

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Análisis de factibilidad previo a la inyección de polímeros micelares a la
arena M1 del Campo ESPOL

PROYECTO DE TITULACIÓN

Previo la obtención del Título de:

**Magister en Petróleo con Mención en Recobro por inyección
de Agua y Gas**

Presentado por:

Edgar Ricardo Villavicencio Chafra.

Tania Alexandra Romero Romero.

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2022

DEDICATORIA

El presente trabajo de titulación lo dedico a Dios quien cada día me permite seguir cumpliendo mis objetivos planteados desde el inicio de mis estudios universitarios; a mis padres quienes desde pequeño fueron partícipes en mi proceso de formación personal y profesional, a mi hermano menor para que sirva de motivación y logre también desarrollar sus estudios de postgrado.

Agradezco a mi director de tesis el PhD. José Condor por su valioso aporte en la guía y desarrollo de esta tesis

Edgar Ricardo Villavicencio Chafila.

DEDICATORIA

El presente trabajo en primero lugar esta dedicado a mi madre, Laura Romero, mi hermano Byron, que han sido el pilar fundamental para este progreso en mi vida profesional, laboral y personal, siempre han estado para ayudarme y apoyarme en los retos que la vida me pone.

Tania Alexandra Romero Romero.

AGRADECIMIENTOS

Mis más sinceros agradecimientos a la Facultad de Ingeniería en ciencias de la Tierra de la ESPOL, por haber gestionado el proyecto de maestrías en ingeniería de petróleo para que muchos de sus profesionales de esta carrera podamos desarrollar nuestros postgrados y complementar nuestro aprendizaje adquirido en pregrado fomentándonos a participar en desarrollo e investigación de las problemáticas actuales que presentan los reservorios de nuestro país y buscar nuevas alternativas de aumentar el petróleo que tenemos en nuestros yacimientos de manera eficiente, para contribuir con el desarrollo energético del país.

Edgar Ricardo Villavicencio Chafra.

AGRADECIMIENTOS

Me gustaría expresar mi profunda gratitud a mi amigo Edgar Villavicencio por su paciente orientación, su entusiasta aliento y sus útiles críticas de este trabajo de investigación.

Gracias a Dios por permitirme tener y disfrutar a mi familia, gracias a mi familia por apoyarme en cada decisión de mis proyectos, gracias a la vida porque cada día me demuestra lo hermosa que es y lo justa que puede llegar a ser. No ha sido sencillo el camino hasta ahora, pero gracias a sus aportes, a su amor, a su inmensa bondad y apoyo, lo complicado de lograr esta meta se ha notado menos.

Les agradezco y hago presente mi gran afecto hacia ustedes, mi hermosa familia.

Tania Alexandra Romero Romero

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, nos corresponden conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Tania Alexandra Romero Romero y Edgar Ricardo Villavicencio Chafra* damos nuestro consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”

Ing. Tania Romero

Ing. Edgar Villavicencio

EVALUADORES

.....

Msc. Fernando Sagnay

PROFESOR DE POSTGRADO

.....

PhD. Andreina Alarcón

PROFESORA DE POSTGRADO

.....

PhD. José Cóndor

TUTOR DE TESIS

RESUMEN

El campo ESPOL fue descubierto por la compañía operadora FICT en el año 1995 con la perforación del pozo exploratorio ESPOL-01, de este pozo se obtuvieron 3600 BFPD con un BSW del 10%, provenientes de la arena M1, oficializando así la producción del campo.

El desarrollo del campo ESPOL, se lo realizó de la siguiente manera: 4 plataformas en la zona norte (ENA / ENC/ END/ ENE), 4 plataformas en la parte central (ECA / ECB/ ECD / ECE), y 2 plataformas en la parte sur (ESA / ESB), en la mayoría de las plataformas se han perforado pozos en racimo, para evitar el impacto ambiental causado por la deforestación, e internamente drenan partes del reservorio principal de este campo.

La presión de reservorio promedio al inicio del desarrollo del campo fue de 3500 PSI, conforme fueron perforándose los pozos productores de las plataformas mencionadas la presión del reservorio iba declinando, en la plataforma ENC se evidenció que la presión de reservorio llegó a valores muy cercanos a la presión de burbuja (214 PSI), mientras que, en las demás plataformas, la presión presenta una declinación normal producto de la perforación de más pozos.

Se evidencia la influencia del acuífero activo que tiene este campo, no llega a esta plataforma debido a que presenta características no favorables que no afectan la continuidad del reservorio, pero si la influencia del acuífero activo.

Se debe tener presente que en todo el campo ESPOL se instalaron equipos de bombeo eléctrico sumergible como sistemas de levantamiento artificial implementado en todos los pozos ya que se pronosticaron altos valores de producción de fluido, y a futuro por la influencia de los acuíferos un alto corte de agua.

La baja presión de reservorio se evidenció en las plataformas del norte, aunque los valores más bajos de presión de fondo se registraron en la plataforma ENC, por lo cual en esta se implementó un proyecto de recuperación secundaria, debido a que en la mayoría de los pozos de esta plataforma la presión llegó a valores promedios de 350 PSI, y como consecuencia el aporte de petróleo disminuyó considerablemente ya que

para compensar la pérdida de presión en la succión del equipo de fondo se tuvo que chocar las válvulas de producción en el cabezal ya que de no haberse tomado esta acción, la presión de ingreso a la bomba eléctrica sumergible quedaba por debajo de la presión de burbuja y el gas se llenaba en las etapas de la bomba ocasionando que esta cavite, y el pozo deje de aportar, haciendo que el motor eléctrico incremente su temperatura hasta llegar a los valores máximos configurados en el variador de frecuencia y se apague para salvaguardar la integridad mecánica del mismo, y de los sensores de fondo instalados muy cerca del motor, ingreso y descarga de la bomba, todo esto se ve afectado y disminuye el tiempo de vida útil de estos equipos.

A pesar de haberse implementado uno de los sistemas de levantamiento artificial con mayor eficiencia en cuanto a recobro de petróleo, el recobro obtenido con recuperación primaria del reservorio M1 en todo el campo fue del 12%, y luego de haber implementado en la plataforma (ENC) recuperación secundaria el incremento en el factor de recobro subió al 18,33%, si observamos el cálculo del POES, de la arena M1 se tienen 7.400 MMBBLS de petróleo por extraer, si con recuperación primaria se recuperaron 888 MMBBLS, desde el año 1995 hasta el año 2017, y a partir del 2017 hasta la actualidad (año 2022) se han recuperado 468 MMBBLS adicionales, hasta el momento se ha recuperado 1356 MMBBLS, a la actualidad el BSW promedio del campo es del 80 % quedando aún por recuperar 6043 MMBBLS, el cual hace pensar en toda esta cantidad de petróleo que está quedando dentro del reservorio sin producirse, aunque cada vez aumenta el corte de agua en los pozos de este campo y el pronóstico es que siga aumentando, tal como se evidencian en curvas de pronósticos de producción que se muestran más adelante.

