedad mejorado miscible o inmiscible, un reservorio de inmersión puede ser decisivo para el éxito del proyecto		
Problemas		
La digitación viscosa da como resultado una baja eficiencia de barrido vertical y horizontal. Los gases no hidrocarbonados deben separarse del gas producido. La inyección de gases de combustión ha causado problemas de corrosión. En la actualidad, se está inyectando nitrógeno en grandes proyectos exitosos que anteriormente utilizaban gases de combustión.		

Tabla. 3 Parámetros para inyección miscibles de hidrocarburos.
Modificado de (Taber, Martin, & Seright, 1997).

INYECCIÓN MISCIBLES DE HIDROCARBUROS		
Descripción		
La inundación miscible con hidrocarburos consiste en inyectar hidrocarburos ligeros a través del reservorio para formar una inundación miscible. Se han utilizado tres métodos. El método miscible de primer contacto es gas fotovoltaico de gas licuado de petróleo (GLP), como propano, acompañado de gas natural o gas y agua. El segundo método es impulsor de gas enriquecido (de condensación), consiste en inyectar un bloque de gas natural de 10 a 20% PV que se nutre con etano a través de hexano (C2 a C6), seguido de gas pobre (seco, principalmente metano) y en ocasiones agua. El tercer y más común método, llamado propulsión por gas de alta presión (vaporización), consiste en inyectar gas pobre a alta presión para vaporizar los componentes de C2 a C6 del petróleo crudo que se está desplazando.		
Mecanismos		
La inundación miscible con hidrocarburos recupera el petróleo de las siguientes maneras: generando miscibilidad (en la impulsión del gas de condensación y vaporización); aumentando el volumen de petróleo; disminuyendo la viscosidad del petróleo; y con desplazamiento de gas inmisible, especialmente drenaje por gravedad mejorado con las condiciones adecuadas del yacimiento.		
Guías técnicas de selección		
Petróleo	Recomendado	Rango de proyectos actuales
Gravedad, API	>23	24 - 54 (miscible)
Viscosidad, cP	<3	0.04 - 2.3
Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos livianos	
Reservorio		
Saturación de petróleo, % PV	>30	30 – 98
Tipo de formación	Arenisca o carbonato	
Espesor neto	Espesor de menor buzamiento	
Permeabilidad promedio	No crítico	
Profundidad, pies	>4,000	4,040 - 15,900
Temperatura, °F	La temperatura puede tener un efecto significativo sobre la presión mínima de miscibilidad (MMP); normalmente eleva la presión requerida. Sin embargo, esto se tiene en cuenta en los embalses más profundos que se necesitan para contener la alta presiones para los motores de gas pobre.	
Limitaciones		
La profundidad mínima viene determinada por la presión necesaria para mantener la miscibilidad generada. La presión requerida varía de aproximadamente 1200 psi para el proceso de GLP a 4000 a 5000 psi para el propulsor de gas de alta presión, dependiendo del crudo. Se requiere una formación de inmersión pronunciada para permitir la estabilización por gravedad del desplazamiento, que normalmente tiene una relación de movilidad desfavorable.		
Problemas		
La digitación viscosa da como resultado una baja eficiencia de barrido vertical y horizontal. Se requieren grandes cantidades de hidrocarburos. El solvente puede quedar atrapado y no recuperarse en el método LPG.		

Tabla. 4 Parámetros para inyección de dióxido de carbono.
Modificado de (Taber, Martin, & Seright, 1997).

INYECCION DE DIOXIDO DE CARBONO
Descripción

La inundación de dióxido de carbono consiste en inyectar grandes cantidades de CO₂ (30% o más del hidrocarburo fotovoltaico) en el reservorio. Aunque el CO₂ no es miscible en el primer contacto con el petróleo crudo, el CO₂ extrae los componentes livianos a intermedios del petróleo y, si la presión es lo suficientemente alta, desarrolla miscibilidad para trasladar el petróleo del yacimiento (MMP). Los desplazamientos inmiscibles son menos efectivos, pero recuperan el petróleo mejor que la inyección de agua.

Mecanismos

El CO₂ recupera el petróleo de las siguientes maneras: hinchando el crudo (el CO₂ es muy soluble en los petróleos de alta densidad); reduciendo la viscosidad del crudo; reduciendo la tensión interfacial entre el petróleo y la fase CO₂ / petróleo en las regiones casi miscibles; y por generación de miscibilidad cuando la presión es lo suficientemente alta.

Guías técnicas de selección		
Petróleo	Recomendado	Rango de proyectos actuales
Gravedad, API	> 22	27 – 44
Viscosidad, cP	< 10	0.3 – 6
Composición	Alto porcentaje de hidrocarburos intermedios (especialmente C5 a C12)	
Reservorio		
Saturación de petróleo, % PV	>20	15 – 70
Tipo de formación	Arenisca o carbonato	
Espesor neto	Espesor de menor buzamiento	
Permeabilidad promedio	No es crítico si se pueden mantener tasas de inyección suficientes.	
Profundidad y temperatura	La profundidad debe ser lo suficientemente grande para permitir presiones de inyección mayores que el MMP, que incrementa con la temperatura y para crudos más pesados. A continuación, se indican las profundidades recomendadas para las inundaciones de Co ₂ de los crudos típicos de la Cuenca Pérmica.	
	<u>Gravedad del Petróleo, °API</u>	<u>La profundidad debe ser mayor que(ft)</u>
Para inundación miscible con CO ₂	>40	2,500
	32 - 39.9	2,800
	28 - 31.9	3,300
	22 - 27.9	4,000
	<22	No es miscible, tamizado por inmisible *
Para inundaciones de CO ₂ inmisible (menor recuperación de petróleo)	13 - 21.9	1,800
	<13	Todos los depósitos de petróleo fallan a cualquier profundidad

A <1.800 pies, todos los depósitos no cumplen los criterios de selección de inundaciones miscibles o inmiscibles con CO₂ supercrítico.

Limitaciones

Se necesita una buena fuente de CO₂ de bajo costo.

Problemas

La corrosión puede causar problemas, especialmente si hay un avance temprano de CO_2 en los pozos productores.

*Todos los reservorios con crudos con densidades superiores a 22 ° API pueden calificar para algún desplazamiento inmiscible a presiones inferiores a la MMP. En general, la recuperación de petróleo reducida será proporcional a la diferencia entre el MMP y la presión de inundación lograda. [Estos criterios arbitrarios han sido seleccionados para facilitar un margen de seguridad de aproximadamente 500 pies por arriba de la profundidad típica de fractura del yacimiento para las presiones de miscibilidad requeridas (MMP) y aproximadamente 300 psi por encima de la presión crítica de CO_2 para las inundaciones inmiscibles en las profundidades someras.]

Tabla. 5 Parámetros para inyección de micelares / polímeros, ASP y alcalinas. Modificado de (Taber, Martin, & Seright, 1997).

INYECCION DE MICELARES / POLÍMERAS, ASP Y ALCALINAS

Descripción

La inundación clásica de micelas / polímeros consiste en inyectar una pastilla con agua, surfactante, polímero, electrolito (sal), y en ocasiones un codisolvente (alcohol) y posiblemente un hidrocarburo. El tamaño de la bala es a menudo de 5 a 15% PV para un sistema de alta concentración de surfactante y 15 a 50% PV para bajas concentraciones. A la pastilla de tensioactivo le sigue agua espesada con polímero. La concentración de polímero a menudo varía de 500 a 2000 mg / L, y el volumen de solución de polímero inyectada puede ser 50% PV o más.

La inundación de ASP es similar, con la diferencia que gran parte del tensioactivo se sustituye por álcali de bajo costo, por lo que las babosas pueden ser mucho más grandes, pero el costo total es menor y el polímero generalmente se incorpora en la bala más grande y diluida.

Para la inundación alcalina, gran parte del agua de inyección se alternó con bajas concentraciones del agente alcalino y los tensioactivos se generaron in situ por interacción con el petróleo y la roca. En 1997 no se tenía conocimiento de ninguna inundación activa sólo alcalina.

Mecanismos

Todos los métodos de inundación con agentes tensioactivos y alcalinos recuperan el petróleo de la siguiente manera: reduciendo la tensión interfacial entre el petróleo y el agua; solubilización de petróleo en algunos sistemas micelares; emulsificación de petróleo y agua, especialmente en los métodos alcalinos; alteración de la humectabilidad (en los métodos alcalinos); y mejorando la movilidad

Guías técnicas de selección

Petróleo	Recomendado
Gravedad, API	>20
Viscosidad, cP	<35
Composición	Los intermedios ligeros son deseables para micelares / polímeros. Ácidos orgánicos necesarios para lograr menores tensiones interfaciales con métodos alcalinos.

Reservorio	
Saturación de petróleo, % PV	>35
Tipo de formación	Areniscas preferidas
Espesor neto	No crítica
Permeabilidad promedio	>10
Profundidad, ft	Aproximadamente 9,000 pies
Temperatura, °F	< 200

Limitaciones

Se necesita un barrido de área de más del 50% en la inyección de agua. Se prefiere una formación homogénea. No es necesario cantidades elevadas de anhidrita, yeso o arcillas. Los sistemas disponibles facilitan un comportamiento óptimo en un conjunto limitado de condiciones. Con los tensioactivos disponibles comercialmente, los cloruros de agua de formación deben ser <20.000 ppm y los iones divalentes (Ca ++ y Mg ++) <500 ppm.

Problemas

Sistemas complicados y costosos. Posibilidad de separación cromatográfica de productos químicos en reservorios. Alta adsorción de tensioactivo. Interacciones entre tensioactivo y polímero. Degradación de productos químicos a alta temperatura.

Tabla. 6 Parámetros para inyección de polímeros. Modificado de (Taber, Martin, & Seright, 1997).

INYECCIÓN DE POLÍMEROS					
Descripción					
La inundación de polímeros consiste en proporcionar un mejor desplazamiento y eficiencias de barrido volumétrico durante una inundación de agua. En la inundación de polímeros, ciertos polímeros de alto peso molecular (poliacrilamida o xantano) se deslíen en el agua de inyección para reducir la movilidad del agua. Se utilizan concentraciones de polímero de 250 a 2000 mg / L; Los tratamientos de tamaño adecuado necesitan de un 25 a un 60% de PV del reservorio.					
Mecanismos					
Los polímeros mejoran la recuperación de la siguiente manera: aumentando la viscosidad del agua; disminuyendo la movilidad del agua; y entran en contacto con un volumen mayor del depósito.					
Guías técnicas de selección					
Petróleo	Recomendado			Rango de proyectos actuales	
Gravedad, API	>15			14 - 43	
Viscosidad, cP	<150 (Preferiblemente <100 >10)			1 - 80	
Composición	No crítico				
Reservorio					
Saturación de petróleo, %	>50			50 – 92	
PV					
Tipo de formación	Se prefieren las areniscas, pero se pueden usar en carbonatos				
Espesor neto	No crítico				
Permeabilidad promedio	>10 mD**			10 - 15,000	
Profundidad, pies	<9,000			1,300 - 9,600	
Temperatura, °F	<200 para minimizar la degradación			80 – 185	
Propiedades de los proyectos de campo de inundación de polímeros					
Propiedades	1980 (171 proyectos)	Marmul	Oerrel	Courtenay	Daqing
Relación de viscosidad petróleo / agua a temperatura del yacimiento	<u>9.4</u>	<u>114</u>	<u>39</u>	<u>50</u>	<u>15</u>
Temperatura del reservorio, °F	120	115	136	86	113
Permeabilidad. mD	75	5,000	2000	2000	870
% OOIP presente al inicio	76	≈ 92	81,5	78	71

WOR al inicio	3	1	4	8	10
Concentración de HPAM, ppm	460	1000	1500	900	1000
Lb polímero / acre-pie	25	373	162	520	271
IOR proyectado, % OOIP	4.9	25***	-13	30	11
Proyectado petróleo/polímero bbl/lb	1.1	1.2	≈ 1.4	0.96	0.57
Proyectado petróleo/ acre-ft bbl	27	461	≈ 230	499	155

Limitaciones/Problemas.

* Estas guías de selección son muy amplias. Al identificar candidatos de inundación de polímero, recomendamos que las características del yacimiento y las características de inundación de polímero estén cerca de las de los cuatro proyectos exitosos mostrados en la tabla.

** En yacimientos donde la permeabilidad de la roca es menor de 50 mD, el polímero puede barrer solo las fracturas de manera efectiva a menos que el peso molecular del polímero sea suficientemente bajo.

*** IOR sobre producción primaria solo para este caso. Para los demás, IOR es incremental sobre la inundación de agua.

Tabla. 7 Parámetros para inyección de combustión in situ.

Modificado de (Taber, Martin, & Seright, 1997).

INYECCION DE COMBUSTIÓN IN SITU		
Descripción		
La combustión in situ implica iniciar un incendio en el reservorio e inyectar aire para mantener la quema de parte del petróleo crudo. La técnica más común es la combustión directa en la que el reservorio se enciende en un pozo de inyección y se inyecta aire para propagar el frente de combustión lejos del pozo. Una de las variantes de esta técnica es una combinación de combustión directa e inyección de agua y la combustión inversa en la que se inicia un incendio en un pozo que eventualmente se convertirá en un pozo productor, y luego se cambia la inyección de aire a los pozos adyacentes.		
Mecanismos		
La combustión in situ recupera el petróleo mediante: la aplicación de calor que se transporta corriente por conducción y convección, reduciendo así la viscosidad del petróleo; los productos de la destilación por conducción y el craqueo térmico que se transportan para mezclar y mejorar el crudo; quemar coque que se produce a partir de los extremos pesados del petróleo; y la presión suministrada al reservorio por aire inyectado.		
Guías técnicas de selección		
Petróleo	Recomendado	Rango de proyectos actuales
Gravedad, API	10 – 27	10 – 40
Viscosidad, cP	< 5,000	6 - 5,000
Composición	Algunos componentes asfálticos	
Reservorio		
Saturación de petróleo, % PV	> 50	62 – 94
Tipo de formación	Arena o arenisca de alta porosidad	
Espesor neto	>10	
Permeabilidad promedio	>50	85 - 4,000
Profundidad, pies	<11,500	400 - 11,300
Temperatura, °F	>100	100 – 22

Limitaciones

Si no se coloca suficiente coque del petróleo que se quema, el proceso de combustión no se mantendrá; esto evita la aplicación de aceites parafínicos de alta densidad. Si se coloca un exceso de coque, la velocidad de avance de la zona de combustión será lenta y la cantidad de aire necesaria para mantener la combustión será alta. La saturación y la porosidad del crudo deben ser altas para minimizar la pérdida de calor a la roca. En formaciones gruesas el proceso tiende a barrer la parte superior del yacimiento, por lo que la eficiencia de barrido es pobre.

Problemas

Razón de movilidad adversa. Avance temprano del frente de combustión (y mezclas de gases que contienen O₂). Proceso complejo que requiere una gran inversión de dinero y es difícil de controlar. Los gases de combustión producidos logran mostrar problemas ambientales. Problemas operacionales, como corrosión severa ocasionada por agua caliente de pH bajo, emulsiones graves de petróleo / agua, aumento de la producción de arena, deposición de carbón o cera y fallas de tuberías en los pozos de producción como consecuencia de las temperaturas elevadas.

*Tabla. 8 Parámetros para inyección de vapor.
Modificado de (Taber, Martin, & Seright, 1997).*

INYECCION DE VAPOR		
Descripción		
La inundación por vapor implica la inyección continua de vapor de calidad de aproximadamente un 80% para desplazar el petróleo crudo hacia los pozos de producción. La práctica normal es preceder y acompañar a la propulsión a vapor por una estimulación cíclica con vapor de los pozos productores (huff and puff).		
Mecanismos		
El vapor recupera el petróleo crudo de las siguientes maneras: calentando el petróleo y reduciendo su viscosidad; suministrando la presión para impulsar el petróleo al pozo productor; y destilación al vapor, especialmente en crudos ligeros.		
Guías técnicas de selección		
Petróleo	Recomendado	Rango de proyectos actuales
Gravedad, API	8 – 25	8 - 27
Viscosidad, cP	<100,000	10 - 137,000
Composición	No crítico	
Reservorio		
Saturación de petróleo, % PV	>40	35 - 90
Tipo de formación	Se prefiere arena o arenisca con alta porosidad y permeabilidad	
Espesor neto	>20	
Permeabilidad promedio	>200 mD	63 - 10,000
Transmisibilidad, mD-ft/cP	>50	
Profundidad, pies	<5,000	150 - 4,500
Temperatura, °F	No crítico	60 - 280

Limitaciones

Las saturaciones de petróleo deben ser bastante altas y la zona productiva debe tener más de 20 pies de espesor para minimizar las pérdidas de calor a las formaciones adyacentes. Los crudos más ligeros y menos viscosos se pueden inundar con vapor, pero normalmente no lo será si el reservorio responde a una inundación de agua ordinaria. La inyección de vapor se aplica a los crudos viscosos en areniscas masivas de alta permeabilidad o arenas no consolidadas. Debido al exceso de pérdidas de calor en el pozo, los yacimientos inundados con vapor deben ser lo más superficiales posible siempre que se pueda mantener la presión para tasas de inyección suficientes.

3.5. ANÁLISIS DE LOS DATOS PUBLICADOS EN EL ARTÍCULO “ANÁLISIS DE PROYECTOS EOR Y CRITERIOS DE SELECCIÓN ACTUALIZADOS”

El diseño del presente programa está basado en la publicación denominada “Análisis de proyectos EOR y criterios de selección actualizados” realizado por Adasani & Bai en 2011, el cual es una actualización del trabajo elaborado por (Taber, Martin, & Seright). El análisis realizado por el autor para la selección de los métodos de recuperación mejorada es considerando diversos proyectos exitosos hechos a nivel mundial y publicaciones realizadas desde 1998 hasta 2010, de esta manera construye una base de datos que consta de 652 proyectos EOR.

Los métodos EOR basan su análisis en el comportamiento de las propiedades del petróleo y del yacimiento a través del tiempo, creando una base de datos que proporciona un perfil de tendencias para determinar rangos de las propiedades del yacimiento que se ajusten para cada método, Una de las publicaciones ampliamente citadas en EOR Criterios publicado por (Taber, Martin, & Seright), que consistía en la comparación de once métodos EOR, frente a nueve propiedades de reservorio. En la Tabla 9 se muestra una actualización a este criterio, en el cual se toman en cuenta todo tipo de características del reservorio, lo cual permite realizar un estudio más extenso de los beneficios de aplicación, inclusive de métodos más precisos según el requerimiento, la actualización ha logrado fomentar el avance en la recuperación de hidrocarburos al introducir tecnologías innovadoras que permiten reclasificar las reservas que habían sido proyectadas (Al Adasani & Bai, 2011).