Por esta razón se está contemplando la posibilidad de implementar un método de recobro mejorado que me permita incrementar el factor de recobro de la arena M1 y sostener la declinación de presión de este yacimiento, para no llegar a la presión de burbuja y evitar problemas futuros de bloqueo por gas en nuestros equipos eléctricos de fondo, y pérdidas de producción.

Como es conocido existen varios métodos de recobro mejorado que se implementan con la finalidad de mejorar la eficiencia de desplazamiento de petróleo mediante la reducción de fuerzas capilares, disminución de la tensión interfacial, aumentar la viscosidad del agua inyectada como fluido desplazante(Salager, n.d.).

Para saber cuál de todos los métodos de recuperación mejorada es el más idóneo a implementar, se utilizó el software EORgui, de la empresa Petroleum Solutions, para esto se ingresaron los datos del reservorio y de los fluidos presentes, a través de una serie de parámetros establecidos se realiza una detección o “screening” el cual detecta la información que se va proporcionando al software y este realiza una búsqueda de cuál de todos los métodos de recuperación mejorada tiene mayor afinidad y cumple con la mayoría de las condiciones que requiere la aplicación de la metodología de EOR.

Luego de que se ingresaron los datos petrofísicos y de fluidos de la arena M1 del campo ESPOL, el software EORgui, nos mostró que el método de EOR que más factibilidad tiene acorde a nuestro reservorio es la inyección de polímeros micelares, o también denominado *chemical flood- Micellar Polymer* (por sus siglas en inglés); este software nos mostró la cantidad de petróleo incremental a obtenerse con la aplicación de esta metodología, la cantidad de años que va a durar este proyecto de forma económicamente rentable, la cantidad de químicos (surfactantes y polímeros) que van a ser necesarios inyectar durante el tiempo que dure el proyecto, y con todos estas proyecciones podremos evaluar si es económicamente viable implementar la inyección química de polímeros micelares como método de recobro mejorado e incrementar considerablemente el factor de recobro.

Para realizar nuestro análisis de factibilidad de implementación de polímeros micelares se utilizó un arreglo normal de 5 pozos. (4 inyectoros y 1 productor)

De obtenerse resultados satisfactorios se podrá extender la aplicación de esta metodología a las demás plataformas del campo ESPOL.

Palabras Clave: Factor de recobro, Micelar; Polímeros, EOR, EORgui.

ABSTRACT

This thesis work seeks to demonstrate through a feasibility analysis if the implementation of an improved recovery method called chemical injection of micellar polymers in which surfactants and polymers are applied in order to increase the recovery factor obtained so far in the TPTC well pad of the ESPOL field; taking advantage of the fact that primary and secondary recovery has been implemented on this well pad at the moment, but the recovery factor obtained so far has been 14%, considered low.

To demonstrate the viability of this project, the EORgui software of Petroleum Solutions company will be carried out to evaluate the incidence in the increase of the recovery factor with the injection of an immiscible water with micelles and polymers.

It was possible to demonstrate an additional 0,83 % increase in the recovery factor to the current one; from the economic analysis, it was shown that the project is attractive enough to obtain the approval of the budget for its development and its implementation in the field.

It can be concluded that the project can be taken as a reference to apply it to other platforms in the ESPOL field, where secondary recovery was carried out.

Keywords: *Recovery Factor, Water Injection, Polymers, Immiscible Water, micelles.*

ÍNDICE GENERAL

EVALUADORES	VII
RESUMEN	VIII
<i>ABSTRACT</i>	XI
ÍNDICE GENERAL	XII
ABREVIATURAS.....	XIV
SIMBOLOGÍA.....	XV
ÍNDICE DE FIGURAS	XVI
ÍNDICE DE TABLAS	XVII
CAPÍTULO 1	18
1. Introducción.....	18
1.1 Descripción del problema.....	20
1.2 Justificación del problema.....	20
1.3 Objetivos.....	21
1.3.1 Objetivo General.....	21
1.3.2 Objetivos Específicos.....	21
1.4 Marco teórico.....	22
1.4.1 Ubicación del campo ESPOL.....	22
1.4.2 Geología del campo ESPOL.....	22
1.4.3 Litología del campo ESPOL.....	244
1.4.4 Reservas e historial de Producción.....	25
1.4.5 Mecanismo de empuje primario.....	266
1.4.6 Propiedades petrofísicas de los hidrocarburos del yacimiento M1	266
CAPÍTULO 2	299
2. Metodología.....	299

2.1	Recolección de información.....	299
2.1.1	Descripción del área de interés.....	300
2.1.2	Arreglo de inyección.....	322
2.2	Matríz del Screening	32
CAPÍTULO 3		355
3.	Resultados y Análisis.....	355
3.1	Resultado del Screening.....	355
3.2	Parámetros de modelaje.....	36
3.3	Resultados obtenidos en la simulación #1.....	38
3.3.1	Inversiones adicionales para el proyecto	50
3.3.2	Análisis Económico.....	52
3.3.2.1	Escenario a un precio de \$80 USD por barril.....	53
CAPÍTULO 4		55
4.	Conclusiones Y Recomendaciones	55
4.1	Conclusiones.....	55
4.2	Recomendaciones.....	56
BIBLIOGRAFÍA		58

ABREVIATURAS

BFPD	Barriles de Fluido por Día.
BSW	Basic Sediments and Water
CDP	Coeficiente de Dysktra Parson
ENA	Well pad Espol Norte A
ENB	Well pad Espol Norte B
ENC	Well pad Espol Norte C
END	Well pad Espol Norte D
ECA	Well pad Espol Central A
ECB	Well pad Espol Central B
ECD	Well pad Espol Central D
ECE	Well pad Espol Central E
ESA	Well pad Espol Sur A
ESB	Well pad Espol Sur B
EMB	Eficiencia de Barrido del polímero
ESPOL	Escuela Superior Politécnica del Litoral
EOR	Enhanced Oil recovery (Recuperación mejorada de petróleo)
EORgui	Software libre de guía de aplicaciones de EOR.
Ha	Hectárea
mD	Mili Darcies
MM	Millones
MMBBL	Millones de barriles
FICT	Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra.
Ft	Pies.
Pb	Presión de burbuja.
POES	Petróleo Original en Sitio

PSI	<i>Pounds Square Inches</i> (libras por pulgada cuadrada).
PVT	Análisis de laboratorio “Presión Volumen y Temperatura”.
P1	Reservas Probadas.
P2	Reservas Probables
P3	Reservas Posibles
WTI	West Texas Intermediate.

SIMBOLOGÍA

°F	grados Fahrenheith
rb	Barriles a condiciones de reservorio
stb	Barriles a condiciones standard
scf	Pies cúbicos a condiciones estándar
%	Porcentaje

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación geográfica del campo ESPOL.....	22
Figura 2. Líneas sísmicas del campo ESPOL.....	23
Figura 3. Mapa estructural de la arena M1 del campo ESPOL.....	24
Figura 4. Registro eléctrico de la arena M1 del campo ESPOL.....	25
Figura 5. Metodología para llevar a cabo el análisis de la viabilidad de inyección de polímeros micelares.....	29
Figura 6. Producción acumulada y proyectada del campo ESPOL.....	30
Figura 7. Área de aplicación del método de recuperación mejorada.....	31
Figura 8. Parámetros de evolución para distintos métodos de recuperación mejorada...	33
Figura 9. Ilustración de la inyección de polímeros y surfactantes.....	34
Figura 10. Screening realizado al reservorio M1.....	35
Figura 11. Ingreso de datos al software EORgui correspondiente a la arena M1-Simulación #1.....	37
Figura 12. Ingreso de datos al software EORgui correspondiente a la arena M1-Simulación #1-continuación.....	38
Figura 13. Grafica de producción acumulada de petróleo por arreglo-Simulación #1...	39
Figura 14. Ingreso de datos al software EORgui correspondiente a la arena M1-Simulación #2.....	41
Figura 15. Ingreso de datos al software EORgui correspondiente a la arena M1-Simulación #2-continuación.....	41
Figura 16. Grafica de producción acumulada de petróleo por arreglo- Simulación #2....	43
Figura 17. Ingreso de datos al software EORgui correspondiente a la arena M1-Simulación #3.....	44
Figura 18. Ingreso de datos al software EORgui correspondiente a la arena M1-Simulación #3-continuación.....	44

Figura 19. Grafica de producción acumulada de petróleo por arreglo-Simulación #3...	46
Figura 20. Ingreso de datos al software EORgui correspondiente a la arena M1-Simulación #4.....	47
Figura 21. Ingreso de datos al software EORgui correspondiente a la arena M1-Simulación #4-continuación.....	47
Figura 22. Grafica de producción acumulada de petróleo por arreglo-Simulación #4...	49
Figura 23. Flujo de caja del proyecto de inyección de polímeros micelares.....	53

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Calculo de petróleo original el sitio	25
Tabla 2 Reservas estimadas de la arenisca M1 del campo ESPOL	266
Tabla 3 Datos PVT del fluido de yacimiento	27
Tabla 4. Areas escogidas para cada arreglo y realizar las simulaciones.....	33
Tabla 5. Datos de reservorio usados para simulación	36
Tabla 6. Comparación de eficiencia entre arreglos.....	49
Tabla 7 Inversiones adicionales para implementar recuperación mejorada en la arena M1 del campo ESPOL.....	51

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

En el mundo, la industria de los hidrocarburos es una de las más importantes debido al gran poder económico que genera. El petróleo es un recurso no renovable que se ha convertido en uno de los pilares de la economía mundial, debido a la gran cantidad de derivados que se obtienen del proceso de refinación, uno de los derivados más importantes son los combustibles, plásticos, asfalto, aceites lubricantes, azufre, ceras, parafinas, solventes y otros productos que se utilizan diariamente en diferentes actividades industriales (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2019).

Cada año se extraen grandes cantidades de hidrocarburos de los yacimientos, esto ocasionando que sus reservas actuales a nivel mundial disminuyan considerablemente, lo cual preocupa grandemente a la industria petrolera, porque si no se descubren nuevas reservas con tamaños atractivos que puedan compensar la gran cantidad de petróleo producido, llegará un punto en el que no se podrá seguir abasteciendo de materia prima para la elaboración de todos los derivados de petróleo que se mencionaron anteriormente (International Monetary Fund, 2011).

Existen campos maduros alrededor del mundo con una gran cantidad de petróleo residual, que se ha quedado dentro del reservorio sin extraer de forma comercial, los mismos que representan una oportunidad para ser desarrollados por métodos de recuperación terciaria ya que durante su etapa de producción primaria en unos casos y en otros por recuperación secundaria, no pudieron ser producidos de manera eficiente como lo estimado inicialmente, por lo que es necesario investigar que métodos son viables para recuperar estas cantidades de petróleo residual (Lamas et al., 2021).

Entre las principales razones para el fenómeno anteriormente descrito se debe a una rápida declinación de la presión promedio del reservorio o a una producción acelerada de agua asociada a la producción de petróleo. El agua al tener una mayor

movilidad que el petróleo alcanzará los pozos productores con mayor facilidad. En este tipo de casos, el agua inyectada para recuperación secundaria llegará tempranamente a al pozo productor volviendo ineficiente esta metodología de recobro, y el factor de recobro por este tipo de métodos será muy bajo en comparación con otros métodos utilizados para recuperar más crudo del banco de petróleo residual.

En base a lo anteriormente descrito, surge la necesidad de encontrar un método de recobro mejorado que sea eficiente para el reservorio en el cual sea aplicado con la finalidad de extraer esa gran cantidad de petróleo residual.

Para este proyecto de investigación se ha tomado en consideración el Campo ESPOL que tiene una reserva de 7.400 MM barriles en sitio en el reservorio M1 en la Cuenca Oriente de Ecuador, el cual inició su etapa de producción en el año 1995 con una producción de 3600 BFPD y un BSW del 10%, el mismo que hasta el año 2017 ha producido 888 MM barriles, correspondientes a 12% de toda la reserva recuperable.

El reservorio M1 presente en el campo ESPOL tiene como mecanismo de empuje un acuífero activo el cual ha contribuido con energía para que en a pesar de los años de producción, no se sienta un impacto severo en la disminución de presión de reservorio.

Al parecer por algunas condiciones estructurales la energía del acuífero no incide considerablemente sobre la plataforma ENC, donde la presión de fondo llegó a valores cercanos a la presión de burbuja, como consecuencia su aporte disminuyó.

Con la finalidad de brindarle soporte de presión se implementó un proyecto de recuperación secundaria a esta plataforma.

Se conoce el valor de reservas de la plataforma ENC, la cual es de 25 MM barriles, de los cuales posterior a haber aplicado recuperación secundaria se ha recuperado el 2.014% correspondientes a 0,503 MM barriles de petróleo.

Se desea evaluar a través de un análisis de factibilidad si se cambiase la metodología de producción de recuperación secundaria a recuperación mejorada se obtendría un aumento considerablemente interesante en el factor de recobro.

El análisis de factibilidad se lo realiza a través de la técnica de filtrado tipo *screening*, la cual permitió identificar acorde a las características del reservorio y los fluidos contenidos, que la metodología de inyección de polímeros micelares es la mejor alternativa frente a de todos los métodos de recuperación mejorada que se debe implementar en el reservorio M1.

Este screening se lo realizó mediante la aplicación de un software libre denominado EORgui®, el mismo que generó los escenarios de recobro mediante el ingreso de parámetros propios del reservorio en estudio. (O'Brien, Sayavedra, Mogollon, Lokhandwala, & Lakani, 2016).