Tabla. 9 *Crterios de seleccin actualizados*

Modificado de (Al Adasani & Bai, 2011)

Propiedades del Petróleo					Características del Reservorio						
SN	Métodos EOR	# Proyectos	Gravedad (API)	Viscosidad (cp)	Porosidad (%)	Saturación (%)	Tipo de Formación	Permeabilidad (md)	Espesor Neto	Profundidad (ft)	Temperatura (°F)
Inyección de gas miscible											
1	CO2	153	22-45 Prom. 37	35-0 Prom. 2,08	3-37 Prom. 15,15	15-89 Prom. 46	Arenisca o carbonato	1,5-4500 Prom. 209,73	Rango Amplio	1500-13365 Prom. 6230,17	82-257 Prom. 138,10
2	Hidrocarburo	67	23-57 Prom. 38,3	18000-0,04 Prom. 286,1	4,25-45 Prom. 14,5	30-98 Prom. 71	Arenisca o carbonato	0.1-5000 Prom. 726,2	Delgado a menos que se sumerja	4000-15900 Prom. 8343,6	85-329 Prom. 202,2
3	WAG	3	33-39 Prom. 35,6	0,3-0,9 Prom. 0,6	11-24 Prom. 18,3	No Crítico	Arenisca	130-1000 Prom. 1043,3	No Crítico	7545-8887 Prom. 8216,8	194-253 Prom. 229,4
4	Nitrógeno	3	35-54 Prom. 47,6	0,2-0 Prom. 0,07	7,5-14 Prom. 11,2	0,4-0,8 Prom. 0,78	Arenisca o carbonato	0,2-35 Prom. 15,0	Delgado a menos que se sumerja	6000-18500 Prom. 14633,3	190-325 Prom. 266,6
Inyección de gas inmisible											
5	Nitrógeno	8	16-54 Prom. 34,6	18000-0 Prom. 2256,8	11-28 Prom. 19,46	47-98,5 Prom. 71	Arenisca	3-2800 Prom. 1041,7	No Crítico	1700-18500 Prom. 7914,2	82-325 Prom. 173,1
6	CO2	16	11-35 Prom. 22,6	592-0,6 Prom. 65,5	17-32 Prom. 26,3	42-78 Prom. 56	Arenisca o carbonato	30-1000 Prom. 217	No Crítico	1150-8500 Prom. 3385	82-198 Prom. 124
7	Hidrocarburo	2	22-48 Prom. 35	4-0,25 Prom. 2,1	5-22 Prom. 13,5	75-83 Prom. 79	Arenisca	40-1000 Prom. 520	No Crítico	6000-7000 Prom. 5500	170-180 Prom. 175
8	Hidrocarburo + WAG	14	9,3-41 Prom. 31	16000-0,17 Prom. 3948,2	18-31,9 Prom. 25,09	Prom. 88	Arenisca o carbonato	100-6600 Prom. 2392	No Crítico	2650-9199 Prom. 7218,71	131-267 Prom. 198,7
Métodos Químicos											
9	Polímeros	53	13-42,5 Prom. 26,6	4000-0,4 Prom. 123,2	10,4-33 Prom. 22,5	34-82 Prom. 64	Arenisca	1,8-5500 Prom. 834,1	No Crítico	9460-700 Prom. 4221,9	237,2-74 Prom. 167
10	Polímero Alcalino Surfactante (ASP)	13	20-35 Prom. 32,6	6500-11 Prom. 875,8	26-32 Prom. 26,6	35-74,8 Prom. 73,7	Arenisca	596-1520	No Crítico	3900-2723 Prom. 2984,5	158-80 Prom. 121,6
11	Surfactante + P/A	4	22-39 Prom. 31,75	15,6-2,63 Prom. 7,08	14-16,8 Prom. 15,6	43,5-53 Prom. 49	Arenisca	50-60 Prom. 56,67	No Crítico	5300-625 Prom. 3406,25	155-122 Prom. 126,33
Métodos Mecánicos/Termal											
12	Combustión	27	10-38 Prom. 23,6	5000-1,44 Prom. 504,8	14-35 Prom. 23,3	50-94 Prom. 67	Arenisca o carbonato	10-15000 Prom. 1981,5	>10	400-11500 Prom. 5569,6	64,4-230 Prom. 175,5
13	Vapor	274	8-38 Prom. 14,61	5E6-3 Prom. 32594,96	12-65 Prom. 32,2	35-90 Prom. 66	Arenisca	1-15001 Prom. 2669,70	>20	200-9000 Prom. 1647,42	10-350 Prom. 105,91
14	Agua Cliente	10	12-25 Prom. 18,6	8000-170 Prom. 2002	25-37 Prom. 31,2	15-85 Prom. 58,5	Arenisca	900-6000 Prom. 3346	**	500-2950 Prom. 1942	75-35 Prom. 98,5
15	Minería Superficie	**	(7)-(11)	Flujo frío cero	No Crítico	>8 wt% arena	Arena de alquitrán	No Crítico	>10	>3:1 relación de sobrecarga a arena	No Crítico
Microbiano											
16	Microbiano	4	12-33 Prom. 26,6	8900-1,7 Prom. 2977,5	12-26 Prom. 19	55-65 Prom. 60	Arenisca	180-200 Prom. 190	**	1572-3464 Prom. 2445,3	86-90 Prom. 88

3.5.1. Análisis de los criterios de selección actualizados.

De los parámetros correspondientes a la actualización realizada en la tabla 10 se interpreta lo siguiente:

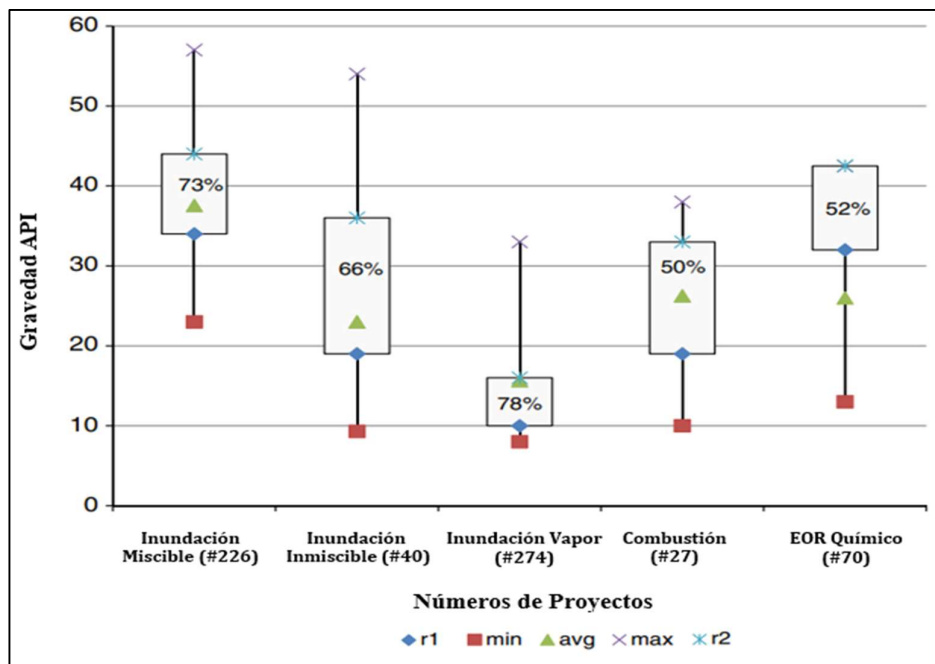
Tabla. 10 Interpretación de los criterios de selección actualizados.

Método Miscibles e Inmiscibles														
	°API		Viscosidad (cP)		Porosidad (%)		Saturación (%)		Permeabilidad (mD)		Profundidad (ft)		Temperatura (°F)	
Método	Rango	Optimo	Rango	Optimo	Rango	Optimo	Rango	Optimo	Rango	Optimo	Rango	Optimo	Rango	Optimo
CO2	22-45	37	35 - 0	2.08	3 - 37	15.15	15 - 89	46	1.5 - 4500	209.73	1500 - 13365	6230.17	82 - 257	138.10
Hidrocarburos	23-57	38.3	18000 - 0.04	286.1	4.25 - 45	14.5	30 - 98	71	0.1 - 5000	726.2	4000 - 15900	8343.6	85 - 329	202.2
WAG	33-39	35.6	0.3 - 0.9	0.6	11 - 24	18.3	18.7 - 87.3	No Critico	130 - 1000	1043.3	7545 - 8887	8216.8	194 - 253	229.4
Nitrógeno	35-54	47.6	0.2 - 0	0.07	7.5 - 14	11.2	0.76 - 0.8	0.78	0.2 - 35	15.0	6000 - 18500	14633.3	190 - 325	266.6
Gases inmiscibles	9.3-54	23	18.000 - 0	3960	5 - 32	24.5	42 - 98.5	62	3 - 6600	1100	1700 - 18500	5710	82 - 325	160
Método Químico														
	°API		Viscosidad (cP)		Porosidad (%)		Saturación (%)		Permeabilidad (mD)		Profundidad (ft)		Temperatura (°F)	
Método	Rango	Optimo	Rango	Optimo	Rango	Optimo	Rango	Optimo	Rango	Optimo	Rango	Optimo	Rango	Optimo
Polímero	13-42.5	26.5	4000 - 0.4	123.2	10.4 - 33	22.5	34 - 82	64	1.8 - 5500	834.1	9460 - 700	4221.9	237.2 - 74	167
ASP	20-35	32.6	6500 - 11	875.8	26 - 32	26.6	35 - 74.8	73.7	10 - 1520		9000 - 2723	2984.5	200 - 80	121.6
Surfactante	22-39	31.75	15.6 - 2.63	7.08	14 - 16.8	15.6	43.5 - 53	49	50 - 60	56.67	5300 - 625	3406.25	155 - 122	126.33
Método Térmicos														
	°API		Viscosidad (cP)		Porosidad (%)		Saturación (%)		Permeabilidad (mD)		Profundidad (ft)		Temperatura (°F)	
Método	Rango	Optimo	Rango	Optimo	Rango	Optimo	Rango	Optimo	Rango	Optimo	Rango	Optimo	Rango	Optimo
Combustión	10-38	23.6	5000 - 1.44	504.8	14 - 35	23.3	50 - 94	67	10 - 15000	1981.5	400 - 11500	5569.6	64.4 - 230	175.5
Vapor	8-33	14.61	5E6 - 3	32594.96	12 - 65	32.2	35 - 90	66	1 - 15001	2669.70	200 - 9000	1647.42	10 - 350	105.91
MEOR														
	°API		Viscosidad (cP)		Porosidad (%)		Saturación (%)		Permeabilidad (mD)		Profundidad (ft)		Temperatura (°F)	
Método	Rango	Optimo	Rango	Optimo	Rango	Optimo	Rango	Optimo	Rango	Optimo	Rango	Optimo	Rango	Optimo
Microbial	12-33	23.6	5000 - 1.44	2977.5	12 - 26	19	55 - 65	60	180 - 200	190	1572 - 3464	2445.3	86 - 90	88

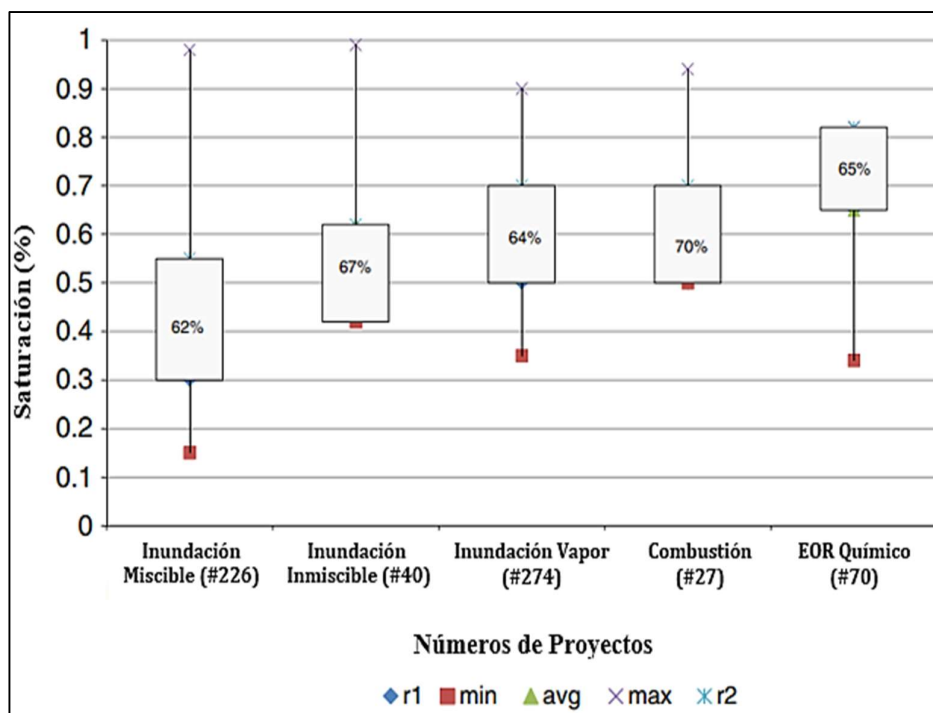
3.5.2. Interpretación de gráficos porcentuales.

Los gráficos porcentuales ayudan a visualizar la capacidad que presenta cada método al ser aplicado, si solo se examinan los valores máximos o mínimos, esto puede afectar negativamente el criterio de selección. Los procesos EOR se grafican tomando en cuenta un comportamiento completo de las propiedades seleccionadas del reservorio frente a los métodos de recuperación como se muestran en las gráficas 1-7, para analizar en base a su reacción, que método contribuirá en mayor medida a la recuperación de hidrocarburos.

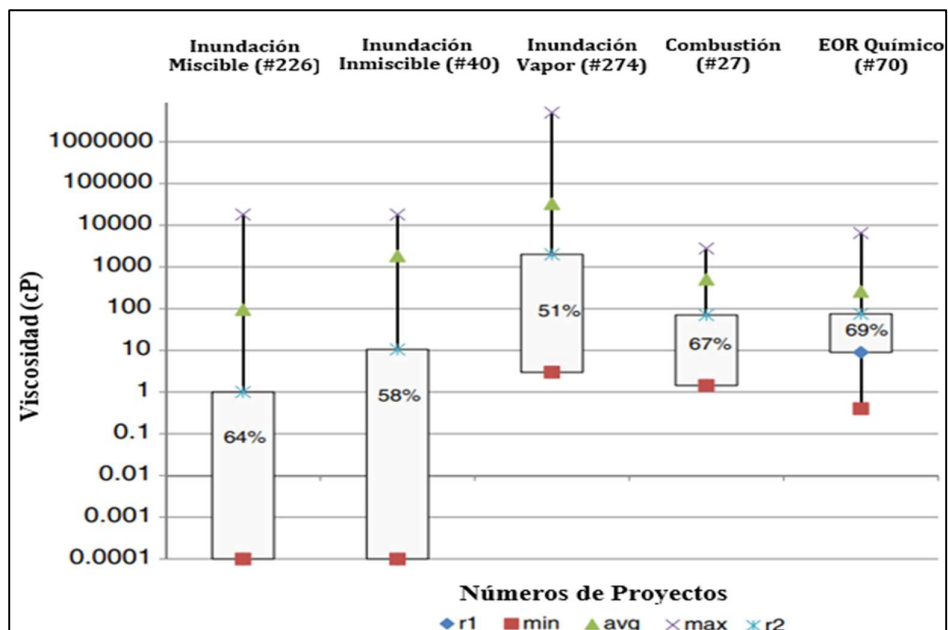
Analizando los proyectos con respecto a las características del reservorio se determina que los valores mínimos y máximos fueron identificados para cada uno de los cinco métodos EOR, con un el recuadro rojo indica el mínimo y la cruz violeta indica el valor máximo. Luego se determina el valor promedio para cada uno de los métodos de EOR y el resultado se representa como un triángulo verde, el siguiente paso es identificar el número de proyectos para cada propiedad desde el mínimo hasta el máximo. Por lo tanto, r1 (diamante azul) a r2 (asterisco celeste) de esta manera obteniendo el rango donde se han implementado la mayoría de los proyectos de inyección.



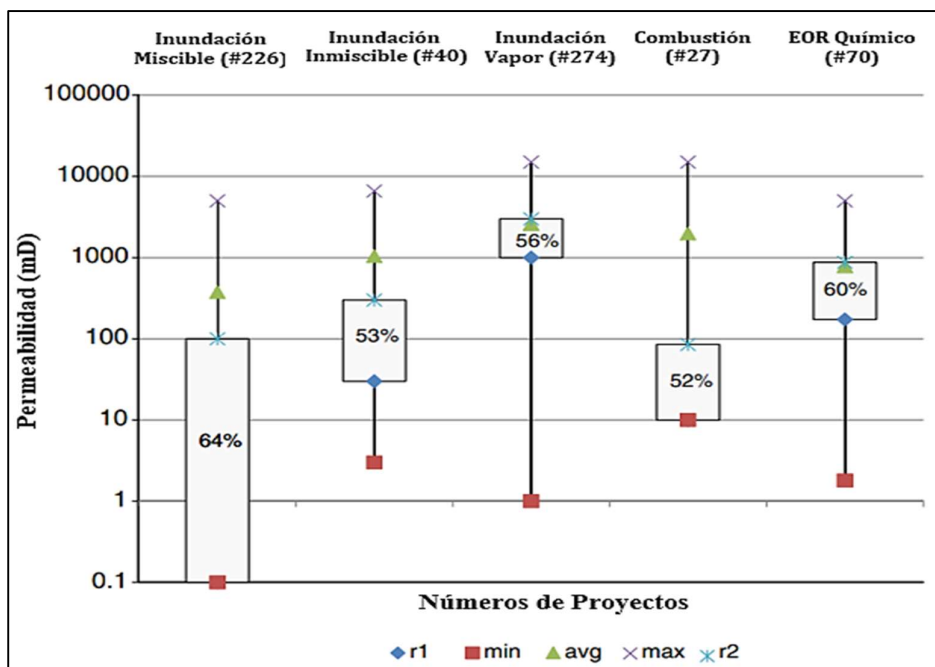
Gráfica. 1 Rangos de Gravedad API del petróleo vs. Números de proyectos. Modificado de (Al Adasani & Bai, 2011).



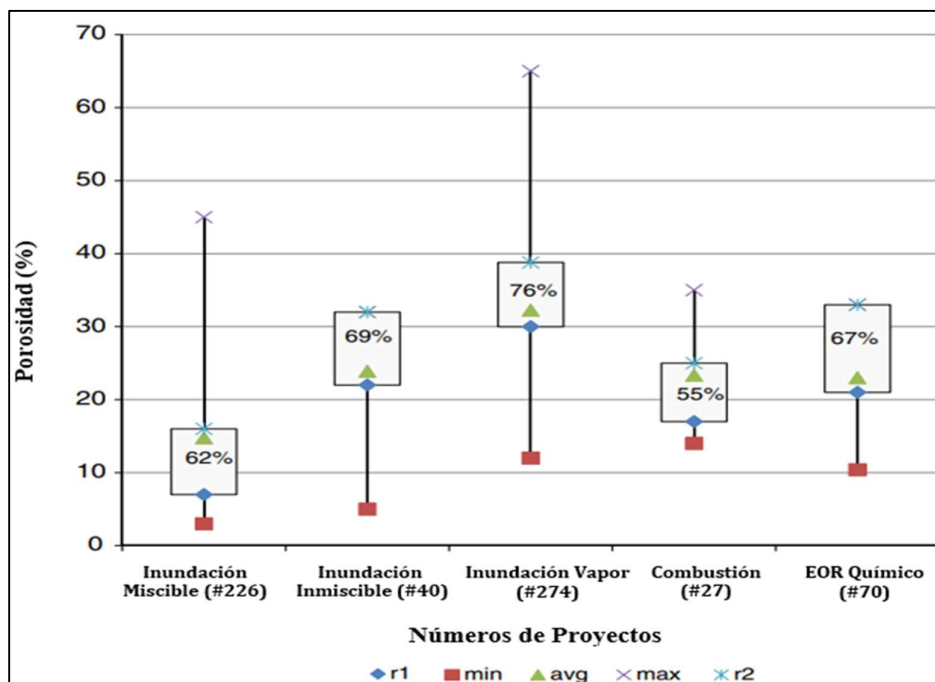
Gráfica. 2 Rangos de saturación del petróleo vs. Números de proyectos.
Modificado de (Al Adasani & Bai, 2011).



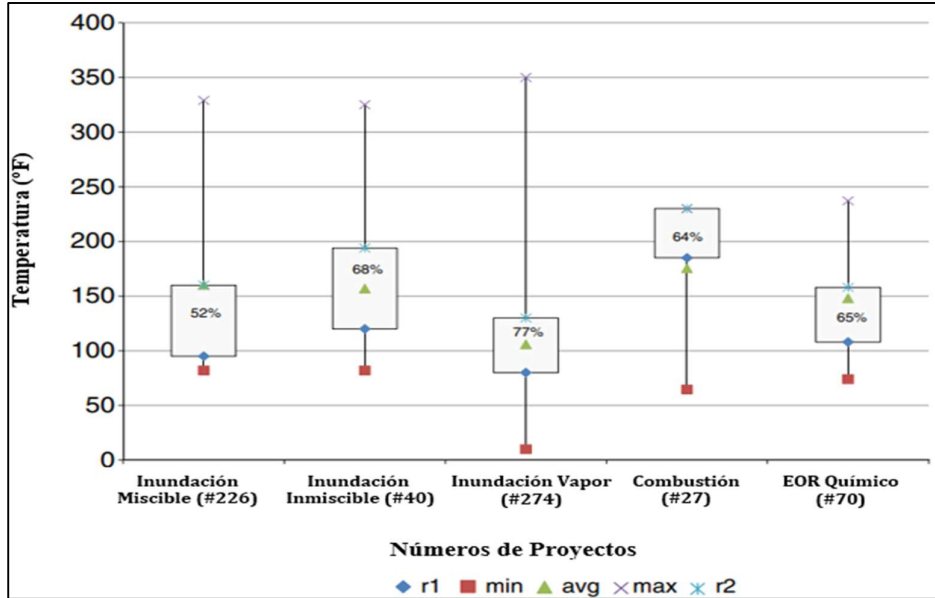
Gráfica. 3 Rangos de viscosidad del petróleo vs. Números de proyectos.
Modificado de (Al Adasani & Bai, 2011).



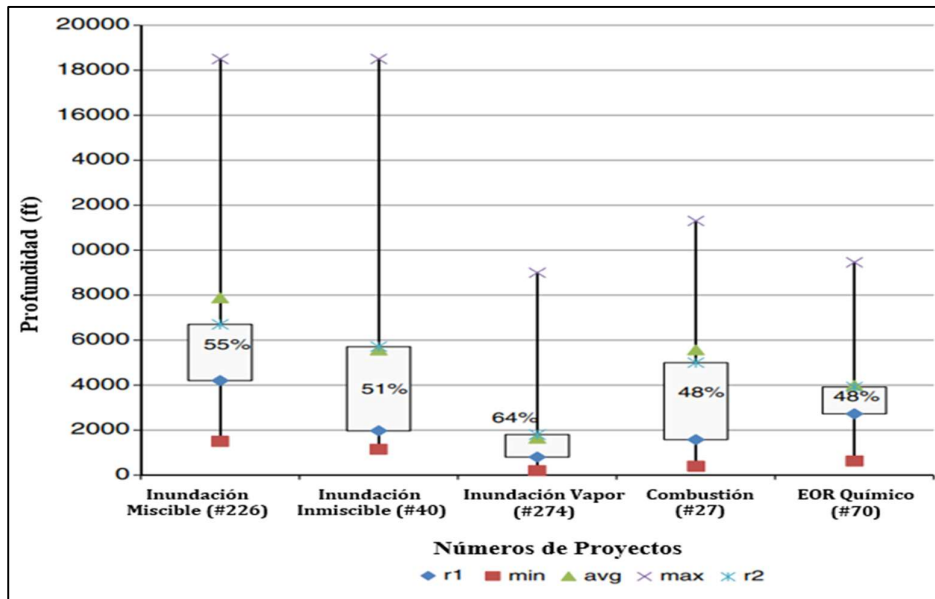
Gráfica. 4 Rangos de permeabilidad de la roca vs. Números de proyectos.
Modificado de (Al Adasani & Bai, 2011).



Gráfica. 5 Rangos de porosidad de la roca vs. Números de proyectos.
Modificado de (Al Adasani & Bai, 2011).



Gráfica. 6 Rangos de temperatura vs. Números de proyectos.
Modificado de (Al Adasani & Bai, 2011).



Gráfica. 7 Rangos de profundidad vs. Números de proyectos.
Modificado de (Al Adasani & Bai, 2011).

Como se mencionó antes, para obtener una visión más precisa de los beneficios de aplicación de los procesos EOR, es preferible adoptar tres enfoques que son: los valores

mínimos, máximos y promedios como se muestra en las gráficas 1-7, para especificar las propiedades del yacimiento y seleccionar el método adecuado.

3.6. ANÁLISIS DE LOS PARÁMETROS CONSIDERADOS PARA EL DESARROLLO DEL PROGRAMA

En la tabla 11 se establecen los parámetros mínimos y máximos para cada método de recuperación mejorada en base al análisis de los datos publicados en el artículo “Análisis de Proyectos EOR y criterios de selección actualizados”.

Tabla. 11 Parámetros máximos y mínimos de los criterios de selección actualizados.

Gases miscibles							
Parámetros	°API	Viscosidad (cP)	Porosidad (%)	Saturación del petróleo (%)	Permeabilidad (mD)	Profundidad (ft)	Temperatura (°F)
Mínimo	22	0.0001	3	0.4	0.1	1500	82
Máximo	57	18000	45	98	5000	18500	329
Gases Inmiscibles							
Parámetros	°API	Viscosidad (cP)	Porosidad (%)	Saturación del petróleo (%)	Permeabilidad (mD)	Profundidad (ft)	Temperatura (°F)
Mínimo	9.3	0.0001	5	42	3	2650	82
Máximo	54	18000	32	98.5	6600	18500	325
Métodos químicos							
Parámetros	°API	Viscosidad (cP)	Porosidad (%)	Saturación del petróleo (%)	Permeabilidad (mD)	Profundidad (ft)	Temperatura (°F)
Mínimo	13	0.4	10.4	34	1.8	625	74
Máximo	42.5	6500	33	82	5500	9460	237.2
métodos térmicos							
Parámetros	°API	Viscosidad (cP)	Porosidad (%)	Saturación del petróleo (%)	Permeabilidad (mD)	Profundidad (ft)	Temperatura (°F)
Mínimo	8	1.44	12	35	1	200	10
Máximo	38	5000000	65	94	15001	11300	350

Esos rangos de operación se realizaron en base a los datos de los 652 proyectos EOR que han funcionado exitosamente

CAPITULO IV

DISEÑO DEL PROGRAMA

4.1. DIAGRAMA DE FLUJO DEL FUNCIONAMIENTO DEL PROGRAMA

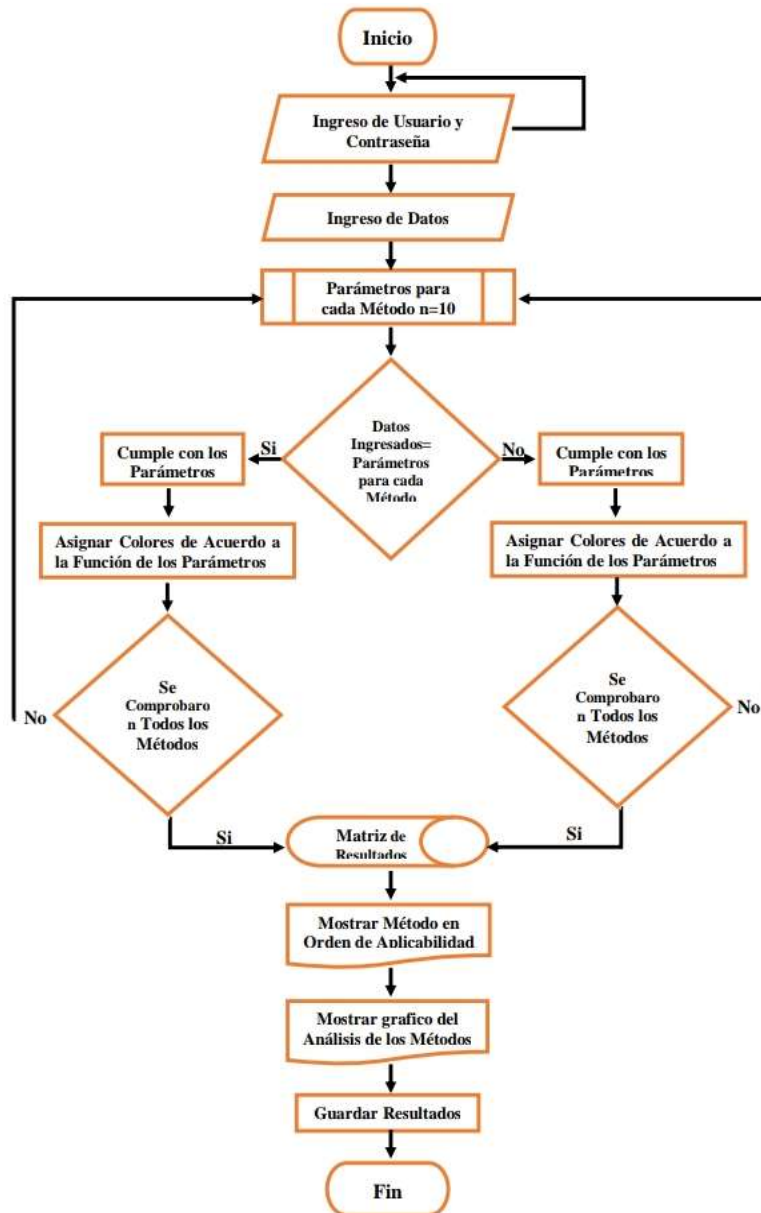


Diagrama. 3 Diagrama de flujo del proceso de selección del programa ScreenEOR. Elaborado por Jorge Orrala & Marco Salas.

4.2.DESARROLLO DEL PROGRAMA

El desarrollo del programa ScreenEOR, se realizó utilizando el software MATLAB que es un lenguaje de alto nivel con un sistema de cómputo numérico y orientado por un lenguaje propio que ofrece el desarrollo de aplicaciones de proyectos en donde se utilizan altos cálculos matemáticos y de visualización gráfica, tales como científicos e ingeniería. MATLAB desarrolla aplicaciones con un lenguaje de programación propio (lenguaje M), bajo un entorno de desarrollado integrado (IDE), orientado a matrices.

Unas de las características de Matlab es que ofrece una programación sencilla, contiene una amplia biblioteca de matemática, abundantes herramientas gráficas y continuidad entre valores enteros, reales y complejos lo que hace posible un mejor desarrollo de algoritmos, modelación y simulación de datos, gráficos para el Análisis y visualización de datos de ingeniería y el desarrollo de aplicaciones personalizadas, incluyendo herramientas para la construcción de interfaces gráficas (Suarez, 2013).

4.3.PRESENTACIÓN DEL PROGRAMA SCRENEOR

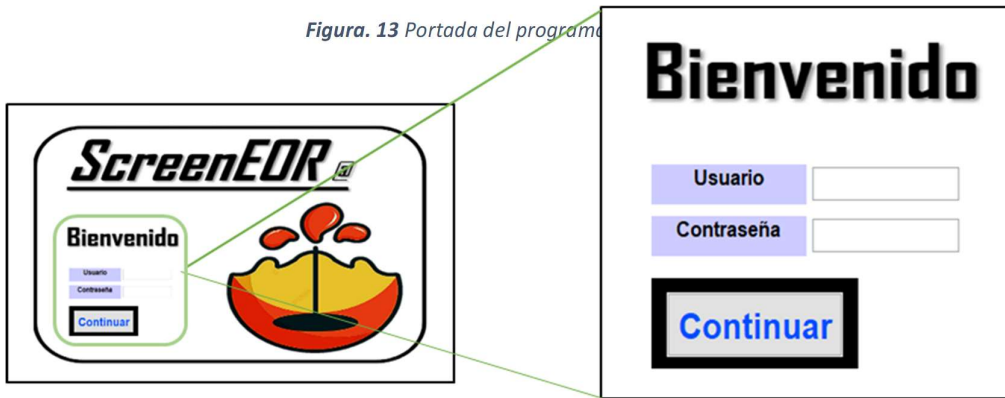
Al ingresar al programa se puede apreciar la ventana de inicio, donde se deberá ingresar el usuario y la contraseña para tener acceso al programa (ver figura 13), lo que permite darle seguridad al mismo. Para la ventana de inicio se utilizó la imagen tal tomada la página de diseños pngtree.com.



Figura. 12 Imagen para el diseño del programa (pngtree).



Figura. 13 Portada del programa



Al iniciar la sesión se ingresa a la ventana principal, donde la figura 14 se puede observar las diferentes funciones del programa.

Figura. 14 Ventana de inicio de sesión.

Propiedades	Gravedad API	Viscosidad	Porosidad	Saturación de Petróleo	Tipo de Formación	Composición	Temperatura	Profundidad	Permeabilidad	Espesor
Gases Miscibles e Inmiscibles										
Nitrógeno y gas de combustión	>35	< 0.2	>7.5	>40	Arenisca o carbonato	Alto %C1-C7	<325	<18 500	>0.2	Delgado
Hidrocarburos	>23	<18 000	>4.25	>30	Arenisca o carbonato	Alto %C2-C7	<239	<15 900	>0.1	Delgado
CO2	>22	<35	>3	>15	Arenisca o carbonato	Alto %C5-C12	<257	<13 365	>1.5	Amplio Rango
WAG	>33	<0.9	>11	No Crítico	Arenisca	No Crítico	<253	<8887	>130	No Crítico
Gases Inmiscibles	>9.3	<18 000	>5	>42	No Crítico	No Crítico	<325	<18 500	<6600	No Crítico
Químicos										
Polímeros	>13	<4000	>10.4	>34	Arenisca	No Crítico	<237.2	<9460	>1.8	No Crítico
Surfactantes + P/A	>22	<15.6	>14	>43.5	Arenisca	No Crítico	<155	<5300	>50	No Crítico
ASP	>20	<6500	>26	>35	Arenisca	Ligero intermedio	<200	<9000	>10	No Crítico
Térmicos										
Combustión in Situ	>10	<5000	>14	>50	Arenisca o carbonato	Asfálticos	<230	<11 500	>10	>10
Inyección de Vapor	>8	<5 E6	>12	>35	Arenisca	No Crítico	<350	<9000	>1	>20
Microbial										
Microbial	>12	<8900	>12	>55	Arenisca	No Crítico	<90	<3464	>180	No Crítico

Figura. 15 Ventana principal.

En la figura 15 se observa la ventana donde se ingresan los parámetros.

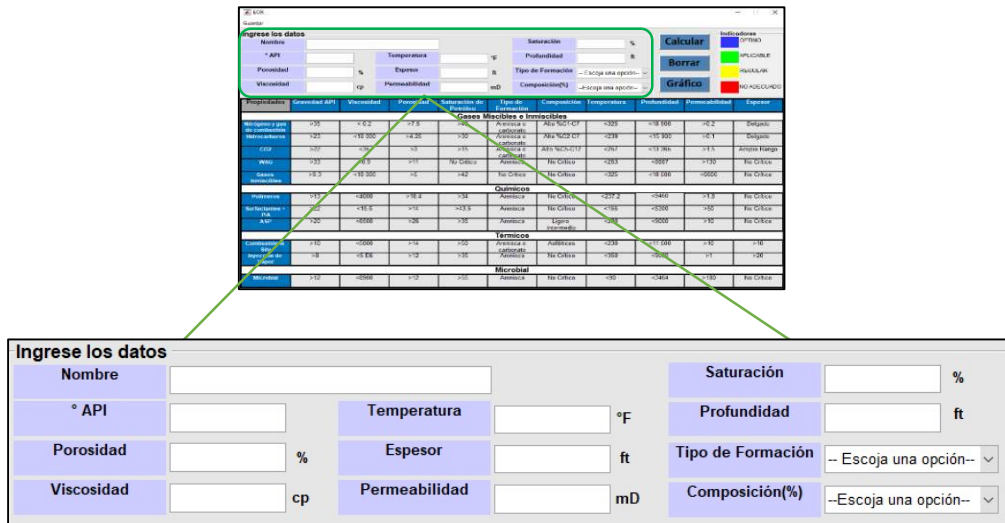


Figura. 16 Ingreso de datos.

Ingresado los datos correspondientes a analizar se podrá apreciar los primeros resultados donde el grado de aplicabilidad se indica a través de colores.

Propiedades	Gravedad API	Viscosidad	Porosidad	Saturación de Petróleo	Tipo de Formación	Composición	Temperatura	Profundidad	Permeabilidad	Espesor
Gases Miscibles e Inmiscibles										
Nitrógeno y gas de combustión	>35	< 0.2	>7.5	>40	Arenisca o carbonato	Alto %C1-C7	<325	<18 500	>0.2	Delgado
Hidrocarburos	>23	<18 000	>4.25	>30	Arenisca o carbonato	Alto %C2-C7	<239	<15 900	>0.1	Delgado
CO2	>22	<35	>3	>15	Arenisca o carbonato	Alto %C5-C12	<257	<13 365	>1.5	Amplio Rango
WAG	>33	<0.9	>11	No Crítico	Arenisca	No Crítico	<253	<8887	>130	No Crítico
Gases Inmiscibles	>9.3	<18 000	>5	>42	No Crítico	No Crítico	<325	<18 500	<6600	No Crítico
Químicos										
Polímeros	>13	<4000	>10.4	>34	Arenisca	No Crítico	<237.2	<9460	>1.8	No Crítico
Surfactantes + P/A	>22	<15.6	>14	>43.5	Arenisca	No Crítico	<155	<5300	>50	No Crítico
ASP	>20	<6500	>25	>35	Arenisca	Ligero intermedio	<200	<9000	>10	No Crítico
Térmicos										
Combustión in Situ	>10	<5000	>14	>50	Arenisca o carbonato	Asfálticos	<230	<11 500	>10	>10
Inyección de Vapor	>8	<5 E6	>12	>35	Arenisca	No Crítico	<350	<9000	>1	>20
Microbial										
Microbial	>12	<8900	>12	>55	Arenisca	No Crítico	<90	<3464	>180	No Crítico

Figura. 17 Análisis visual.

Los indicadores mostrados en la figura 17 son un apoyo para el análisis visual, el cual esta expresado por medio de colores, ya que facilitan el entendimiento cuando un parámetro cumple o no con los rangos adecuados de cada método.



Figura. 18 Indicadores de aplicabilidad.

En la figura 18 se muestra la ventana de GRAFICO, donde presentan los resultados de manera gráfica en la parte derecha y la jerarquización de los métodos en el lado izquierdo, mostrando los métodos de mayor aplicabilidad hasta el menos óptimo con sus respectivos porcentajes de aplicación.

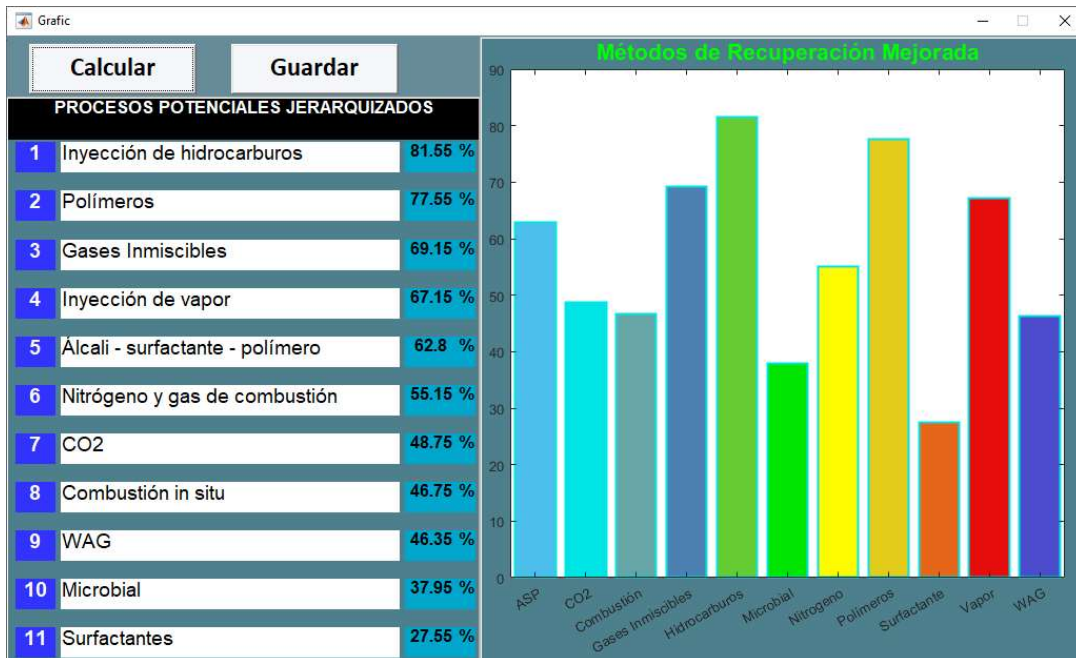


Figura. 19 Grafico y jerarquización de métodos.

CAPITULO V

ANÁLISIS DE RESULTADO

Para la verificación del funcionamiento del programa se consideró los campos de Indonesia debido al éxito obtenido en la implementación de proyectos EOR. Esta información nos sirve para validar el resultado que proyecte el programa con el método óptimo al momento de realizar el criterio de selección, ya que deberá coincidir con el método aplicado en los proyectos exitosos realizados en Indonesia. La aplicación de los métodos EOR en Indonesia que se han establecido para el análisis, se fundamentan debido a que se realizaron mediante estudios de laboratorio, simulaciones, y proyectos piloto.

También se realizará una comparación de resultados con el software EORGUI, utilizando los datos del campo Basal Tena de la tesis “RECUPERACIÓN SECUNDARIA DE LA ARENA BASAL TENA EN EL WELL PAD NORTE DEL CAMPO PALO AZUL” de (Chiang & Eras, 2019).

Una vez realizada la validación y la comparación se lleva a cabo la selección de método óptimo con la ayuda del programa en el campo Palo Azul correspondiente a la Cuenca Oriente, con los resultados arrojados por ScreenEOR se diseñará una simulación para comprobar la efectividad del método seleccionado por el programa, en el que se podrá apreciar el aumento del factor de recobro y por último para conocer la rentabilidad del método se realizará un análisis económico.

5.1.VALIDACIÓN DEL PROGRAMA

Reservorio/Fluido	Campo								
Propiedades	Tempino	Kenali Asam	Duri	Duri	Minas	Minas	Ledok	Klamono	Handil
Gravedad del petróleo °API	43.2	42.2	22.7	22.7	36	36	43	17.5	34
Viscosidad (cP)	0.9	0.9	100	100	3.5	3.5	7	68	0.6
Porosidad (%)	27.1	23.7	36	36	32.3	32.3	34.1	23.4	25.0
Saturación del petróleo (%)	23	11	10	10	20	20	50	50	20
Profundidad (ft)	1270	1753	1680	1680	2342	2342	610	929	6070
Temperatura (°F)	154.4	154.4	100.4	100.4	199.4	199.4	84.2	125.6	258.0
Permeabilidad (mD)	239	170	500	500	343 - 1500	344 - 1500	140	400	10 – 2000
Formación	Arenisca	Arenisca	Arenisca	Arenisca	Arenisca	Arenisca	Arenisca	Arenisca	Arenisca
Tipo de aplicación	Polímero	Inyección química surfactante/ polímero	Inyección de vapor	Inyección Alcalinos	Surfactante/ Polímero	Inyección de vapor	MEOR	Termal	Inyección de gas
Año de ejecución	2015	2015	1983 – 2014	1975	2000	1998	1999	2014	1995– 1999

Tabla. 12 Proyección EOR de campos seleccionados en Indonesia.
Tomado de (Hartono, A. D, y otros, 2017).

5.1.1. Caso 1 Campo Duri.

Tabla. 13 Datos del Campo Duri.
Modificado de (Hartono, A. D, y otros, 2017).