1.1 Descripción del problema

El problema detectado en el reservorio M1 del Campo ESPOL es el bajo factor de recobro obtenido, y el alto corte de agua asociado a la producción de petróleo.

Se conoce que la cantidad de reserva de la arenisca M1 es alta, el factor de recobro obtenido hasta el momento ha sido del 14 %, considerándose bajo, comparado con la reserva probada que posee, lo cual nos da a pensar que no se ha producido un barrido eficiente de la reserva actual y con la alta producción de agua cada vez se complica más producir petróleo, ya que se sigue quedando de forma residual.

1.2 Justificación del problema

Cada día las reservas de petróleo se van agotando, y es más complejo seguir produciendo para satisfacer la demanda actual de derivados de petróleo que requiere la población a nivel mundial , por lo tanto es necesario recuperar con mayor eficiencia el petróleo de los campos que actualmente se están explotando (America Economía, 2021).

Además a nivel de Estado ecuatoriano, se puso como objetivo a inicios de este año elevar la producción petrolera, y para cumplir con ese objetivo una de las formas

de conseguirlo es incorporando nuevas metodologías de recobro de petróleo para producir de manera eficiente las reservas, las mismas que hoy en día tienden más a ser de crudo pesado y extrapesado (Presidencia de la República de Ecuador, 2022).

Considerando el buen nivel de precios del barril de petróleo en el marcador *West Texas Intermediate* (WTI) que se tiene actualmente, es el momento de analizar a través de un estudio de factibilidad una nueva metodología que requiera una mayor inversión pero que prometa ser más eficiente que la que actualmente tenemos, de esa manera se obtendrían mayores tasas de petróleo producidos y mayores ingresos a las arcas fiscales del Ecuador. (Primicias, 2022).

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Analizar la factibilidad de la inyección de polímeros micelares como método de recobro mejorado en el reservorio M1 del Campo ESPOL.

1.3.2 Objetivos Específicos

1. Verificar si las condiciones del yacimiento M1 son las adecuadas para inyectar polímeros micelares.
2. Estimar el volumen de reservas de petróleo que se podrían producir mediante un proyecto piloto de recuperación mejorada en un periodo económico.
3. Analizar la viabilidad económica de la implementación del piloto de recobro mejorado mediante inyección de polímeros micelares.

1.4 Marco teórico

1.4.1 Ubicación del campo ESPOL



Figura 1. ubicación geográfica del Campo ESPOL

El campo ESPOL se encuentra al Noroeste del Ecuador dentro de la región amazónica y forma parte de la Cuenca Oriente, la cual hace parte de una macro cuenca la misma que se extiende desde Venezuela hasta Bolivia. Este reservorio fue clasificado como comercial a partir de 1995. Desde entonces se han perforado 190 pozos, de los cuales 180 están en producción, 3 esperando workover y 7 cerrados por alto corte de agua.

1.4.2 Geología del campo ESPOL

El Campo ESPOL se encuentra ubicado al Este de la Cuenca Amazónica y tiene una extensión por encima 180.000 Ha. El reservorio bajo análisis pertenece a la secuencia del Cretácico y está compuesto de areniscas de grano medio, con estratificaciones cruzadas y bien cementados, con intercalaciones de otros componentes líticos tales como lodo y areniscas de grano fino a medio de gradación normal y presencia de *ripples* suprayacentes.