CAMPO: DURU			
Formación	Arenisca	Espesor	20-30
Gravedad	22,7	Temperatura	100,4
Viscosidad	100	Permeabilidad	500
Porosidad	36	Método	Inyección de vapor
Saturación	10	Año	2014
Profundidad	1680		

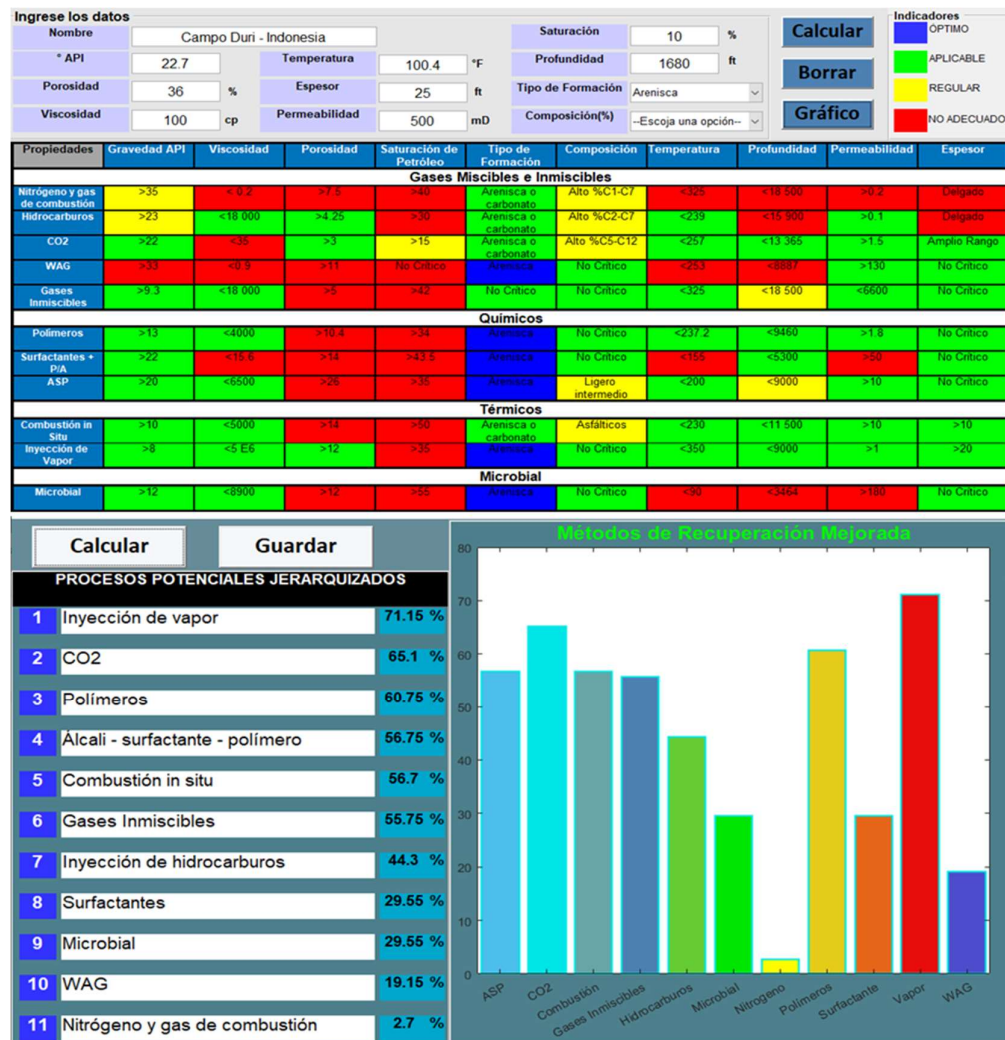


Figura. 20 Criterio de selección en el programa ScreenEOR para el campo Duri en Indonesia.

Como podemos observar en la figura 19, al ingresar los parámetros mostrados en la tabla 13, el resultado obtenido mediante el programa es la inyección de polímeros con un 71.15% de aplicabilidad, el cual coincide con el método aplicado en el campo Duri en el año 2014. Dando validez al programa al seleccionar un método EOR.

5.1.2. Caso 2 Campo Tempino.

Tabla. 14 Datos del campo Tempino.
Modificado de (Hartono, A. D, y otros, 2017).

CAMPO: TEMPINO			
Formación	Arenisca	Espesor	20-30
Gravedad	43,2	Temperatura	154,4
Viscosidad	0,9	Permeabilidad	239
Porosidad	27,1	Método	Inyección Química
Saturación	23	Año	2015
Profundidad	1270		

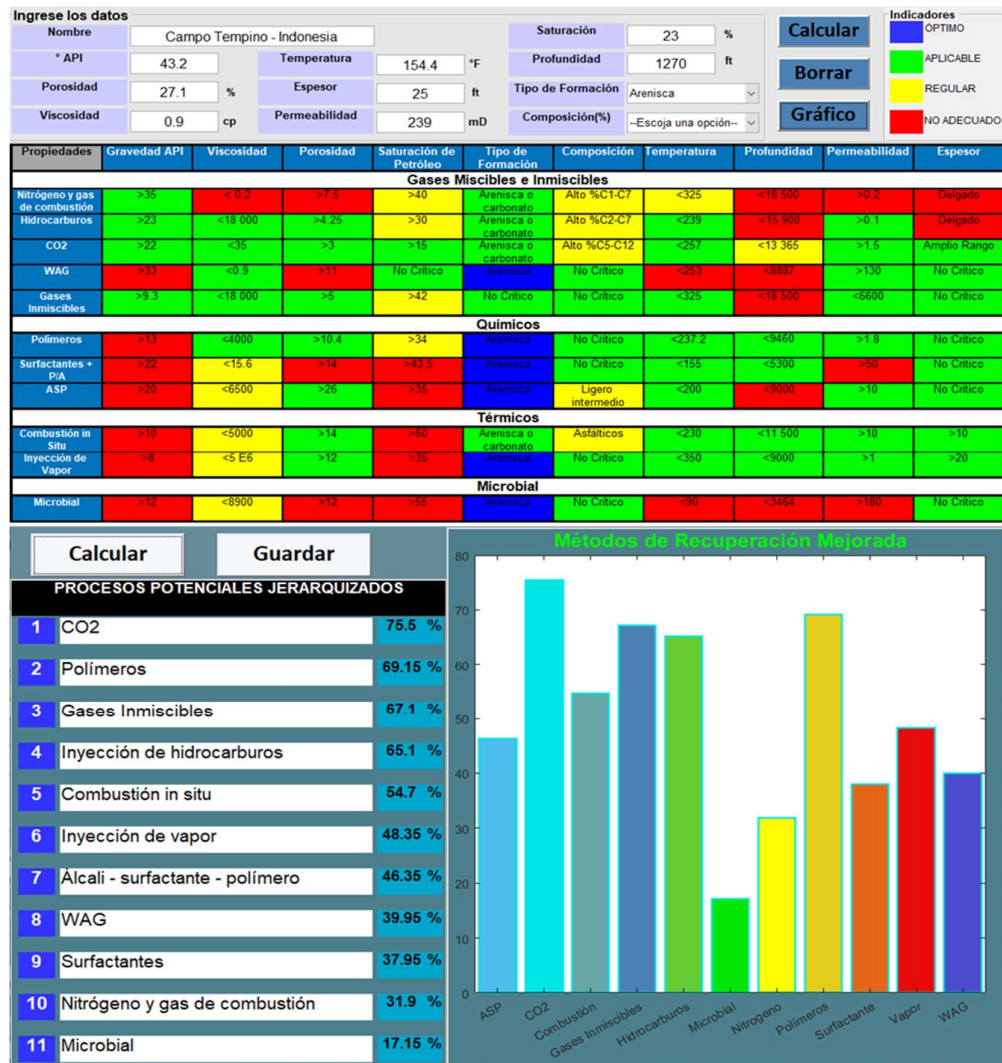


Figura. 21 Criterio de selección en el programa ScreenEOR para el campo Tempino en Indonesia.

En el campo Tempino se aplicó un proceso de recuperación con inyección de químico como se muestra en la tabla 14, al ingresar los parámetro en el programa, como se puede observar en la figura 20, el resultado obtenido es uno de los métodos de inyección química

(polímeros) que se encuentra en segundo lugar con un 69.15 % de aplicación. Lo cual determina la funcionalidad del programa.

5.1.3. Caso 3 Campo Klamono.

Tabla. 15 Datos del campo Klamono.
Modificado de (Hartono, A. D, y otros, 2017).

CAMPO: KLAMONO			
Formación	Arenisca	Espesor	20-30
Gravedad	17,5	Temperatura	125,6
Viscosidad	68	Permeabilidad	400
Porosidad	23,4	Método	Inyección Termal
Saturación	50	Año	2014
Profundidad	929		

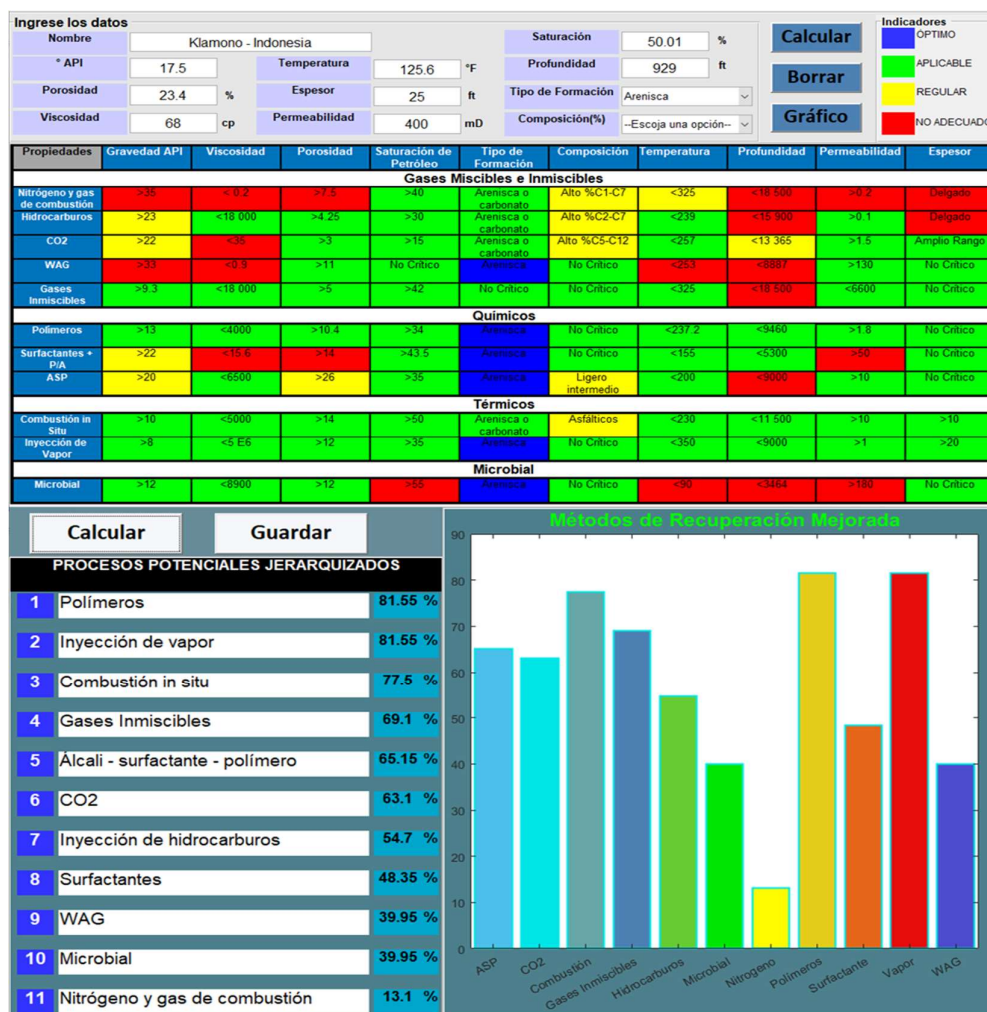


Figura. 22 Criterio de selección en el programa ScreenEOR para el campo Klamono en Indonesia.

Como se puede observar en la figura 21 los resultado obtenido para la validación del programa muestran una pequeña variación en la jerarquización de los métodos, teniendo

en segundo lugar inyección de vapor con 81.55% de aplicabilidad y tercer lugar combustión in situ con un 77.5%, mientras que en el campo Klamono están como método principal (inyección térmica). Con el cual demuestra la fiabilidad que el programa.

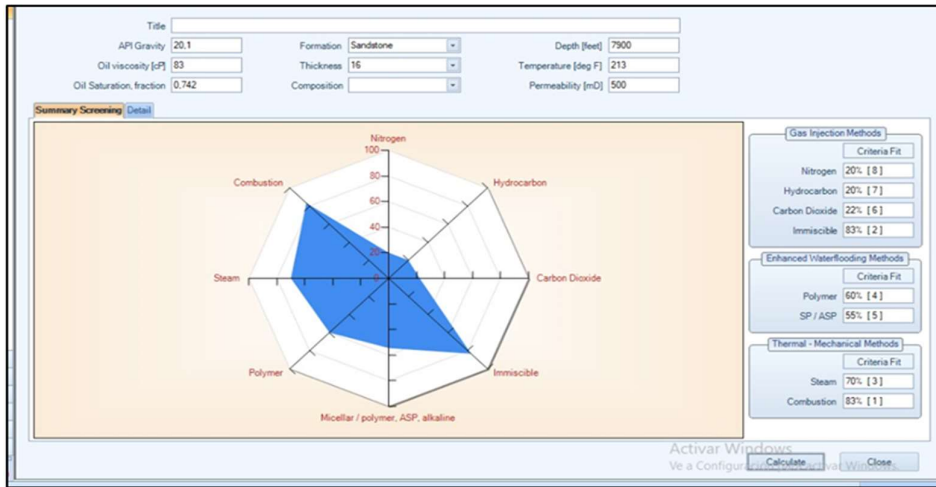
5.2.COMPARACIÓN DE SCRENEOR CON EORGUI

Para la siguiente validación se realizará una comparación entre el software Eorgui (software petrolero para la selección de método de recuperación mejorada) con el ScreenEOR, en base a datos obtenidos de la tesis “RECUPERACIÓN SECUNDARIA DE LA ARENA BASAL TENA EN EL WELL PAD NORTE DEL CAMPO PALO AZUL” de (Chiang & Eras, 2019) cómo se observan en la tabla 17.

*Tabla. 16 Datos petrofísicos de campo Palo Azul.
Tomado de (Chiang & Eras, 2019).*

CAMPO: PALO AZUL			
UBICACIÓN: ECUADOR			
ARENA: BASAL TENA			
Formación	Arenisca	Espesor	26 ft
Gravedad	20,1 API	Temperatura	213 °F
Viscosidad	8,3 cP	Permeabilidad	500 mD
Porosidad	14,60%	Profundidad	7900 ft
Saturación	75,60%		

5.2.1. EORGUI criterio de selección.



Properties	Nitrogen and Rue gas	Hydrocarbon	Carbon Dioxide	Immiscible Gases	Macellar/polymer, ASP, and alkaline flooding	Polymer flooding	Combustion	Steam
Oil API Gravity	> 35 Average 48	< 23 Average 11	> 20 Average 30	< 10 Average 3	> 20 Average 35	< 10 Average 10	> 10 Average 10	> 8 to 15.5 Average 11.5
Oil Viscosity (cp)	< 10 Average 0.7	< 10 Average 0.5	< 10 Average 1.8	< 100	< 10 Average 0.5	> 10 Average 100	< 5000 Average 1000	> 10000 Average 4.7
Composition	High % C1-C7	High % C2-C7	High % C5-C12	Not critical	Light, intermediate Some organic acids for alkaline floods	Not critical	Some asphaltic components	Not critical
Oil Saturation (PV fraction)	> 0.40 Average 0.75	> 0.30 Average 0.80	> 0.10 Average 0.90	> 0.10 Average 0.5	> 0.10 Average 0.5	> 0.70 Average 0.80	> 0.10 Average 0.72	> 0.10 Average 0.58
Formation Type	Sandstone or Carbonate	Sandstone or Carbonate	Sandstone or Carbonate	Not critical	Transition sandstone	Transition sandstone	High porosity sandstone	High porosity sandstone
Net Thickness (ft)	Thin unless dipping	Thin unless dipping	Wide range	Not critical if dipping	Not critical	Not critical	> 10 feet	> 20 feet
Average Permeability (md)	Not critical	Not critical	Not critical	Not critical	> 10 md Average 400 md	> 10 md Average 500 md	< 100 md	< 500 md
Depth (ft)	< 10000	< 10000	< 20000	< 10000	< 10000 Average 2000	< 10000	< 11500 Average 3500	< 10000
Temperature (deg F)	Not critical	Not critical	Not critical	Not critical	< 200	< 200	Average	Not critical

Los

Figura. 23 Criterio de selección en el software EORGUI para el campo Palo Azul.

resultados obtenidos en el software EORGUI para la selección del método se pueden observar en la tabla 17.

Tabla. 17 Clasificación y resultados obtenidos en el software EORGUI.

Elaborado por Jorge Orrala & Marco Salas.

Clasificación	Método
Primer lugar	Combustión in situ
Segundo lugar	Gases inmiscibles
Tercer lugar	Inyección de vapor
Cuarto lugar	Inyección de polímeros

5.2.2. ScreenEOR Criterio de selección.

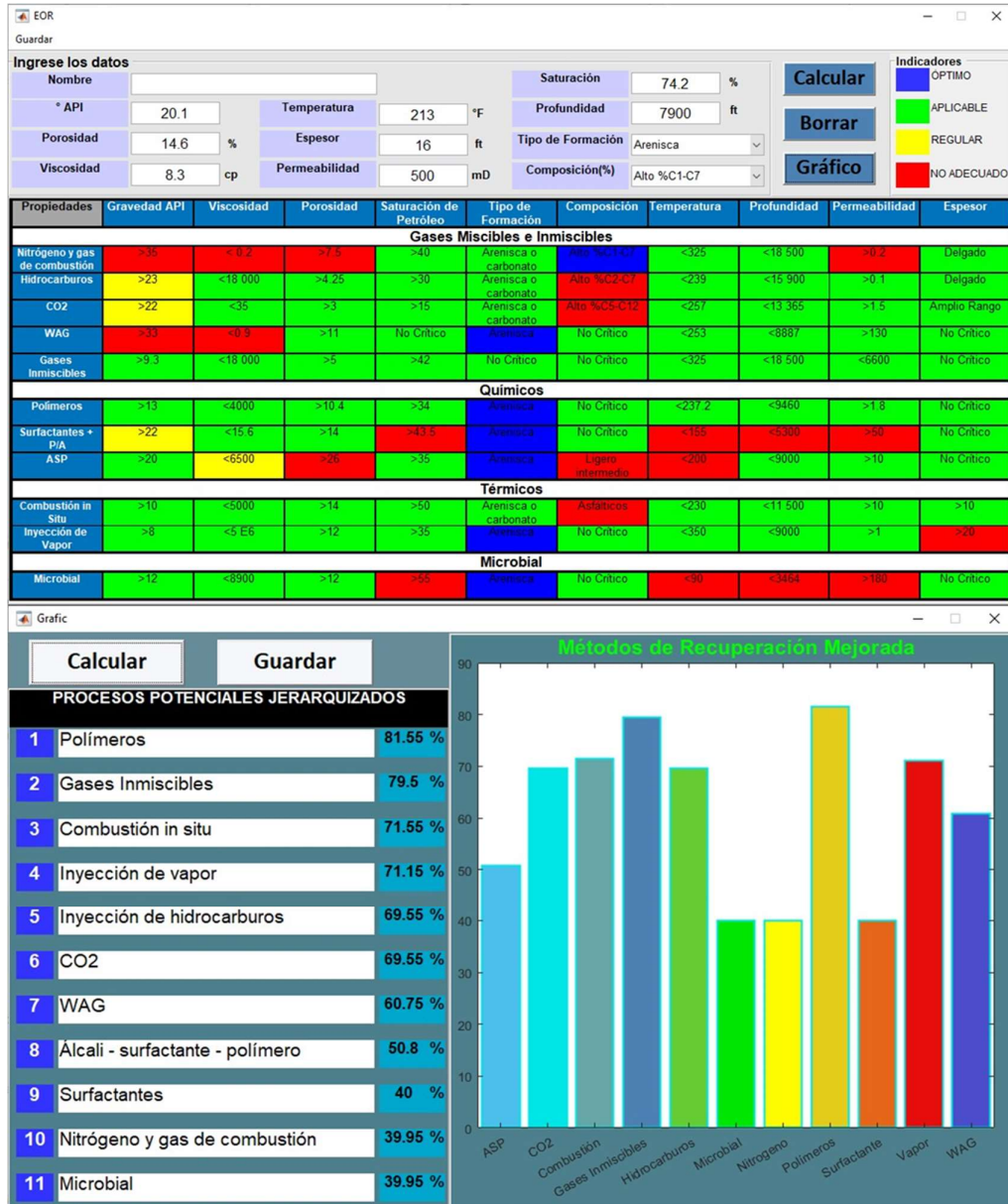


Figura. 24 Criterio de selección en el programa ScreenEOR para el campo Palo Azul.

Los Resultados obtenidos en el programa ScreenEOR para la selección del método se muestran en la tabla 18.

Tabla. 18 Clasificación y resultados obtenidos en el software ScreenEOR.

Elaborado por: Orrala Jorge & Salas Marco.

Clasificación	Método
Primer lugar	Inyección de polímeros
Segundo lugar	Gases inmiscibles
Tercer lugar	Combustión in situ
Cuarto lugar	Inyección de vapor

Realizando el análisis de los dos programas se puede observar que los resultados obtenidos son iguales como se observan en las tablas 17 y 18, pero surgieron diferencias en la jerarquización, la principal explicación de esta variación sería que el programa ScreenEOR fue en realizado en base a actualizaciones de los criterios de selección en la que se consideraron más proyectos, teniendo ciertos cambios en los parámetros establecidos por J. J. Taber.

Otra explicación es que EORGUI toma en cuenta únicamente 9 parámetros mientras que ScreenEOR trabaja con 10 parámetros como se muestran en las figuras 22 y 23, siendo la porosidad el parámetro que se considera al momento de realizar la selección en el programa de ScreenEOR.

Finalmente, como última razón es la cantidad de métodos, EORGUI coteja solamente 8 métodos en comparación con ScreenEOR, debido a la actualización trabaja con 11 métodos EOR, los nuevos métodos que se agregó en el programa son: Inyección alterna de agua y gas (WAG), inyección de surfactantes y MEOR (recuperación microbiana).

5.3.CRITERIO DE SELECCIÓN CORRESPONDIENTE AL CAMPO PALO AZUL EN EL ORIENTE ECUATORIANO

5.3.1. Datos petrofísicos del campo Palo Azul.

Para el proceso de selección y simulacion se haran en base a los datos reportados por: (Chiang & Eras, 2019), como se muestran en la tabla 19.

Tabla. 19 Datos petrofísicos del campo Palo Azul – Arena Basal. Tomado de (Chiang & Eras, 2019).

CAMPO: PALO AZUL			
UBICACIÓN: ECUADOR			
ARENA: BASAL TENA			
Formación	Arenisca	Espesor	26 ft
Gravedad	20,1 API	Temperatura	213 °F
Viscosidad	8,3 cP	Permeabilidad	500 mD
Porosidad	14,60%	Profundidad	7900 ft
Saturación	75,60%		

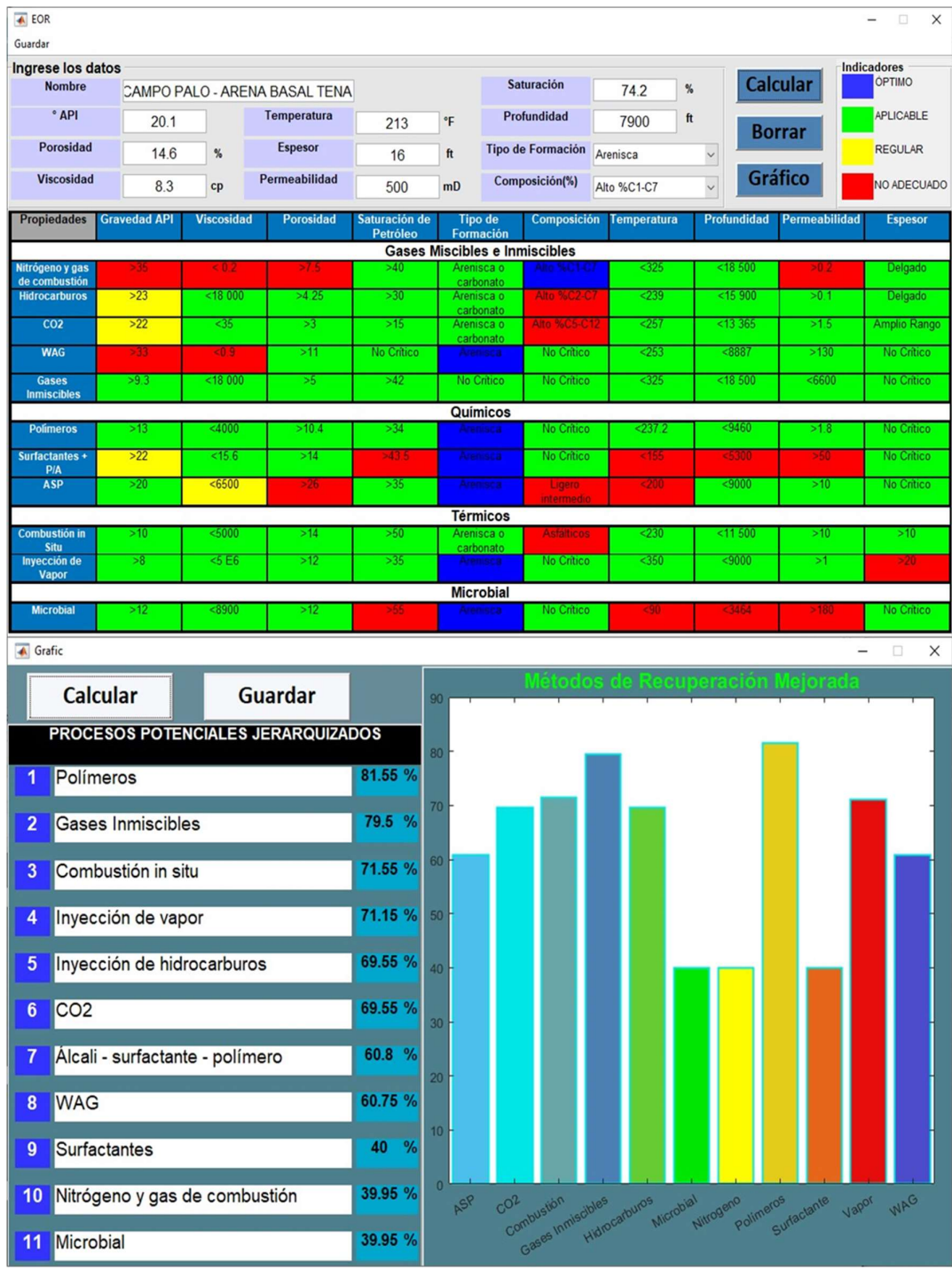


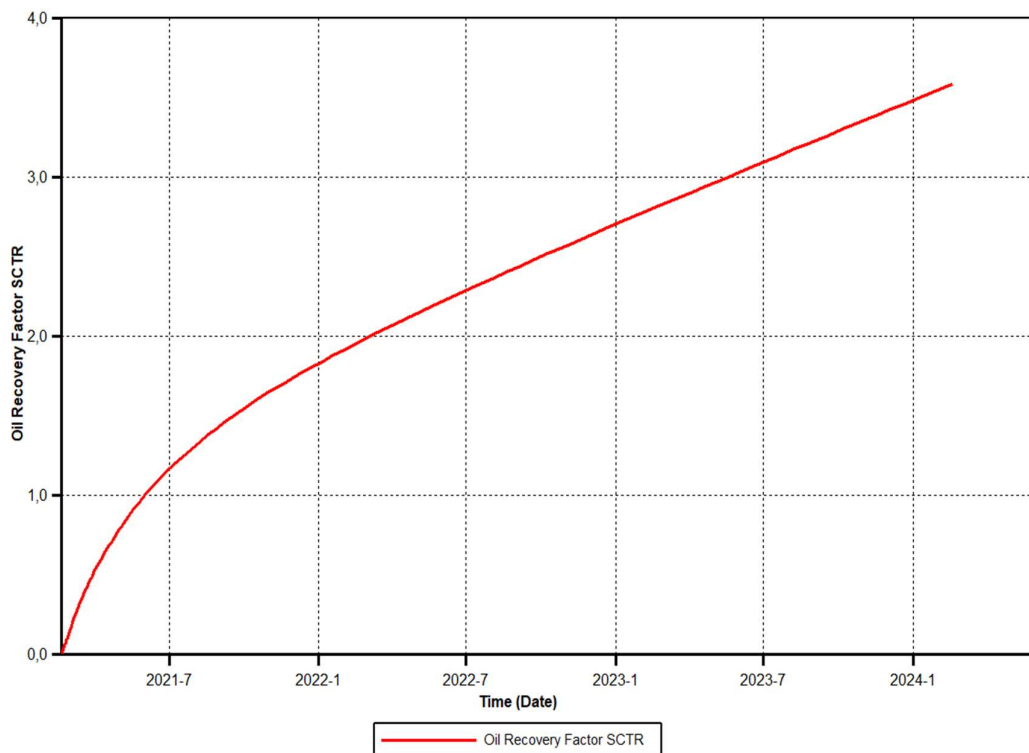
Figura. 25 Criterio de selección en el programa ScreenEOR para el campo Palo Azul – Arena Basal Tena.

El resultado obtenido mediante el programa para realizar una recuperación de petróleo fue la inyección de polímeros como se observa en la figura 24, el mismo que se procederá

a simular para verificar la validez del programa y la efectividad del método. El desarrollo de la simulación se puede visualizar en la sección de anexos.

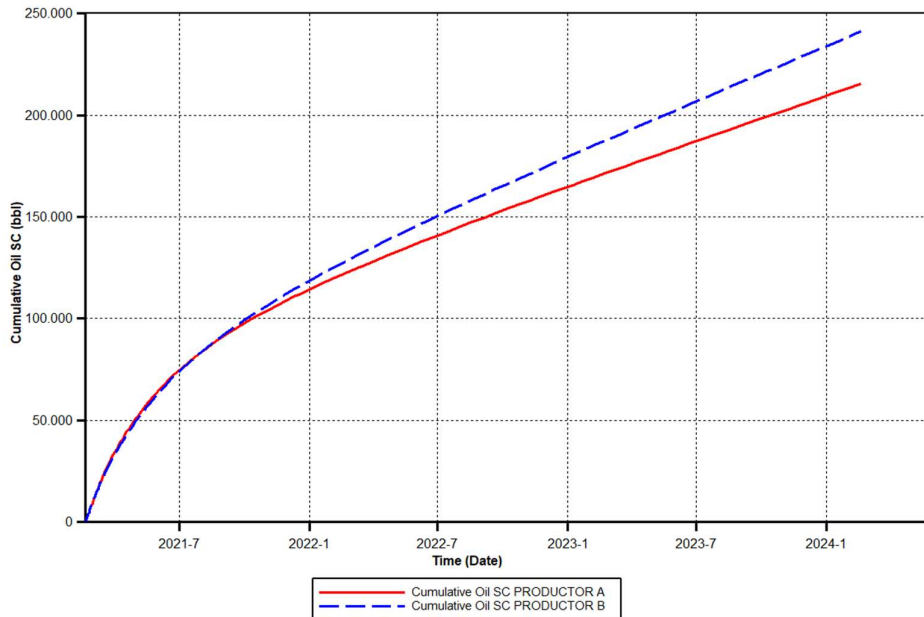
5.4. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

5.4.1. Análisis de las curvas obtenidas de la simulación de Inyección de Polímeros de la Arena Basal Tena.



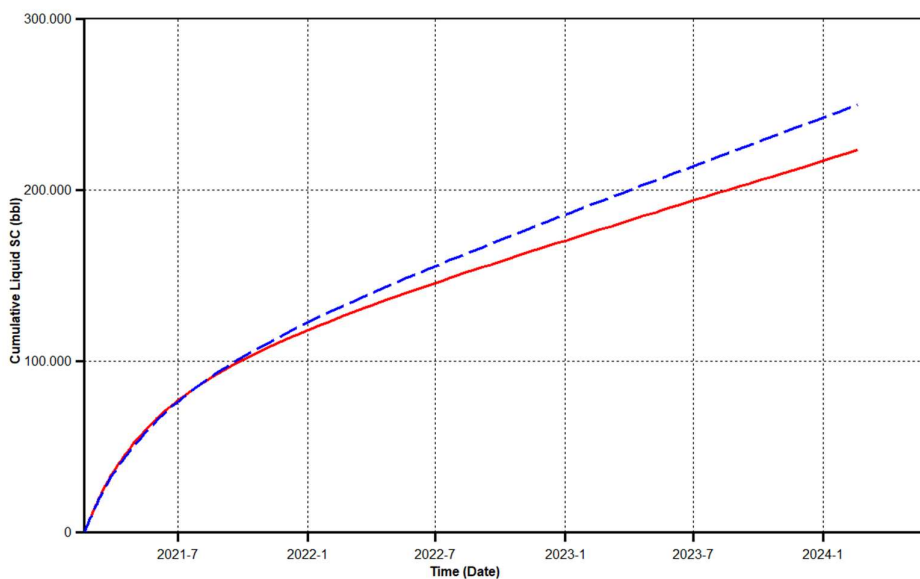
Gráfica. 8 Factor de recobro de la arena Basal Tena – Inyección de Polímeros.
Computer Modelling Group. Software. Versión 2015.
Elaborado por Jorge Orrala & Marco Salas.

El factor recobro adicional que se obtuvo de la simulación de la inyección de polímeros en la arena basal tena es del 3.59 % hasta la fecha 19/02/2024, como se observa en la gráfica 8, producto de la implementación de dos pozos productores, el pozo productor A, se lo ubico en la parte norte del mapa de espesores y los pozos productor B e inyector se los ubico en la parte céntrica del mapa de espesores, Como se trata de un proceso de inyección de polímeros en una etapa inicial se inyecta agua para posteriormente inyectar la solución polimérica.



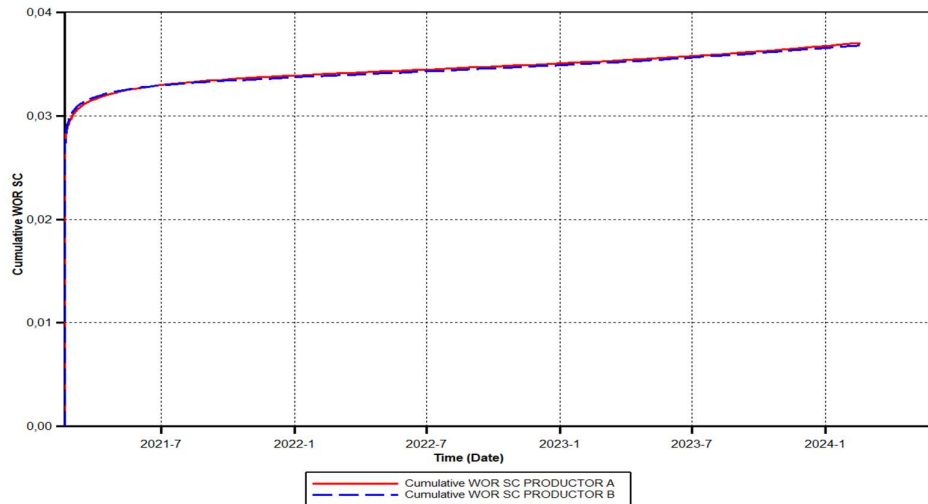
Gráfica. 9 Producción acumulada de los pozos productores A y B – Inyección de Polímeros.
 Computer Modelling Group. Software. Versión 2015.
 Elaborado por Jorge Orrala & Marco Salas.

La gráfica 9, detalla la producción acumulada total del pozo productor A es 215435.594 bbl y la producción acumulada del pozo productor B es 241172.313 bbl valores estimados hasta 19/02/2024, lo cual representa la cantidad total de petróleo y gas que puede ser obtenido de la arena basal tena a condiciones de superficie.



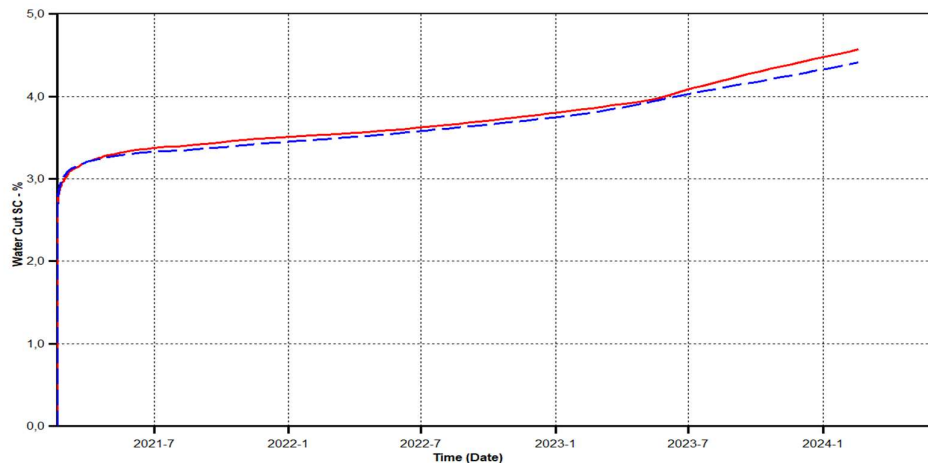
Gráfica. 10 Producción acumulada de líquidos de los pozos productores A y B – Inyección de Polímeros.
 Computer Modelling Group. Software. Versión 2015.
 Elaborado por Jorge Orrala & Marco Salas.

La gráfica 10, describe la producción acumulada total de líquido del pozo productor A es 223418.094 bbl y la producción acumulada del pozo productor B es 250062.016 bbl valores estimados hasta 19/02/2024, lo cual representa las cantidades totales en superficie de las fases de petróleo, agua y gas.



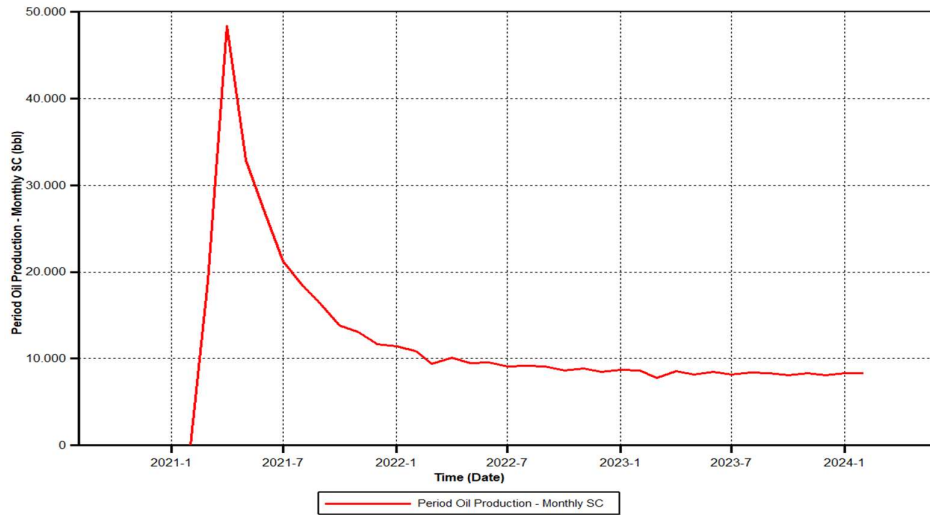
Gráfica. 11 Relaciones agua – petróleo de los pozos productores A y B – Inyección de Polímeros.
Computer Moldelling Group. Software. Versión 2015.
Elaborado por Jorge Orrala & Marco Salas.

La gráfica 11, describe el comportamiento de la producción futura del agua a condiciones de superficie, esta incluye el agua que existe en el reservorio y la producción de agua de la inyección, los valores de WOR para el pozo productor A es 0,037 y para el pozo productor B es 0,036 valores estimado hasta 19/02/2024. Los valores de WOR representan las relaciones de las tasas de agua respecto a las tasas de petróleo respectivamente.



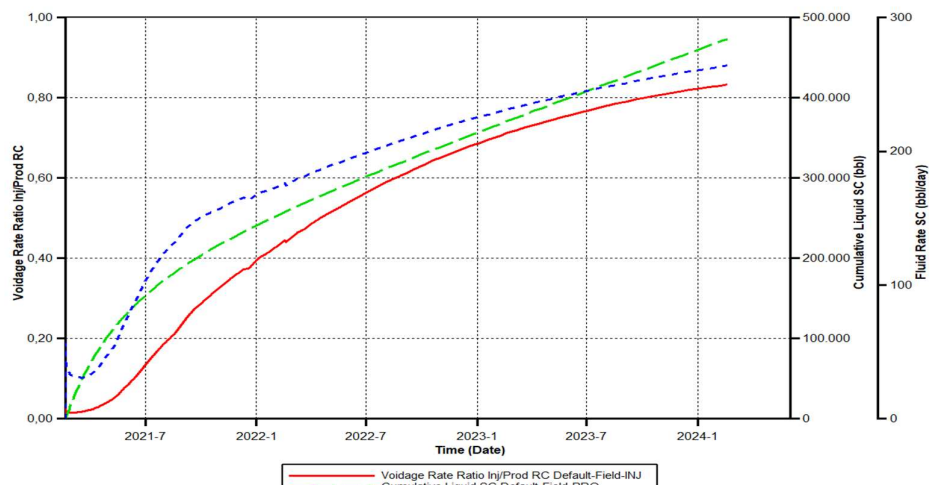
Gráfica. 12 Corte de agua de los pozos productores A y B – Inyección de Polímeros.
Computer Moldelling Group. Software. Versión 2015.
Elaborado por Jorge Orrala & Marco Salas.