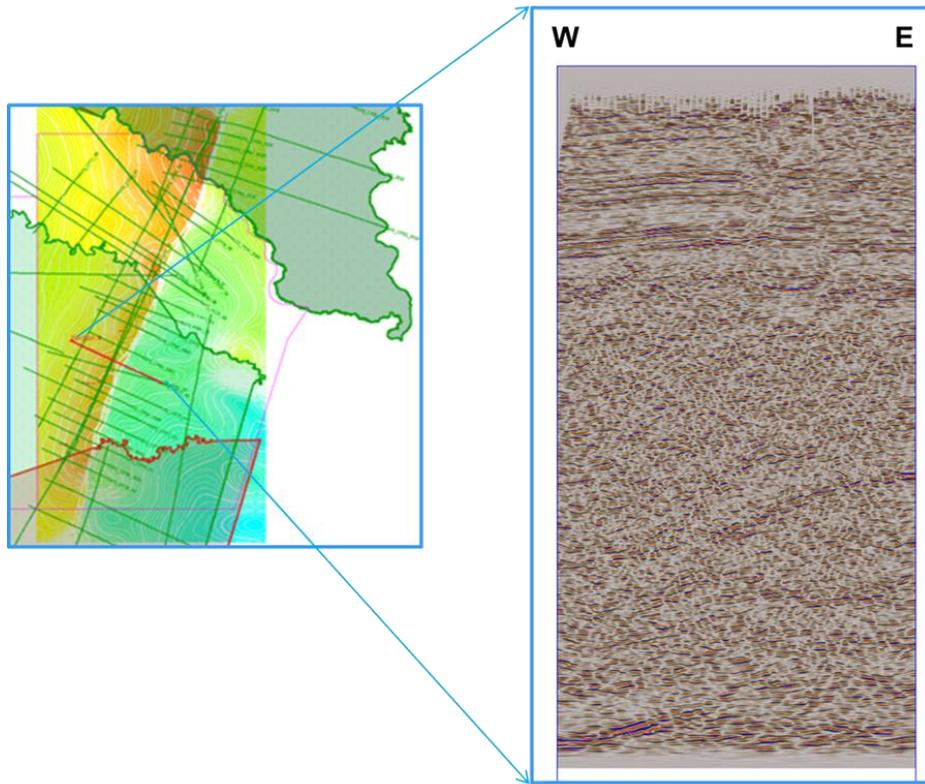


Figura 2. Líneas sísmicas del Campo ESPOL

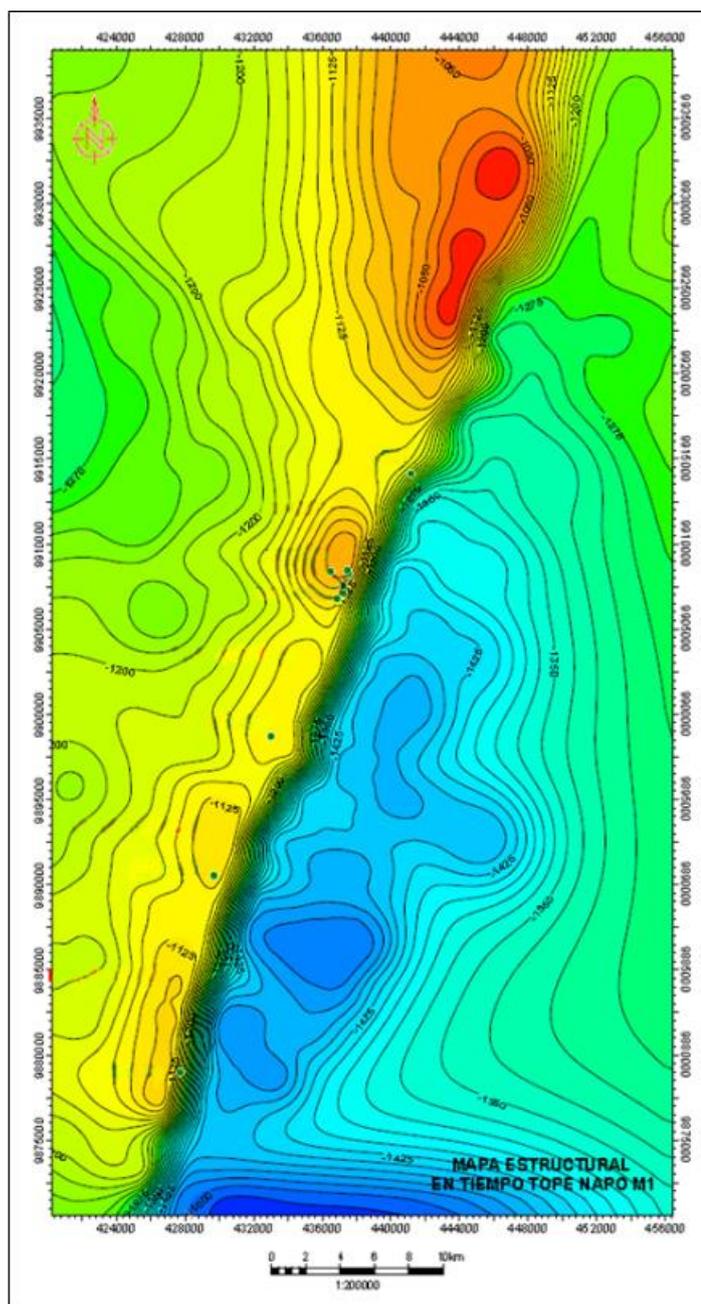


Figura 3. Mapa estructural de la arena M1 del campo ESPOL

1.4.3 Litología del campo ESPOL

La litología del Campo ESPOL es muy similar a los demás campos ubicados en la Cuenca Oriente ecuatoriana. Sin embargo, de un estudio geológico realizado por la empresa operadora, se determinó que solo 3 formaciones cuentan con la existencia de hidrocarburo, de las cuales solo la arenisca M1 hace parte de este proyecto de investigación, por ser la más prolífica.

El análisis litológico realizado a la arenisca M1 indica que está formada por varias capas de arenisca intercalada con lutita, hacia el tope presenta una arenisca gris clara de grano medio a fino cuarzosa, subangular a subredondeado, con matriz que contiene caliza, cemento no visible.

La información de la arenisca M1 ha confirmado a través de los diferentes registros eléctricos. También, se ha evidenciado buena continuidad de su composición a lo largo del reservorio. La Figura 4, muestra un registro eléctrico de la zona de interés en la arenisca M1 donde se puede observar la presencia de hidrocarburos y agua en la formación.

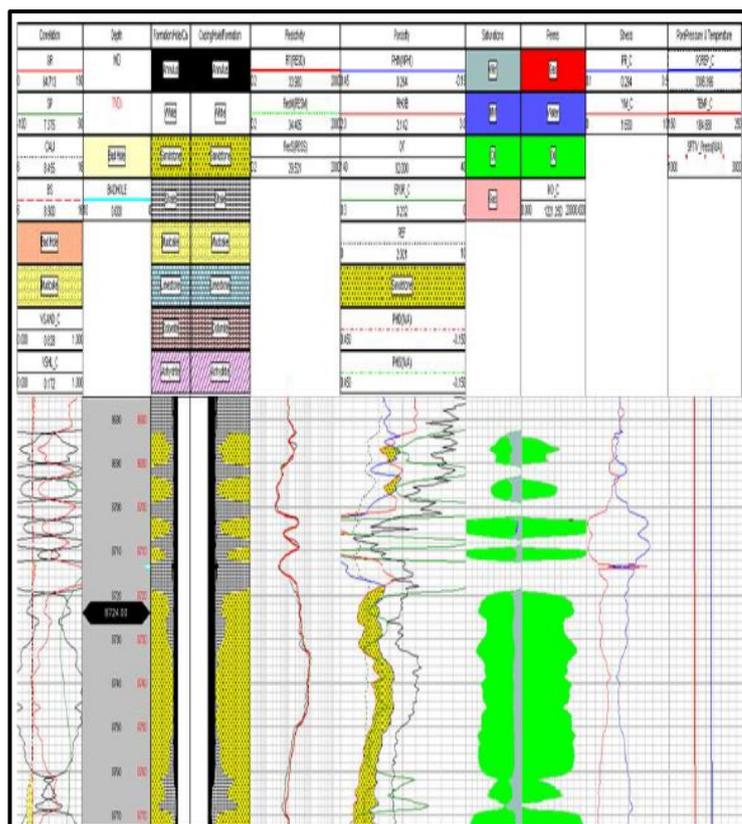


Figura 4. Registro eléctrico de la arenisca M1

1.4.4 Reservas e historial de Producción

En esta Tabla 1 se muestra el POES para la arenisca M1.

Tabla 1. Cálculo de petróleo original en sitio

RESERVORIO	VOLUMEN TOTAL DE ROCA Acre-pie	ESPESOR PROMEDIO NETO pies	N/G	VOLUMEN NETO DE ROCA acre-pie	POROSIDAD	Sw	Factor Volumétrico Inicial, Boi By/Bn	Petróleo Original en Sitio POES Bls
Arenisca M1	9'834.518,09	75,12	0,60	5'881.041,82	0,22	0,21	1,060	7.412'791,117

En la Tabla 2 se presentan las reservas tipo P1+P2+P3 para la arenisca M1 del Campo ESPOL.

Tabla 2 Reservas estimadas de la arenisca M1 del Campo ESPOL

CAMPO	RESERVORIO	Petróleo Original en Sitio (MMBLS)	Reservas (1P+2P+3P) (MMBLS)	Recursos Contingentes 3C (MMBLS)
ESPOL	M1	7.413	1.000	724

1.4.5 Mecanismo de empuje primario

El mecanismo de empuje primario del reservorio es un acuífero activo de fondo. Eso se puede deducir debido a la baja tasa de declinación de la presión promedio del reservorio durante 22 años de producción, la cual disminuyó apenas en 750 psi desde 1995 hasta el año 2017 en casi todas las plataformas de este campo, a excepción de la plataforma ENC donde la presión llegó a 350 PSI.