La gráfica 12, describe el comportamiento del corte de agua, tales valores están en función del WOR para el pozo productor A es 4.56% y para el productor B es 4.41%, el valor es relativamente bajo porque el contacto agua petróleo de la arena basal tena se encuentra en los 7900 ft y se simulo el intervalo de profundidad 7790ft – 7850 ft.



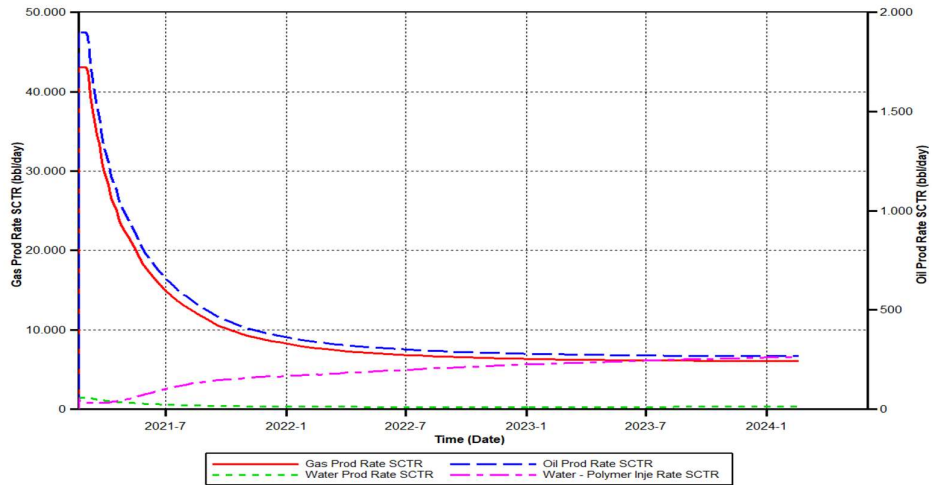
Gráfica. 13 Período mensual de la producción de petróleo de la arena Basal Tena.
Computer Moldelling Group. Software. Versión 2015.
Elaborado por Jorge Orrala & Marco Salas.

La gráfica 13, muestra en periodo mensual de los pozos simulados; la producción de petróleo para la fecha 01/03/2021 es de 18999.8867bbl y la producción máxima de la arena Basal Tena es 48374.8164 bbl en la fecha de 01/04/2021 valor reflejado en 2 meses después de la inyección de polímeros, a partir de la fecha 01/01/2022 la producción oscila entre los 10000bbl y 8000 bbl.



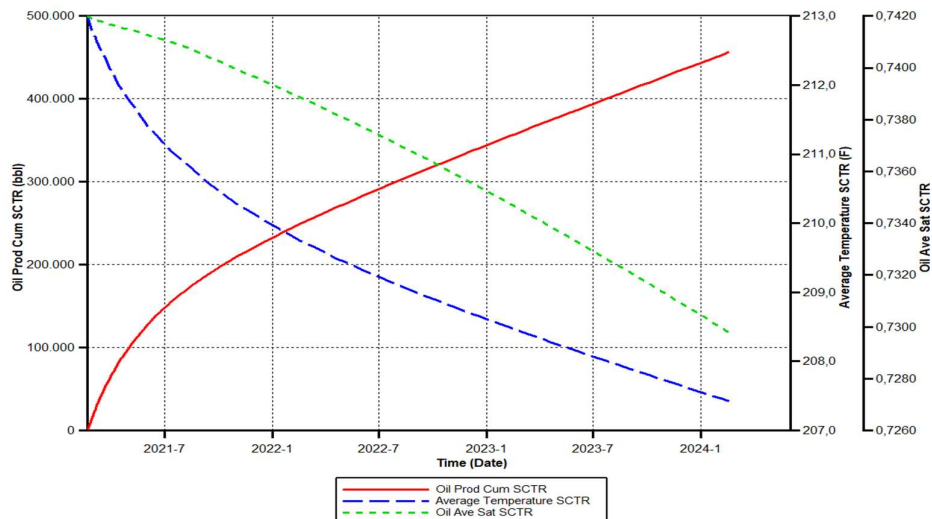
Gráfica. 14 Tasas de producción instantánea de fluido vs inyección polímeros.
Computer Moldelling Group. Software. Versión 2015.
Elaborado por Jorge Orrala & Marco Salas.

La gráfica 14, detalla como es el comportamiento del método de inyección de polímeros porque las curvas de la tasa de producción de petróleo, la tasa de producción de gas y la tasa de producción de agua, conforman el apartado de producción instantánea de fluido y la curva de las tasas de inyección de polímeros es inferior a las de producción.



Gráfica. 15 Comportamiento de la inyección de polímeros vs el líquido acumulado.
 Computer Moldelling Group. Software. Versión 2015.
 Elaborado por Jorge Orrala & Marco Salas.

La gráfica 15, detalla la relación de la tasa de polímeros respecto a la producción que existe en el anular a las condiciones de reservorio desde la fecha 19/02/2024 hasta la fecha 19/02/2024 dicha razón a ido incrementado hasta un 0.84 % lo cual representa que existe una excelente relación con la inyección y producción en el fondo de pozo. Esto se puede corroborar que en las curvas de la tasa de fluido y la curva de líquido acumulada son similares.



*Gráfica. 16 Comportamiento de la Saturación de petróleo vs la producción acumulada.
Computer Modelling Group. Software. Versión 2015.
Elaborado por Jorge Orrala & Marco Salas.*

La gráfica 16, describe el comportamiento de la saturación de petróleo lo cual muestra una reducción de a 0.7297, esto significa que durante todo el periodo de tiempo simulado los pozos A y B están operativos y todavía existe petróleo en la arena Basal Tena como lo indica la curva de color rojo, la producción acumulada de petróleo es 456503.9375 bbl. Además la temperatura del reservorio se redujo hasta los 207.42 °F.

5.5. ANÁLISIS ECONÓMICO

En este último apartado analizaremos la viabilidad que tiene el proyecto a través del retorno de la inversión, considerando todos los indicadores económicos que permitan justificar las ganancias que puedan ser obtenidas al realizar un proceso de recuperación de petróleo mediante inyección de polímeros.

Los métodos para la evaluación de los proyectos serán unos de los medios para establecer si la alternativa sugerida podría garantizar la rentabilidad a futuro y generar beneficios.

5.5.1. Valor presente neto (VAN).

El significado del valor presente neto es traer al presente las cantidades monetarias del futuro, al valor equivalente actual. Cuando las cantidades del futuro se trasladan al presente, se dice que se utilizara la tasa de descuento (K., 2019).

Si $VPN > 0$, se acepta la inversión, ya que se estaría ganando más de lo solicitado.

Si $VPN < 0$, se rechaza la inversión porque no se estaría ganando lo solicitado.

El VPN SE calcula mediante:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=0}^n \frac{FE_t}{(1+r)^t}$$

FE_t = Flujos netos de caja

n = números de periodos

t = índice que muestra el año de actualización

I_0 = Valor de la inversión

5.5.2. Tasa interna de retorno (TIR).

Es un indicador de rentabilidad de un proyecto y es la tasa que hace que el valor presente neto sea cero. es utilizado para decidir sobre la aceptación o rechazo de algún proyecto de inversión (K., 2019).

El TIR se puede calcular como:

$$I_0 = \sum_{t=0}^n \frac{FE_t}{(1 + TIR)^t}$$

FE_t = Flujos netos de cajas

n = números de periodos

k = índice que muestra el año de actualización

I_0 = Valor de la inversión

5.5.3. Periodo de recuperación.

El periodo de recuperación de una inversión es el tiempo en sé que tomara el proyecto para recuperar la inversión inicial. La facilidad de cálculo y su aplicación, es un indicador que mide la liquidez del proyecto permitiendo anticipar los eventos a corto plazo.

$$Payback = a + \frac{I_0 - b}{Ft}$$

a = número del periodo inmediatamente anterior.

I_0 = Inversión inicial del proyecto.

b = Suma de los flujos hasta el último periodo.

Ft = Valor del flujo de caja en el tiempo donde se recupera la inversión.

5.5.4. Análisis de costos.

1. Facilidades de inyección.

Para el desarrollo del proyecto es necesario contar con un sistema de facilidades que cumplan con características específicas para la inyección de polímeros. En la tabla se muestran los diferentes equipos de facilidades de inyección y sus costos.

*Tabla. 20 Acondicionamiento de las facilidades de producción.
Tomado de (Jiménez Hilarión & Valencia Montiel, 2018).*

Equipo	Costo USD
Tanque de almacenamiento	175000,00
Unidad de mezcla y de dilución de polímero	165000,00
Silo de almacenamiento	96000,00
Bomba de inyección	295000,00
Línea de transferencia	170000,00
Total	901000,00

2. Costos del químico.

La correcta selección del químico y la concentración (ppm) de la misma dependerá de un buen análisis de laboratorio o de simulación para de una inyección de polímeros. En la tabla muestra el costo del polímero. Cabe mencionar que según la concentración de ppm que se apliquen el costo del polímero puede variar.

*Tabla. 21 Costo del polímero.
Tomado de (Jiménez Hilarión & Valencia Montiel, 2018).*

Fluido	Costo (USD/Bbl)
Polímero	0,816

3. Costo del tratamiento del agua.

Antes de que se realice la inyección, es necesario realizar el correcto tratamiento del agua. El costo para el tratamiento del agua se presenta en la tabla.

Tabla. 22 Costo del tratamiento de agua.
Tomado de (Jiménez Hilarión & Valencia Montiel, 2018).

Fluido	Costo (USD/Bbl)
Agua	0,30

4. Costo de tratamiento de agua y polímero.

El costo de dicho tratamiento se muestra en la tabla

Tabla. 23 Costo para tratamiento del agua y polímero.
Tomado de (Jiménez Hilarión & Valencia Montiel, 2018).

Fluido	Costo (USD/Bbl)
Solución de Polímero	0,309

5. Costos de inyección.

Los costos de inyección varían según el tipo de mezcla que se desea inyectar. En la tabla se muestra los costos de inyección de cada una de las mezclas.

Tabla. 24 Costo de la inyección de Fluidos.
Tomado de (Jiménez Hilarión & Valencia Montiel, 2018).

Mezclas	Costo (USD/Bbl)
Agua	1,92
Polímero	0,92

6. Costo total de inversión.

Según el modelo predictivo el volumen de agua a inyectar es de 258.804,5658 Bbls que corresponden a un tiempo de 4 años. Se procedió a calcular los costos totales del tratamiento del agua, el costo del polímero según la cantidad inyectada y el costo del tratamiento de polímero y agua, para realizar un cálculo total de la inversión.

El costo total para tratar los 258.804,5658 Bbls de agua es:

$$258.804,5658 \text{ Bb} * 0,3 \frac{\text{USD}}{\text{Bbl}} = 77641,37 \text{ USD}$$

Calculamos las libras de polímeros necesarias con una concentración de 750 ppm, que se tienen que agregar al volumen de agua a inyectar.

$$750 \text{ ppm} * \frac{8.3454 \times 10^{-6} \frac{\text{lb}}{\text{gal}}}{1 \text{ ppm}} * \frac{42 \text{ gal}}{1 \text{ Bbl}} * 258,804.5658 \text{ Bbl} = 68.034,57 \text{ lb}$$

Ahora calculamos el costo total del polímero.

$$68.034,57 \text{ lb} * 0. \frac{\text{USD}}{\text{lb}} = 28506,485 \text{ USD}$$

Calculamos el costo del tratamiento del agua como del polímero

$$258.804,5658 \text{ Bbl} * 0,3087 \frac{\text{USD}}{\text{Bbl}} = 79.892,97 \text{ USD}$$

La siguiente tabla muestra la inversión total para este proyecto de recuperación mejorada.

*Tabla. 25 Costo total de la inversión.
Elaborado por Jorge Orrala & Marco Salas.*

	Inversión USD
Facilidades de inyección	901000,00
Costo del Polímero	28506,49
Tratamiento de agua y Polímero	79892,96
Inyección Agua	238100,20
Inyección Polímero	130626,37
Pozo Productor a Pozo inyector	600000,00
Total	1978126,02

5.5.5. Estudio Económico.

Para realizar el análisis del campo tomamos el costo de barril del petróleo WTI para el crudo ecuatoriano que es de \$57.3 y asumiendo un costo del petróleo bajo de \$25 por si el precio cayera, el costo de producción para un barril de para el campo palo azul es de \$10.31. La tasa de actualización anual se considera de 8.28% y la mensual de 0.69%.

Egresos

Para obtener los egresos anuales se multiplica la producción anual por el costo de producción

$$\text{Egresos} = \text{Producción mensual} * \text{costo de producción}$$

Ingreso

Para el cálculo de los ingresos se debe multiplicar la producción de petróleo anual por el costo de barril.

$$\text{Ingresos} = \text{Producción mensual} * \text{costo del barril de petroleo}$$

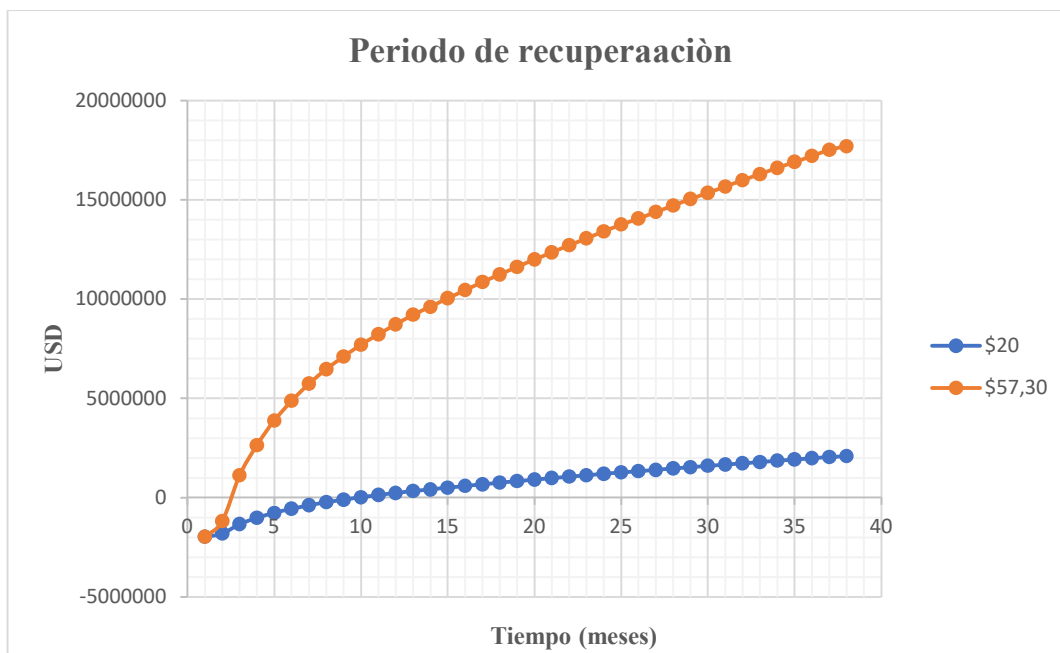
Los análisis financieros para evaluar la rentabilidad de los proyectos en el campo, realizados para las dos diferentes escenarios se muestran en la tabla 26 y la tabla 27.

Tabla. 26 Análisis económico para la inyección de polímeros, con precio de petróleo a \$20.
Elaborado por Jorge Orrala & Marco Salas.

CAMPO	CAMPO PALO AZUL-BASAL TENA			PRODUCCION INICIAL DE PETRÒLEO (BPPM)	17100		
INVERSIÓN INICIAL (USD)		-1978126,016		INICIO DE PRODUCCIÓN			19/02/2021
TASA DE DESCUENTO		0,69%		COSTO DE PRODUCCIÓN (USD/BBL)			\$10,31
ESCENA ECÒNOMICA				COSTO DEL BARRIL DE PETRÒLEO			\$20
TIEMPO (MESES)	PERIODO	PRODUCCIÓN MENSUAL (BPPM)	EGRESOS (USD)	INGRESOS (USD)	FLUJOS DE CAJA NETO (USD)	$\frac{FE_t}{(1+r)^t}$	SFE
1	0	0,0	-1978126,02	-1978126,016	-1978126,016	-1978126,016	-1978126,016
2	1	17100,0	176301,00	342000	165699,00	164560,24	-1813565,77
3	2	49579,3	511162,93	991586,67	480423,74	473843,06	-1339722,71
4	3	32976,4	339986,43	659527,5	319541,07	312998,16	-1026724,55
5	4	27173,6	280159,47	543471,3333	263311,86	256147,76	-770576,79
6	5	21933,0	226129,23	438660,00	212530,77	205327,43	-565249,36
7	6	19100,7	196927,70	382013	185085,30	177583,30	-387666,06
8	7	16352,5	168594,28	327050	158455,73	150988,25	-236677,81
9	8	14299,5	147427,85	285990,00	138562,16	131124,82	-105552,99
10	9	13477,3	138950,45	269545	130594,55	122735,55	17182,56
11	10	12052,5	124261,28	241050	116788,73	109006,21	126188,77
12	11	11623,5	119837,77	232469,00	112631,23	104403,29	230592,06
13	12	10939,9	112790,37	218798	106007,63	97588,25	328180,31
14	13	9454,2	97472,80	189084	91611,20	83755,63	411935,93
15	14	10185,1	105007,87	203701,00	98693,13	89610,19	501546,12
16	15	9585,0	98821,35	191700	92878,65	83751,27	585297,39
17	16	9641,0	99398,71	192820	93421,29	83661,64	668959,03
18	17	9129,0	94119,99	182580,00	88460,01	78674,24	747633,27
19	18	9259,7	95467,51	185194	89726,49	79252,19	826885,46
20	19	9115,6	93981,32	182311	88329,68	77482,26	904367,72
21	20	8697,0	89666,07	173940,00	84273,93	73416,54	977784,26
22	21	8880,0	91552,28	177599	86046,72	74445,76	1052230,03
23	22	8503,5	87671,09	170070	82398,92	70799,83	1123029,86
24	23	8706,4	89762,47	174127,00	84364,53	71990,58	1195020,43
25	24	8641,3	89091,29	172825	83733,71	70961,23	1265981,66
26	25	7747,6	79877,76	154952	75074,24	63185,41	1329167,07
27	26	8532,8	87972,65	170655,00	82682,35	69110,44	1398277,51
28	27	8214,0	84686,34	164280	79593,66	66071,53	1464349,04
29	28	8449,1	87109,71	168981	81871,29	67495,15	1531844,19
30	29	8145,0	83974,95	162900,00	78925,05	64619,09	1596463,28
31	30	8388,6	86486,47	167772	81285,53	66094,34	1662557,62
32	31	8365,4	86246,76	167307	81060,24	65458,18	1728015,79
33	32	8076,0	83263,56	161520,00	78256,44	62759,74	1790775,53
34	33	8331,3	85895,19	166625	80729,81	64298,38	1855073,91
35	34	8050,5	83000,66	161010	78009,35	61704,63	1916778,54
36	35	8312,7	85703,42	166253,00	80549,58	63276,06	1980054,60
37	36	8308,0	85655,48	166160	80504,52	62806,05	2042860,65
38	37	5091,1	52488,73	101821	49332,27	38222,35	2081082,99
				VAN (USD)		2081082,994	
				TIR %		8%	

Tabla. 27 Análisis económico para la inyección de polímeros, con precio de petróleo a \$57,30.
Elaborado por Jorge Orrala & Marco Salas.