1.4.6 Propiedades petrofísicas y de los hidrocarburos del yacimiento M1

Las propiedades de roca y fluidos del reservorio M1 son las siguientes:

- Temperatura del reservorio = 199 °F
- Porosidad = 0.21
- Permeabilidad promedio = 750 mD.
- Profundidad del reservorio M1= 7000 ft.
- El espesor de la formación = 50 ft.
- Relación Kv/Kh = 0.3
- Coeficiente de Dyskra-Parsons= 0,68
- Saturación de agua crítica = 0.2
- Saturación de petróleo residual = 0.38
- End Point de la kro a la saturación de agua crítica= 0.8
- End Point de la krw a la saturación de petróleo residual=0.3
- Salinidad de la formación M1 = 20.000 ppm.
- Viscosidad del petróleo = 36 cp @ 200 F
- °API= 22
- Viscosidad del agua = 0,9 cP.

Adicionalmente, los datos PVT del fluido del reservorio se enlistan a continuación en la Tabla 3.

Tabla 3 Datos PVT del fluido del reservorio M1

PARAMETROS	VALOR	UNIDAD
Presión de reservorio actual promedio en todo el campo	2000	psi
Presión de burbuja (Pb)	214	psi
Factor volumétrico inicial del petróleo	1.2	rb/stb
Factor volumétrico final del petróleo	1.05	rb/stb
Factor volumétrico final del agua	1	rb/stb
Gravedad del gas	0.85	-
GOR	30	scf/stb

1.4.7 Eficiencia de barrido polimérico

La eficiencia de barrido del polímero (EMB) determina cuan eficiente es la solución polimérica micelar inyectada, la cual relaciona la cantidad de petróleo producido con el volumen poroso contactado del reservorio, la utilizo para comparar entre diferentes soluciones de polímeros cual de todas es la que logra un mejor barrido de petróleo residual.

$$EMB = (1.0 - EMBO) \left(1.0 - e^{\left(-0.4 + \frac{VPMB}{1.2EV} \right)} \right) + EMBO$$

VPMB es la viscosidad que ofrece la solución de polímero, para diferentes concentraciones de polímeros se muestran los valores de VPMB en tablas en el material técnico del Software EORgui.

EV es la eficiencia volumétrica, la cual resulta de multiplicar la eficiencia Vertical por la Eficiencia Areal.

EMBO es la relación de la eficiencia de barrido polímero con respecto a la heterogeneidad del yacimiento, que se calcula con la ayuda del coeficiente de Dystra-Parson (CDP).

$$EMBO = 0.71 - 0.6 \times CDP$$

Si se desconocen datos experimentales relacionados a los polímeros que se utilizaran o de la respuesta de la roca del yacimiento al contacto con el polímero, se puede asumir un valor de 0.6 para EMBO.

CAPÍTULO 2

2. METODOLOGÍA

La metodología de trabajo se encuentra descrita en la Figura 5, la cual comprende 4 pasos que incluyen:

- 1) Recolección de datos relacionados con el campo y el reservorio M1 y evaluación del escenario actual.
- 2) Realización de un “*screening*” para seleccionar el mejor método de recuperación.
- 3) Implementación de un software de modelamiento considerando las características del yacimiento para estimar el posible incremento de producción de petróleo a través de la inyección de polímeros micelares.
- 4) Análisis de viabilidad económica del proyecto.

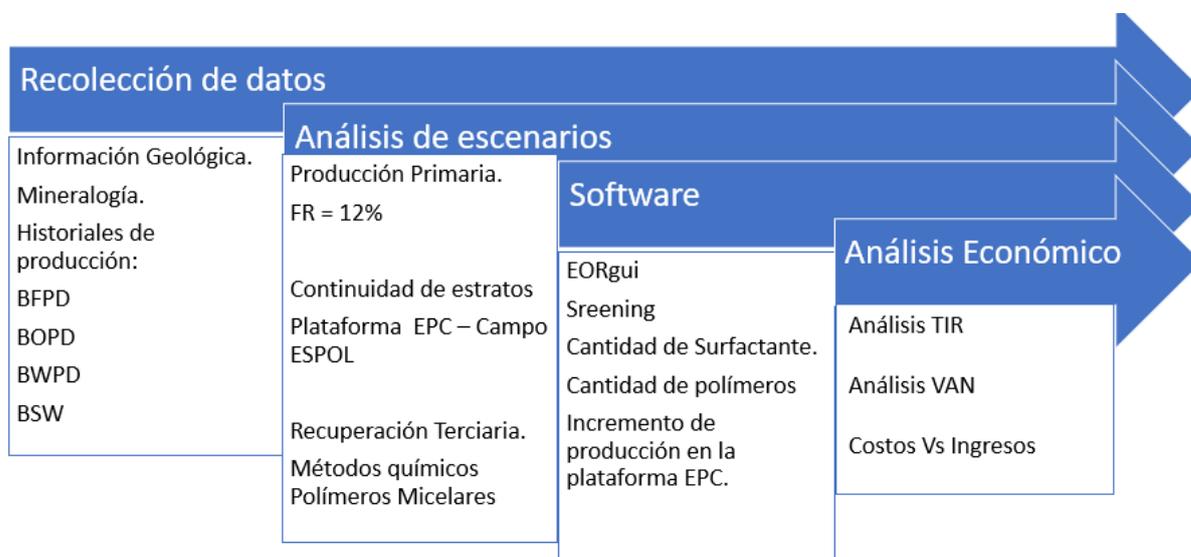


Figura 5. Metodología para llevar a cabo el análisis de viabilidad de inyección de polímeros micelares.

2.1 Recolección de datos

Desde el año de 1995 hasta el 2017 (22 años) la producción primaria se realizaba mediante Bombeo Eléctrico Sumergible.

A partir del año 2017 se inicia un proyecto piloto de recuperación secundaria en la plataforma ENC, con una proyección a 18 años. En la Figura 6 se aprecia un incremento en la producción de agua hasta el momento con valores del 85% respecto al inicio del proyecto.