CAMPO		CAMPO PAO AZUL-BASAL TENA		PRODUCCION INICIAL DE PETRÒLEO (BPPM)			17100
INVERSIÒN INICIAL (USD)		-1978126,016		INICIO DE PRODUCCIÒN			19/02/2021
TASA DE DESCUENTO		0,69%		COSTO DE PRODUCCIÒN (USD/BBL)			\$10,31
ESCENA ECÒNONOMICA				COSTO DEL BARRIL DE PETRÒLEO			
TIEMPO (MESES)	PERIODO	PRODUCCIÒN MENSUAL (BPPM)	EGRESOS (USD)	INGRESOS (USD)	FLUJOS DE CAJA NETO (USD)	$\frac{FE_t}{(1+r)^t}$	SFE
1	0	0,0	-1978126,02	-1978126,016	-1978126,016	-1978126,016	-1978126,016
2	1	17100,0	176301,00	979830	803529	798006,793	-1180119,223
3	2	49579,3	511162,93	2840895,8	2329732,873	2297820,996	1117701,773
4	3	32976,4	339986,43	1889546,288	1549559,861	1517831,134	2635532,907
5	4	27173,6	280159,47	1557045,37	1276885,898	1242144,79	3877677,696
6	5	21933,0	226129,23	1256760,9	1030631,67	995700,3229	4873378,019
7	6	19100,7	196927,70	1094467,245	897539,5435	861159,8805	5734537,9
8	7	16352,5	168594,28	936998,25	768403,975	732191,7529	6466729,653
9	8	14299,5	147427,85	819361,35	671933,505	635867,4001	7102597,053
10	9	13477,3	138950,45	772246,425	633295,9775	595185,0655	7697782,118
11	10	12052,5	124261,28	690608,25	566346,975	528607,0047	8226389,123
12	11	11623,5	119837,77	666023,685	546185,9155	506285,93	8732675,053
13	12	10939,9	112790,37	626856,27	514065,901	473237,5437	9205912,597
14	13	9454,2	97472,80	541725,66	444252,858	406158,6039	9612071,201
15	14	10185,1	105007,87	583603,365	478595,4995	434549,3158	10046620,52
16	15	9585,0	98821,35	549220,5	450399,15	406137,4663	10452757,98
17	16	9641,0	99398,71	552429,3	453030,59	405702,8454	10858460,83
18	17	9129,0	94119,99	523091,7	428971,71	381517,2779	11239978,11
19	18	9259,7	95467,51	530580,81	435113,303	384319,971	11624298,08
20	19	9115,6	93981,32	522321,015	428339,6945	375736,9857	12000035,06
21	20	8697,0	89666,07	498338,1	408672,03	356020,9644	12356056,03
22	21	8880,0	91552,28	508821,135	417268,8505	361012,0145	12717068,04
23	22	8503,5	87671,09	487250,55	399579,465	343331,6843	13060399,73
24	23	8706,4	89762,47	498873,855	409111,3865	349106,0079	13409505,73
25	24	8641,3	89091,29	495143,625	406052,3375	344114,3658	13753620,1
26	25	7747,6	79877,76	443937,48	364059,724	306406,8408	14060026,94
27	26	8532,8	87972,65	488926,575	400953,9225	335139,2712	14395166,21
28	27	8214,0	84686,34	470662,2	385975,86	320402,5994	14715568,81
29	28	8449,1	87109,71	484130,565	397020,8595	327306,21	15042875,02
30	29	8145,0	83974,95	466708,5	382733,55	313359,2266	15356234,25
31	30	8388,6	86486,47	480666,78	394180,314	320513,1976	15676747,45
32	31	8365,4	86246,76	479334,555	393087,7965	317428,2538	15994175,7
33	32	8076,0	83263,56	462754,8	379491,24	304342,6423	16298518,34
34	33	8331,3	85895,19	477380,625	391485,4375	311804,01	16610322,35
35	34	8050,5	83000,66	461293,65	378292,995	299226,0617	16909548,41
36	35	8312,7	85703,42	476314,845	390611,4235	306846,4409	17216394,85
37	36	8308,0	85655,48	476048,4	390392,92	304567,1896	17520962,04
38	37	5091,1	52488,73	291717,165	239228,4395	185352,7455	17706314,79
						VAN (USD)	17706314,79
						TIR %	67%



Gráfica. 17 Periodo de recuperación de la inversión.
Elaborado por Jorge Orrala & Marco Salas.

5.5.6. Conclusión económica.

Al analizar el primer escenario con el costo de petróleo asumido a \$20, se obtuvo un VAN de \$2'081082.994 y un TIR del 8% como se observa en la tabla 26, podemos concluir que este proyecto es poco rentable ya que no se obtiene una mayor ganancia teniendo un periodo de recuperación de la inversión en 10 meses como se aprecia en la gráfica 17. Para el análisis del segundo escenario con costo de petróleo a \$57.30 en la tabla 27 se obtuvo un VAN de \$17'706314.79 y un TIR del 67% lo que resulta económicamente factible ya que las gracias son mayores y con un periodo de recuperación de la inversión menor a un mes como se observa en la gráfica 17.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- La información recopilada para el desarrollo del software ScreenEOR está basada en la actualización realizado por Al Adasani &, Baojun Bai, lo que genera mínimas variaciones en los resultados al momento de compararlo con otro software de selección.
- La variación en la jerarquización de los métodos resultado de la diferencia de parámetros ingresados para el análisis y selección del método de recuperación mejorada.
- Para la validación del software mediante la comprobación de los resultados obtenidos en el programa con los métodos aplicados en los campos de Indonesia, obteniendo como resultado los mismos valores, con lo que se comprueba el funcionamiento adecuado de ScreenEOR.
- El software ScreenEOR fue diseñado con la finalidad de facilitar la selección de un método idóneo de recuperación mejorada, sin embargo, los resultados arrojados por el programa no son para reemplazar las de pruebas de laboratorio y de campo, consideradas antes de la implementación de un proyecto de recuperación mejorada.
- Mediante el programa ScreenEOR se determinó la inyección de polímero como método óptimo de recuperación mejorada para el campo Palo Azul, el cual fue validado mediante un desarrollo de simulación en el software CMG, obteniendo como resultado un incremento en el factor de recobro.

- La efectividad del método seleccionado se demostró simulando dos pozos productores y un inyector, obteniendo una producción acumulada 456.503,94 Bbls durante cuatro años, con un factor de recobro de 3.6%, utilizando una concentración de polímero de 750 ppm.
- En el análisis financiero, la implementación del recobro mejorado realizado mediante la inyección de polímero, resultó viable. Obteniendo un VAN de \$17'706314.79 en cuatro años con un precio del barril de petróleo de \$57.31 en comparación con el VAN de \$2'081082.994 obtenida en el mismo tiempo con un precio de petróleo de \$20.

RECOMENDACIONES

- Para obtener un mejor resultado al momento de realizar la selección del método más idóneo se recomienda contar con todos los datos necesarios que solicita el programa.
- Esta herramienta puede ser aplicada con fines de investigación, académico e incluso en servicio a la industria.
- Realizar modelos de estudio del método seleccionado por el programa antes de realizar una inyección de recuperación mejorada.
- Se recomienda realizar pruebas de laboratorio del método de inyección de polímeros con el fin de verificar los resultados del estudio obtenidos en la simulación.

BIBLIOGRAFÍA

- Yalgin, Zarepakzad, Artun , Durgut, & Kok. (2018). *Diseño y desarrollo de herramientas de detección basadas en datos para procesos mejorados de recuperación de petróleo*. Obtenido de OnePetro: <https://doi.org/10.2118/190028-MS>
- A., K., & A.H., M. (2014). *Screening of Enhanced Oil Recovery Methods*. New York, USA .
- Abidin, A. Z., Puspasari, T., & Nugroho, W. A. (2012). *Polymers for Enhanced Oil Recovery Technology*.
- Afra, S., & Tarrahi, M. (2016). An Efficient EOR Screening Approach with Statistical Pattern Recognition: Impact of Rock/Fluid Feature Selection and Extraction. *Society of Petroleum*.
- Ahmed, T. (2019). *Reservoir Engineering Handbook*. The Boulevard, Langford Lane, Kidlington, Oxford, OX5 1GB, Unit- : Elsevier Science.
- Al Adasani, A., & Bai, B. (2011). Analysis of EOR projects and updated screening criteria. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 79, 10-24.
doi:<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2011.07.005>.
- Alvarado , D. A., & Banzér, C. (2002). *Recuperacion Termica de Petroleo*. (A. R. Mora, Ed.) Caracas.
- Alvarado , V., & Manrique , E. (2010). *Enhanced Oil Recovery: Field Planning and Development Strategies*.
- Bolaños, J. (2016). *Desarrollo de software para la selección de métodos de recuperación mejorada de petróleo*. QUITO.
- Bolaños, J., & Pinto, G. (2015). *Desarrollo de software para la selección de métodos de Recuperación Mejorada de Petróleo*.
- Briceño Gutierrez, H. A., & Mosquera Morales, J. P. (2019). *Evaluación técnico-financiera de la inyección álcali-surfactante-polímero en pozos candidatos de un campo "A" ubicado en la cuenca de los llanos orientales*. BOGOTA D.C.: Fundación Universidad de América.
Obtenido de <https://hdl.handle.net/20.500.11839/7338>
- Castro Catañeda, L. F. (2013). *inyeccion de CO2 como metodo de recuperacion mejorada. (Tesis de Ingenieria)*. UNAM, Mexico.
- Chiang, S. A., & Eras, C. B. (2019). *RECUPERACIÓN SECUNDARIA DE LA ARENA BASAL TENA EN EL WELL PAD NORTE DEL CAMPO PALO AZUL (Tesis de Grado)*. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil. Recuperado el 2021, de <http://www.dspace.espol.edu.ec/xmlui/handle/123456789/49391>
- Cobb, W. M., & Marek, F. J. (1997). Determination of Volumetric Sweep Efficiency in Mature Waterfloods Using Production Data. *Society of Petroleum Engineers, Inc.*, 2-3.
- Dake, L. (1998). *fundamentals of reservoir engineering*.

- Delgadillo - Aya, C. L., Portillo, T., Liliana, M., Bustamante, P., Marioa, J., Vasconez, N., . . . Enrique, N. (2014). *OnePetro*. (s. d. Petroleros, Ed.) Obtenido de OnePetro: <https://doi.org/10.2118/169917-MS>
- Escobar Macualo, F. H. (2004). *Fundamentos de ingeniería de yacimientos* (Primera Edición ed.). (G. Ltda, Ed.) Neiva, Huila, Colombia: Universidad Surcolombiana.
- Escobar, F. H. (2012). *Fundamentos de ingeniería de yacimientos*. Neiva-Huila-Colombia: Universidad Surcolombiana.
- Ferrer, M. P. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo, Venezuela: Ediciones Astro Data S.A.
- Green, D. W., & Willhite, G. P. (1998). *Enhanced oil recovery*. Richardson, Texas, EE.UU.
- Gudiño, J. (s.f.). *Portafolio de Algorítmica y Programación JG*. Obtenido de Portafolio de Algorítmica y Programación JG: <https://sites.google.com/site/portafoliodealgyprogdejii/home>
- Gutierrez, M., & Iturralde, S. (2017). *Elementos básicos de ingeniería de yacimientos* (Primera edición ed.). La Libertad, Santa Elena, Ecuador: UPSE.
- Hartono, A. D, Hakiki, F., Syihab, Z., Ambia, F., Yasutra, A., Sutopo, S., . . . Apriandi, R. (2017). Revisiting EOR Projects in Indonesia through Integrated Study: EOR Screening, Predictive Model, and Optimisation. *Conference Proceedings*. doi:<https://doi.org/10.2118/186884-MS>
- Hemmendinger, D. (19 de Noviembre de 2020). *Britannica*. Obtenido de Britannica: <https://www.britannica.com/technology/computer-programming-language>
- James, S. (2011). *Modern Chemical Enhanced Oil Recovery*. (G. P. Publishing, Ed.) Oxford. doi:ISBN 978-1-85617-745-0
- Jiménez Hilarión, L. M., & Valencia Montiel, J. A. (2018). *Evaluación de un modelo analítico para la inyección de polímeros como método de recobro mejorado en un área piloto del campo Castilla*. BOGOTÁ, D.C.: Fundación Universidad de América. Obtenido de <https://hdl.handle.net/20.500.11839/6820>
- Jiménez, R., Muñoz, S. F., & Rivera, J. E. (02 de Julio de 2007). INYECCIÓN ALTERNADA DE AGUA Y GAS (WAG): GENERALIDADES TEÓRICAS, CASOS HISTÓRICOS, PROBLEMAS OPERACIONALES COMUNES Y SCREENING ESTADÍSTICO PARA SU APLICACIÓN. *Fuentes, el reventón energético*, 5. doi:<https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes>
- José, C., Jenny, D., & Kelly, R. (2016). Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/6961>
- José, C., Julio, M., & Eric, R. (2017). Obtenido de <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/8364>
- K., A. (14 de Septiembre de 2019). *CreceNegocios*. Obtenido de CreceNegocios: <https://www.crecenegocios.com/van-y-tir/>

- Khojastehmehr, M., Madani, M., & Daryasafar, A. (2019). Screening of enhanced oil recovery techniques for Iranian oil reservoirs using TOPSIS algorithm. *Energy Reports*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.egy.2019.04.011>
- Kumar, D. S., & Pushkar, D. (2013). SOFTWARE DEVELOPMENT LIFE CYCLE (SDLC) ANALYTICAL COMPARISON AND SURVEY ON TRADITIONAL AND AGILE METHODOLOGY. *NATIONAL MONTHLY REFEREED JOURNAL OF RESEARCH IN SCIENCE & TECHNOLOGY*.
- La Comunidad Petrolera. (1 de septiembre de 2012). *DEFINICIÓN DE SATURACIÓN*. Obtenido de <https://lacomunidadpetrolera.com/2012/09/definicion-de-saturacion.html#:~:text=La%20saturaci%C3%B3n%20cr%C3%ADtica%20de%20una,%20dicha%20fase%20es%20cero>.
- Lake, L. W. (1989). *Enhanced oil recovery*.
- Lake, L., & Schmidt, R. (Enero de 1992). A Niche for Enhanced Oil Recovery in the 1990s. USA. Obtenido de <http://large.stanford.edu/courses/2015/ph240/aldousary1/docs/lake.pdf>
- Nikolova, C., & Gutierrez, T. (2020). Use of Microorganisms in the Recovery of Oil From Recalcitrant Oil Reservoirs: Current State of Knowledge, Technological Advances and Future Perspectives.
- Olajire, A. A. (24 de Agosto de 2014). Review of ASP EOR (alkaline surfactant polymer enhanced oil. *Elsevier*, 20. doi:<https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.09.005>
- París de Ferrer, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos* (Segunda edición ed.). (A. D. A, Ed.) Maracaibo, Venezuela.
- PDVSA. (1999). *Taller sobre Recuperación Mejorada de Crudos*. Caracas.
- PETROAMAZONAS.E.P. (2017). *Mapa Estructural en Profundidad Tope Arenisca Basal Tena*.
- PETROAMAZONAS.E.P. (2017). *Mapa Estructural en Profundidad Tope Napo*.
- PETROAMAZONAS.E.P. (2020). *GESTIÓN DE OPERACIONES 2020 ACTIVO PALO AZUL - PUCUNA*.
- Petroleoamerica. (26 de Febrero de 2011). *Inyección Continua de Vapor*. Obtenido de petroleoamerica.com/2011/02/normal-0-21-false-false-false-es-ve-x.html#:~:text=La%20inyección%20continua%20de%20vapor%20es%20un%20proceso%20por%20el,los%20fluidos%20que%20esta%20contiene.
- Petroleoamerica. (26 de Febrero de 2011). *Micellar /Polymer Flooding*. Obtenido de <http://www.petroleoamerica.com/2011/02/micellar-polymer-flooding.html>
- Petroleum Solutions Ltd. (2010). *Petroleum Solutions*. Obtenido de <http://www.petroleumolutions.co.uk/eorguimain.html>
- pngtree. (s.f.). Icono De Producción De Petróleo, Estilo De Dibujos Animados. *Icono De Producción De Petróleo, Estilo De Dibujos Animados*. pngtree.com, pngtree. Obtenido de iconos de estilo PNG diseñado por Ylivdesign de [Pngtree.com](https://es.pngtree.com)
- Ramirez, F. (1897). *Application of optimal control theory to enhanced oil recovery*.

- Rivadeneira, M., Baby, P., & Barragan, R. (2004). *Cuenca Oriente: GEOLOGIA Y PETROLEO*. Quito.
- Schlumberger. (s/f). *Oilfield Glossary*. Obtenido de inyección de nitrógeno: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/terms/n/nitrogen_injection
- Schlumberger. (2013). *Oilfield Glossary*. Obtenido de desplazamiento miscible: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/m/miscible_displacement.aspx
- Schlumberger. (2015). *permeabilidad relativa*. Obtenido de Schlumberger: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/r/relative_permeability.aspx
- Sommerville, L. (2005). *Ingeniería de Software - 7a Edición*. Madrid: Pearson Educación, S.A.
- Speight, J. G. (2009). *Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands*. Houston, Texas : Gulf Publishing Company.
- Speight, J. G. (2009). *Enhanced Recovery Methods for Heavy Oil and Tar Sands*.
- Stoop, N. (2018). *The effects of anisotropy and heterogeneity in the piping sensitive layer*. Delft University of Technology. Obtenido de <http://resolver.tudelft.nl/uuid:dd40b31f-33f1-479e-a6e0-8cbf836763be>
- Suarez, L. P. (2013). *Introducción a la Programación en Matlab para Ingenieros Civiles y Mecánicos*. Createspace Independent Publishing Platform.
- Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997). EOR screening criteria revisited-Part 1: Introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects. *SPE reservoir engineering*, 12, 189 - 198. doi:<https://doi.org/10.2118/35385-PA>
- Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997). EOR Screening Criteria Revisited-Part 2: Applications and Impact of Oil Prices. (S. o. Engineers, Ed.) *SPE reservoir engineering*, 199–206. doi:<https://doi.org/10.2118/39234-PA>
- Terry, R. E. (2003). *Encyclopedia of Physical Science and Technology*. Ramtech, inc., Tarzana, California, USA.
- Yernazarova, A., Kaiyrmanova, G., Baubekova, A., & Zhubanova, A. (19 de 10 de 2016). Microbial Enhanced Oil Recovery. doi:<https://www.researchgate.net/deref/http%3A%2F%2Fdx.doi.org%2F10.5772%2F64805>
- Zhao, L., Li, L., Wu, Z., & Zhang, C. (2016). Analytical Model of Waterflood Sweep Efficiency in Vertical. Heterogeneous Reservoirs under Constant Pressure. *Hindawi*, 1.

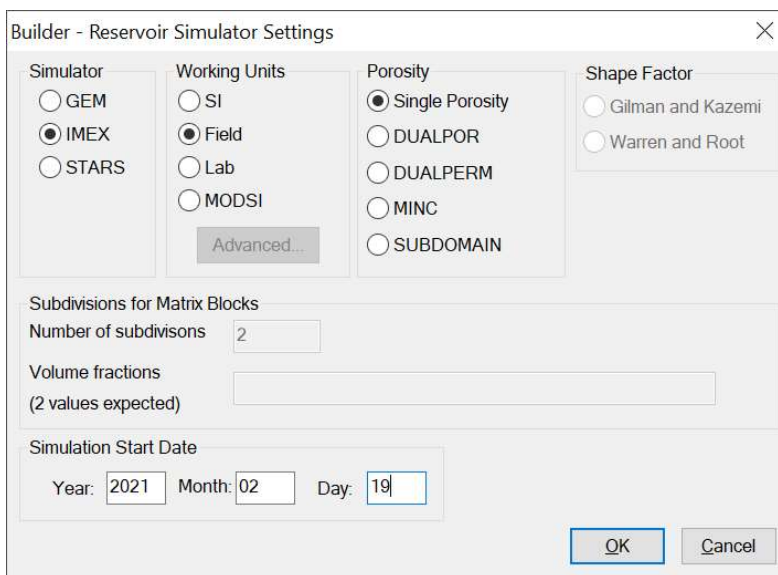
ANEXOS

ANEXO 1. SOFTWARE DE SIMULACIÓN.

La simulación del método óptimo obtenido en el programa ScreenEOR, se realizó mediante el procesador IMEX del simulador CMG (Computer Modelling Group), que se encarga de modelar un yacimiento petrolero considerando los parámetros estáticos y dinámicos con el objetivo de realizar predicciones futuras en la producción de hidrocarburos. IMEX se caracteriza por la utilización de un modelo Black Oil para la simulación, es importante destacar que los modelos Black Oil se identifican por tomar en cuenta la existencia de tres fases en el reservorio, agua, petróleo y gas; y el comportamiento constante en las composiciones del fluido. También cabe mencionar IMEX se desarrolló para simular inyección de polímeros en yacimientos.

ANEXO 2. DESARROLLO DE LA SIMULACIÓN.

El desarrollo del estudio propuesto para el campo Palo azul, como se observa en el anexo 1 se generó un modelo de simulación utilizando el software **IMEX** de **Computer Modelling Group (CMG)**, debido a que maneja petróleo negro. El enmallado de simulación tiene un área aproximada de 35439 acres- ft. Las propiedades más importantes asignadas para el modelo de simulación se muestran en la tabla 16.