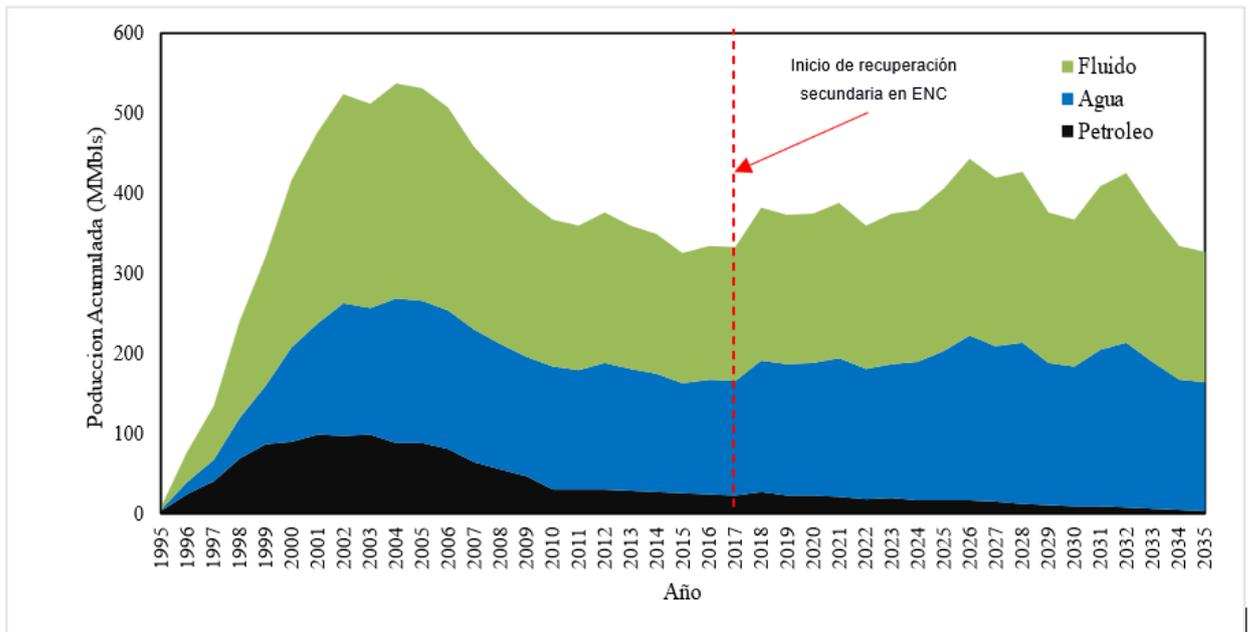


Figura 6. Producción acumulada y proyectada del campo ESPOL

Como la producción de agua sigue incrementando, se asume que, si continúa el proyecto de inyección de agua, el BSW aumentará hasta el punto de volver no rentable la producción de estos pozos ya que se producirá más agua que crudo.

Por esta razón con la finalidad de buscar una alternativa técnica-económica para seguir produciendo el campo ESPOL, y poder controlar la excesiva producción de agua, con la finalidad de extender el tiempo de vida útil del proyecto se propone implementar una técnica de recuperación mejorada, que me permita controlar la movilidad del agua, y alcanzar una mayor producción de crudo de la que se ha pronosticado obtener con recuperación secundaria.

2.1.1 Descripción del área de interés

El proyecto considera la aplicación de un piloto de inyección de polímeros micelares en el wellpad ENC del campo ESPOL.

Se conoce que, en este wellpad debido a la baja presión de reservorio, se implementó un proyecto de recuperación secundaria.

Se logró aumentar la presión de fondo a 2000 psi, aumentó la producción de petróleo durante el primer año, pero a partir del segundo año, el corte de agua subió

del 60% al 85%, en los 5 pozos productores de esta plataforma, EPL-1 / EPL-2 / EPL-3 / EPL-4 / EPL-5.

Esta área cuenta con dos pozos inyectoros: INY-A / INY-B.

Para nuestro análisis de inyección de polímeros micelares se utilizará un arreglo normal de 5 pozos (1 pozo productor y 4 pozos inyectoros).

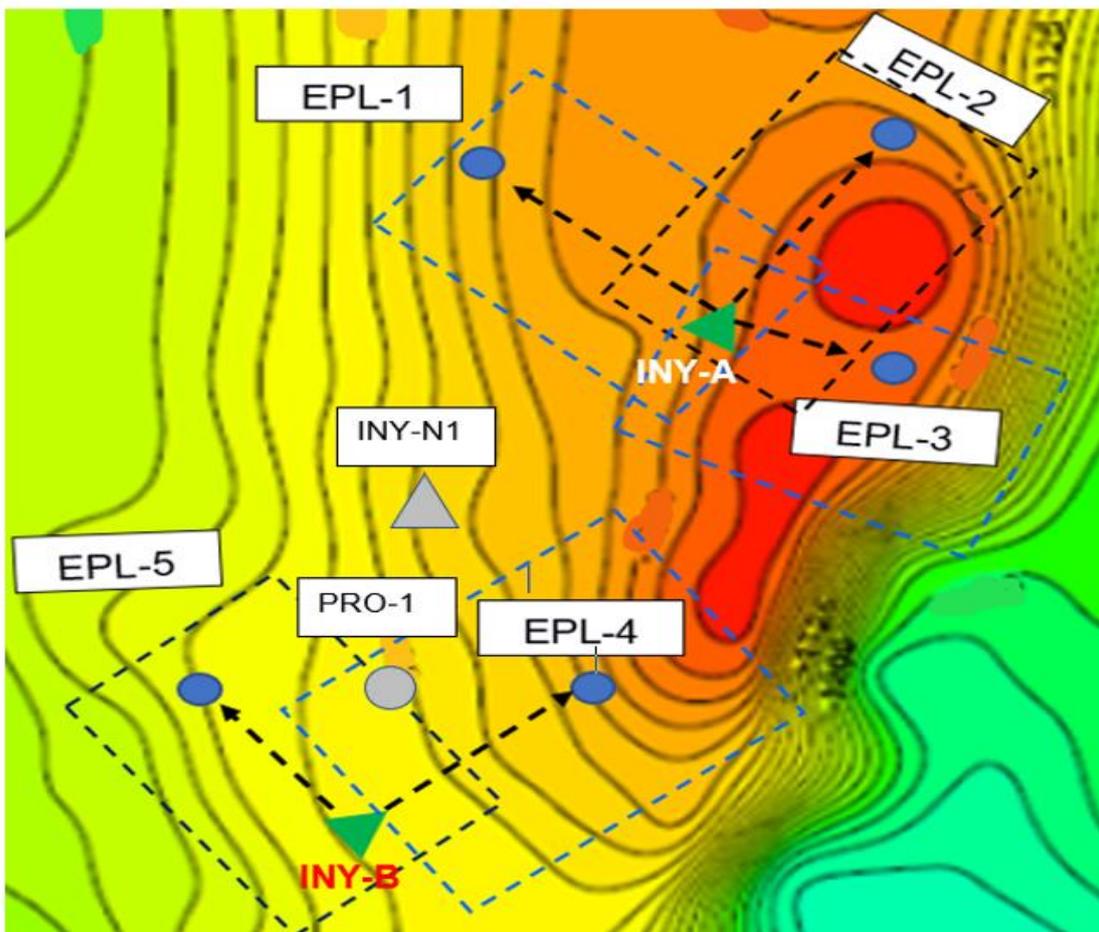
Para este fin se convertirán los pozos EPL-1 / EPL-2 / EPL-3 en inyectoros y el pozo INY-A, se convertirá en productor.

Adicionalmente se perforará un pozo adicional INY-N1 para completar el arreglo.

De igual manera en el caso de los pozos EPL-4 y EPL-5 se convertirán en inyectoros, sin embargo, en este caso se necesitará la perforación de un nuevo pozo productor llamado PRO-1 para completar el arreglo mencionado.

La Figura 7 muestra los pozos actuales en azul y verde, y en color gris se muestran los pozos que son necesarios perforar para completar los arreglos.