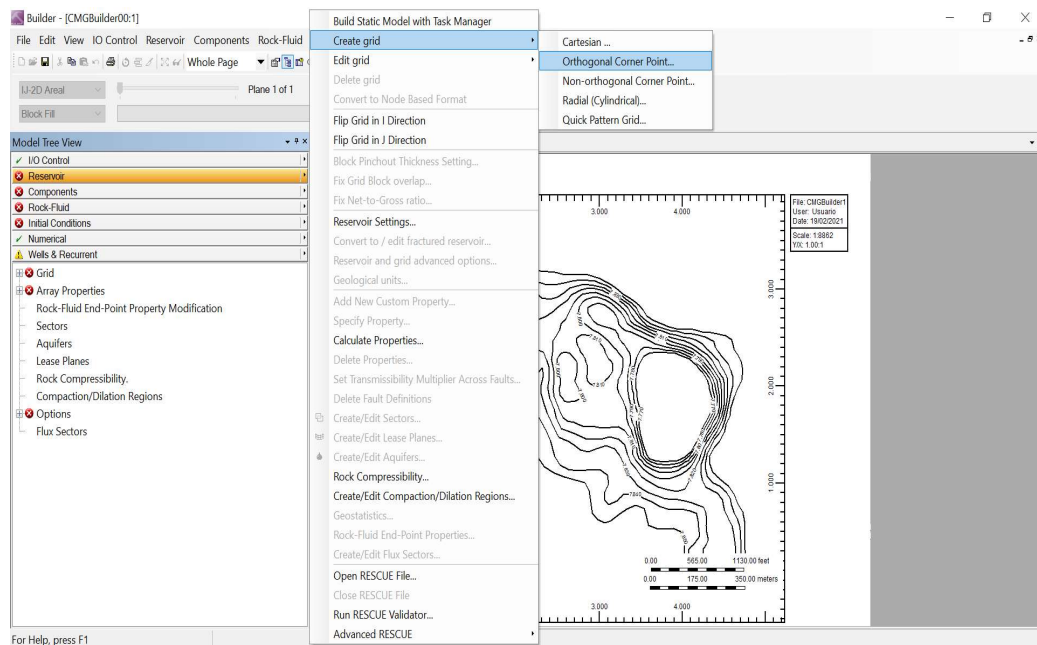


*Anexo. 1 Ventana de configuración del simulador de yacimientos.
Computer Modelling Group. Versión 2015.*

A continuación, se ingresa a **ModelBuilder**, donde se creará un archivo de entrada de datos ingresando la información de cada una de las ocho secciones que se pueden observar en la figura tal, como son:

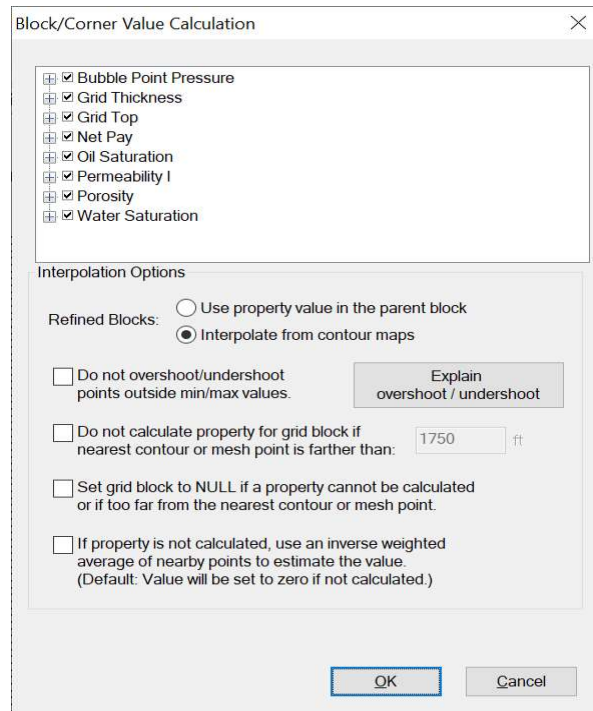
- Reservoir.
- Componets.
- Rock fluid.
- Numerical.
- Well recurrents.

Como se observa en el anexo 2 en la opción **Reservoir** se establecen las características del mallado que simulará así como las propiedades del yacimiento.



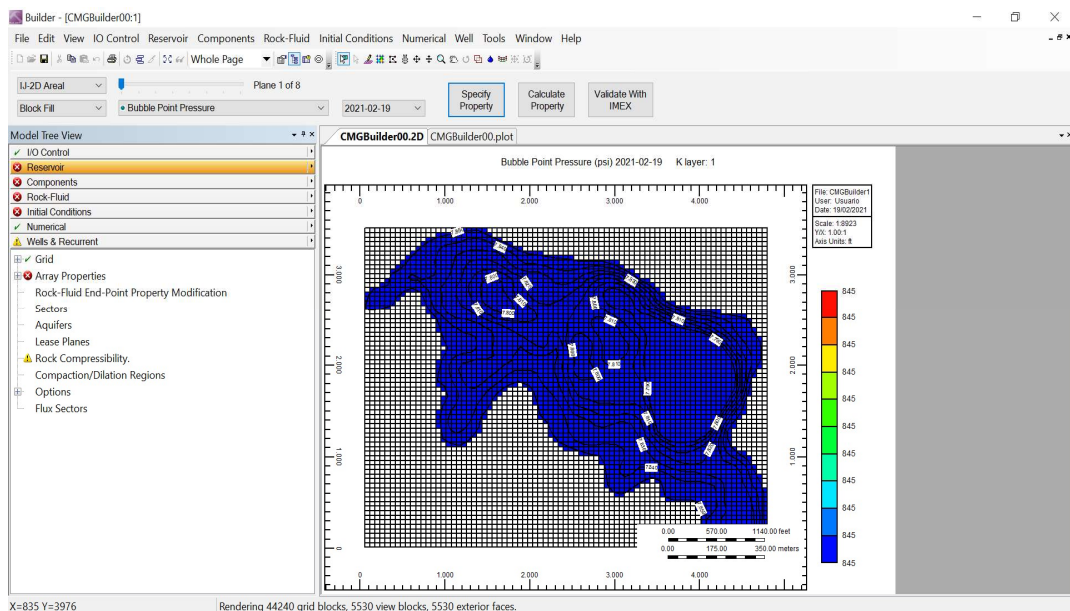
Anexo. 2 Menú de descripción del yacimiento y propiedades generales y mapa de contorno de la roca. Computer Modelling Group. Versión 2015.

En el anexo 3 se puede observar la ventana donde se listan todas las propiedades definidas, en esta ventana se define la forma en la que el simulador realizará los cálculos para todo el enmallado de acuerdo a las características del modelo dado.

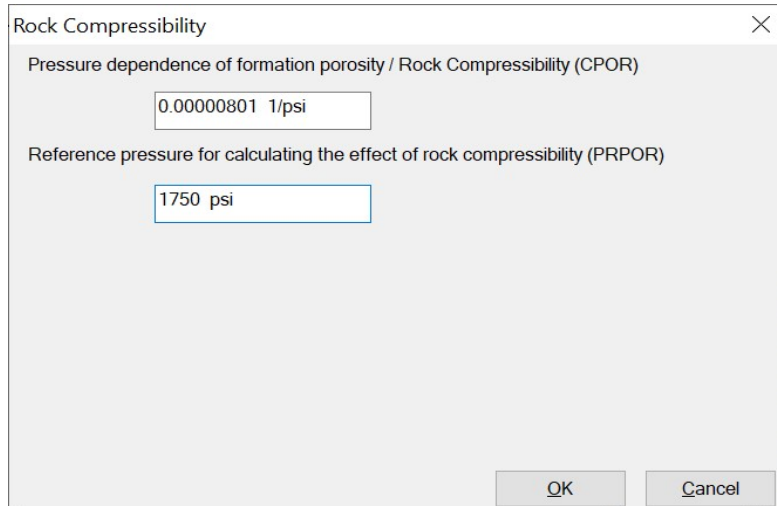


*Anexo. 3 Ventana de cálculo de la distribución de las propiedades del yacimiento.
Computer Modelling Group. Versión 2015.*

Como observamos en el anexo 4 podemos definir una región del yacimiento en especial que deseamos analizar al finalizar la simulación. En la ventana **rock compressibility** como se muestra en el anexo 5 podemos establecer los valores de compresibilidad de la roca junto con los de la presión.

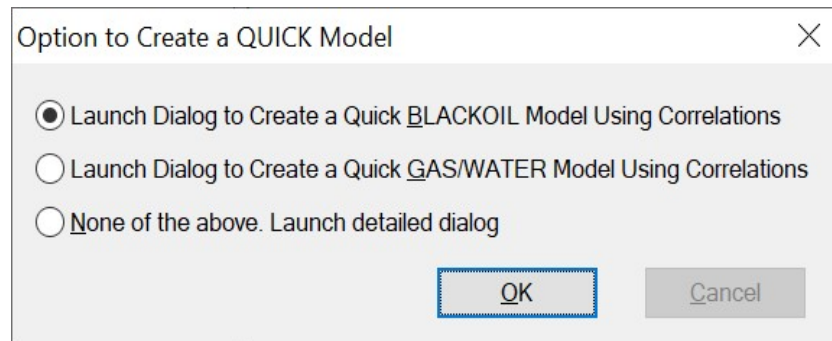


*Anexo. 4 Ventana para la definición de la región del yacimiento.
Computer Modelling Group. Versión 2015.*



*Anexo. 5 Ventana para el ingreso de la compresibilidad de la roca.
Computer Modelling Group. Versión 2015.*

Luego seleccionamos la opción **componets** para que se despliegue es menú y hacer clic en **model** para que nos permia crear el modelo del fluido, en la cual nos aparecerá una ventana donde se seleccionará la opción **Launch Dialog to créate a Quick Blackoil Model using correlations** como se observa en el anexo 6. A continuación **IMEX** desplegara una ventana donde nos permite ingresar los datos para generar una tabla PVT como se muestra en el anexo 7.

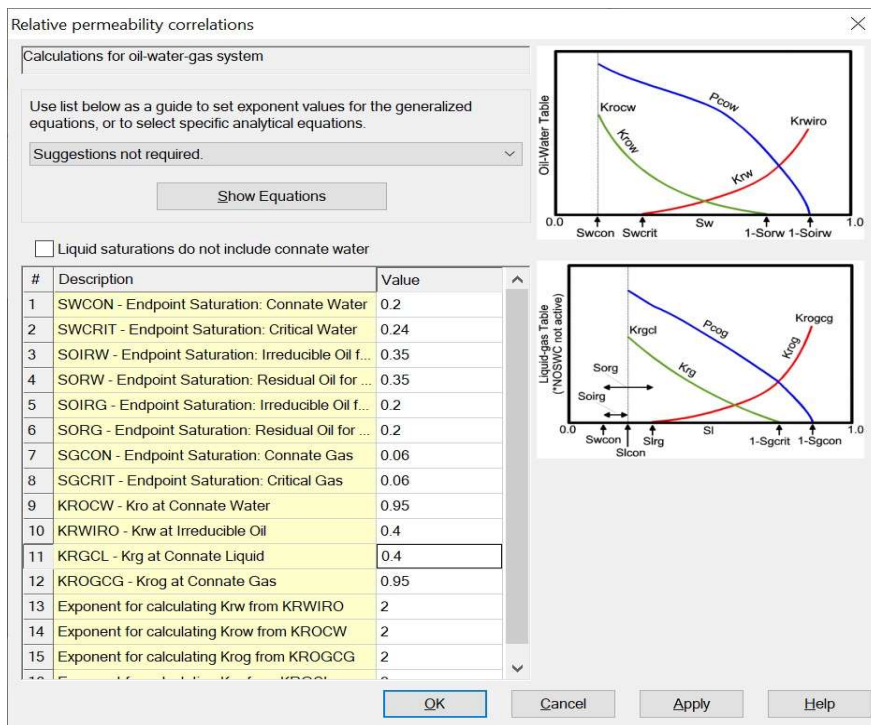


*Anexo. 6 Ventana para generar el modelo del fluido.
Computer Modelling Group. Versión 2015.*

#	Description	Option	Value
1	Reservoir temperature		213 F
2	Generate data upto max. pressu...		3700 psi
3	Bubble point pressure calculation	Value provided	845 psi
4	Oil density at STC(14.7 psia, 60 F)	Stock tank oil gravit...	20.1
5	Gas density at STC(14.7 psia, 6...	Gas gravity (Air=1)	1.027
6	Reference pressure for water pr...		2700 psi
7	Pressure dependence of water v...		0 cp/psi
8	Water salinity (ppm)		24400

Anexo. 7 Tabla PVT.
Computer Modelling Group. Versión 2015.

En la sección de **rock-fluid** se desplegará una ventana para hacer clic en **create/edit rock types**, luego en la opción **rock types** y seleccionar **new rock type** donde e ingresarán la de saturación de agua, petróleo y gas como se observa en el anexo 8, así como los valores de las permeabilidades relativas.



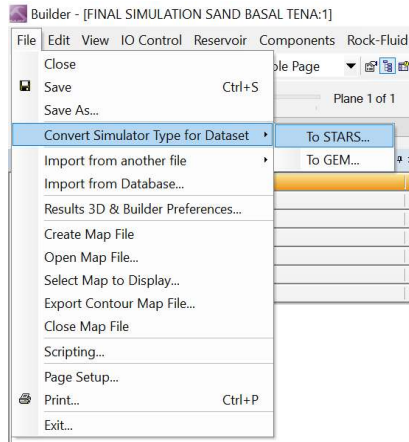
Anexo. 8 Tabla de correlación de permeabilidad relativa e ingreso de valores de saturación.
Computer Modelling Group. Versión 2015.

En la sección de condiciones iniciales se define los datos de presión del yacimiento, la profundidad, el contacto de agua-petróleo a condiciones del yacimiento. Estos valores iniciales muestran en el anexo 9.

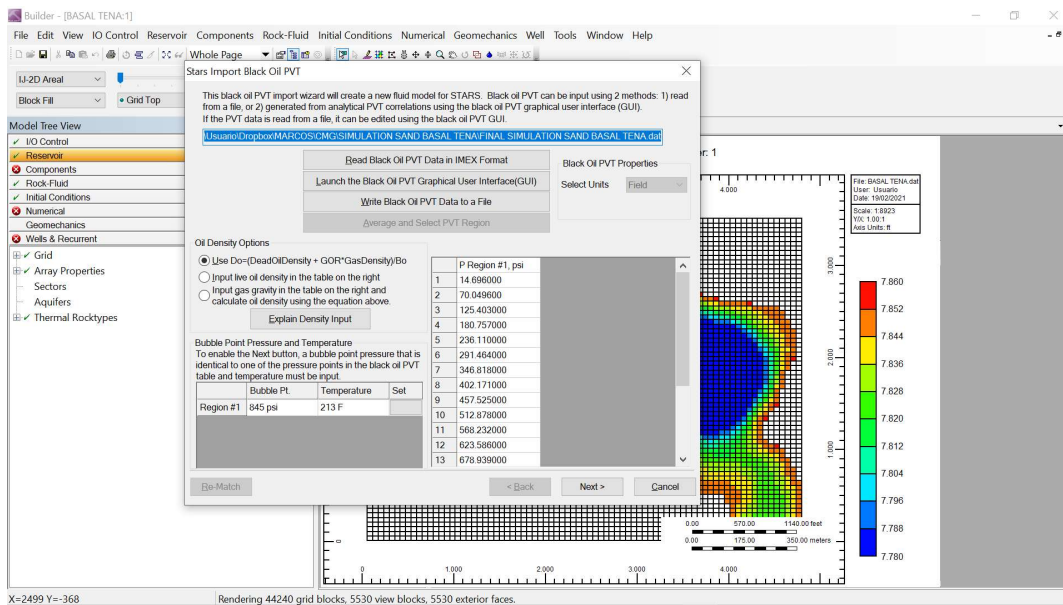
*Anexo. 9 Ventana de condicione iniciales.
Computer Modelling Group. Versión 2015.*

Después de realizar la configuración del modelo, escogemos la opción **well- recurrent** en esta sección se procede a realizar la completación del pozo en la cual se colocarán las características de cada pozo como también la fecha en que iniciara su operación.

Luego de realizar el modelado del yacimiento se procede a convertir el modelo de simulación **IMEX** al modelo composicional **STARS**, esto con el propósito de realizar el estudio de la inyección de polímeros. En la opción File de menú principal seleccionamos **converter simulator type for dataset** y seleccionamos **TO STARS** como se muestra en el anexo 10. Luego de esto se especifica la ruta y el nombre del archivo de salida. Luego se señala la venta importación PVT y se hace clic en next.

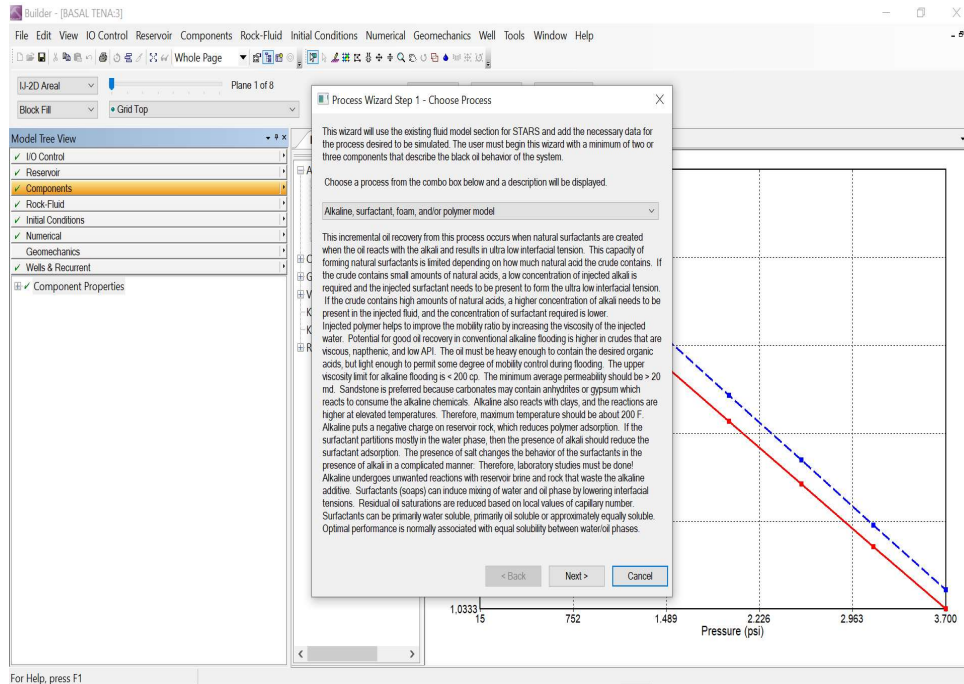


Anexo. 10 Conversión del modelo IMEX a STARS.
Computer Modelling Group. Versión 2015.

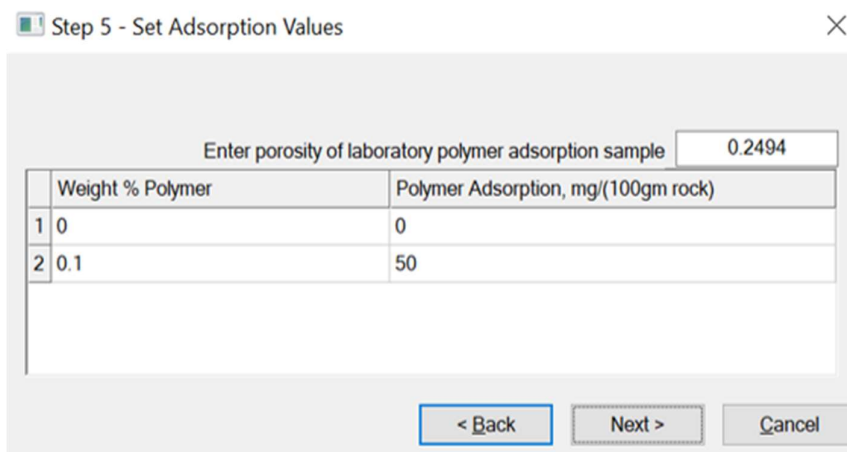


Anexo. 11 Importación al modelo STARS PVT BLACK OIL.
Computer Modelling Group. Versión 2015.

Una vez convertido el modelo de simulación a **STARS**, se realizará la creación del componente a inyectar en el yacimiento. En esta sección se utilizará la **opción Process Wizard** que se seleccionará del menú **component** donde se escogerá el modelo de inyección que se desea simular como se muestra en el anexo 12, donde se observaran los valores de absorción con respecto a la concentración de polímero, estos valores vienen por defecto y pueden ser cambiados según requiera el usuario como se muestra en el anexo 13.



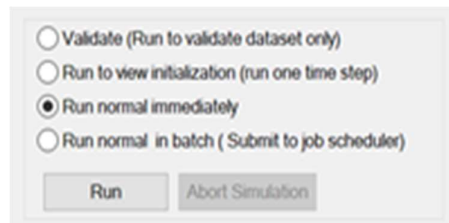
*Anexo. 12 Selección del proceso de inyección.
Computer Modelling Group. Versión 2015.*



*Anexo. 13 Valores de adsorción a diferentes concentraciones del surfactante.
Computer Modelling Group. Versión 2015.*

Antes de realizar la simulación es importante realizar una validación de los datos esto con el propósito de verificar que la información dada sea la correcta.

Hacemos clic en la opción **validate with STARS** y seleccionamos “si” una vez realizada esta acción nos aparecerá una ventana que nos permitirá validar la simulación. En esta ventana nos aparecerá tres opciones hacemos clic en opción **Run normal immediately**, el cual nos generará los resultados de la simulación tales como producción, tasa de inyección, corte de agua entre otros como se muestra en el anexo 14 y 15.



Anexo. 14 Opción para validar o realizar la corrida.
Computer Modelling Group. Versión 2015.

Item	Units	Value
3 Aqueous pha.	ft3	7.6842E+08
4 Oil phase vol.	ft3	2.2100E+07
5 Gaseous pha.	ft3	0.0000E+00
6 Solid phase v.	ft3	0.0000E+00

Anexo. 15 Resultados de la validación de la simulación.
Computer Modelling Group. Versión 2015.