Figura 7. área de aplicación de método de recuperación mejorada



Para efectos de simulación se establecen 4 arreglos con diferentes áreas de drenaje para evaluar si es conveniente hacer arreglos de grandes áreas o de medianas áreas.

A continuación en la tabla 4, se muestran las áreas que se escogieron para los arreglos en estudio.

Tabla 4.- Áreas escogidas para cada arreglo y realizar las simulaciones

AREAS DE DRENAJE POR ARREGLO	UNIDAD (m ²)
A1	80.000
A2	120.000
A3	180.000
A4	240.000

2.1.2 Arreglo de inyección

El área de cada arreglo es aproximadamente es 60 Acres, La plataforma ENC cuenta con un área de 281 Acres. Sin embargo, se analizará diferentes áreas de arreglo para cubrir el área total de la plataforma.

2.2 Matriz de *screening*

Para poder garantizar la compatibilidad del yacimiento es necesario realizar un “*screening*” basado en los parámetros establecidos por la industria. Estos parámetros fueron resumidos por (Taber & Seright, 1997) en el artículo técnico de la SPE # 10733 (*A simplified Predictive Model for Micellar Polymer- Flooding*) y están presentadas en la Figura 8, donde se ha resaltado las condiciones relacionadas con la aplicación para polímeros micelares.

Figura 8. Parámetros de evaluación para distintos métodos de recuperación mejorada.

Title:

API Gravity: Formation: Depth [feet]:

Oil viscosity [cP]: Thickness: Temperature [deg F]:

Oil Saturation, fraction: Composition: Permeability [mD]:

Properties	Nitrogen and flue gas	Hydrocarbon	Carbon Dioxide	Immiscible Gases	Miscellar/polymer, ASP, and alkaline flooding	Polymer flooding	Combustion	Steam
Oil API Gravity	> 35 Average 48	> 23 Average 41	> 22 Average 36	> 12	> 20 Average 35	> 15, < 40	> 10 Average 16	> 8 to 13.5 Average 13.5
Oil Viscosity (cp)	< 0.4 Average 0.2	< 3 Average 0.5	< 10 Average 1.5	< 600	< 35 Average 13	>10, <150	< 5,000 Average 1200	< 200,000 Average 4,700
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	> 0.20 Average 0.55	> 0.35 Average 0.70	> 0.35 Average 0.53	> 0.70 Average 0.80	> 0.50 Average 0.72	> 0.40 Average 0.66
Formation Type	Sandstone or Carbonate	Sandstone or Carbonate	Sandstone or Carbonate	Not critical	Sandstone preferred	Sandstone preferred	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 450 md	> 10 md Average 800 md	> 50 md	> 200 md
Depth (ft)	> 6000	> 4000	> 2500	> 1800	< 9000 Average 3250	< 9000	< 11500 Average 3500	< 4500
Temperature (deg F)	Not critical	Not critical	Not critical	Not critical	< 200	< 200	> 100	Not critical

Nota: En esta figura se muestran los parámetros establecidos en base a ensayos de laboratorio que deben cumplir los reservorios para clasificar cual de los varios métodos de recuperación mejorada es el más idóneo a implementar.

El screening realizado muestra que el método que es más idóneo a aplicar en nuestro reservorio es el de polímeros micelares.

Un aspecto de gran importancia que debe ser mencionado es que todo método por inyección de químicos está compuesto principalmente en 3 etapas:

1.- **Inyección de agua**, que usualmente sirve para adaptar la formación a la intrusión de un nuevo fluido.

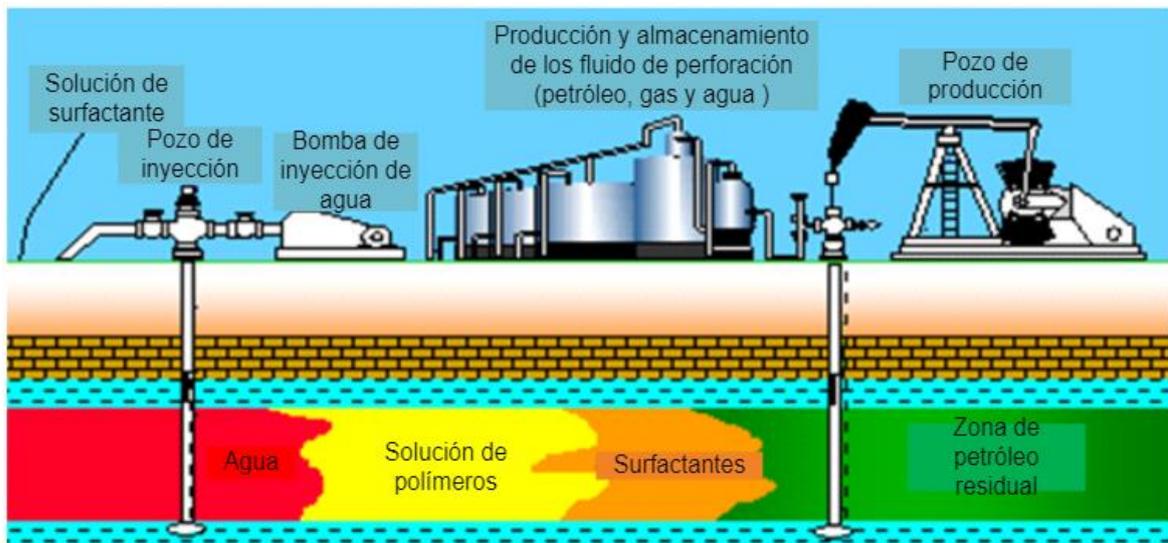
Nota: esta agua debe ser tratada en una planta para asegurar la mejor calidad de agua que se va a mezclar con surfactantes y polímeros para el bache de polímeros micelares.

2.- **Inyección del frente de surfactante**, cuya función es reducir la tensión interfacial entre el agua y el petróleo presente en el área de barrido, de esta manera poder aumentar el número capilar, y como consecuencia aumentar el recobro de petróleo que a un inicio se mantenía de forma residual en el reservorio, sin poder ser producido debido a las fuerzas capilares e interfaciales.

3.- **Inyección de la solución polimérica**, cuya función no solo es la de incrementar la viscosidad y tener un control sobre la movilidad del fluido desplazante, sino también para mantener la eficiencia de desplazamiento del fluido desplazante, manteniendo un frente uniforme al momento del desplazamiento. Adicionalmente se ha observado en ciertos casos que la inyección de polímeros puede ayudar a reducir canales de alta permeabilidad, usualmente por donde se canaliza el agua del acuífero.

La eficiencia de desplazamiento se la puede ilustrar con el efecto *fingering*, el cual lo asemejan a los dedos de la palma de la mano, cuando estos se quedan abiertos, se va quedando petróleo residual entre ellos. Si el desplazamiento es uniforme y controlado se crea un mayor barrido y se extrae mayor cantidad de petróleo.

Figura 9. Ilustración de la inyección de polímeros y surfactantes



CAPÍTULO 3

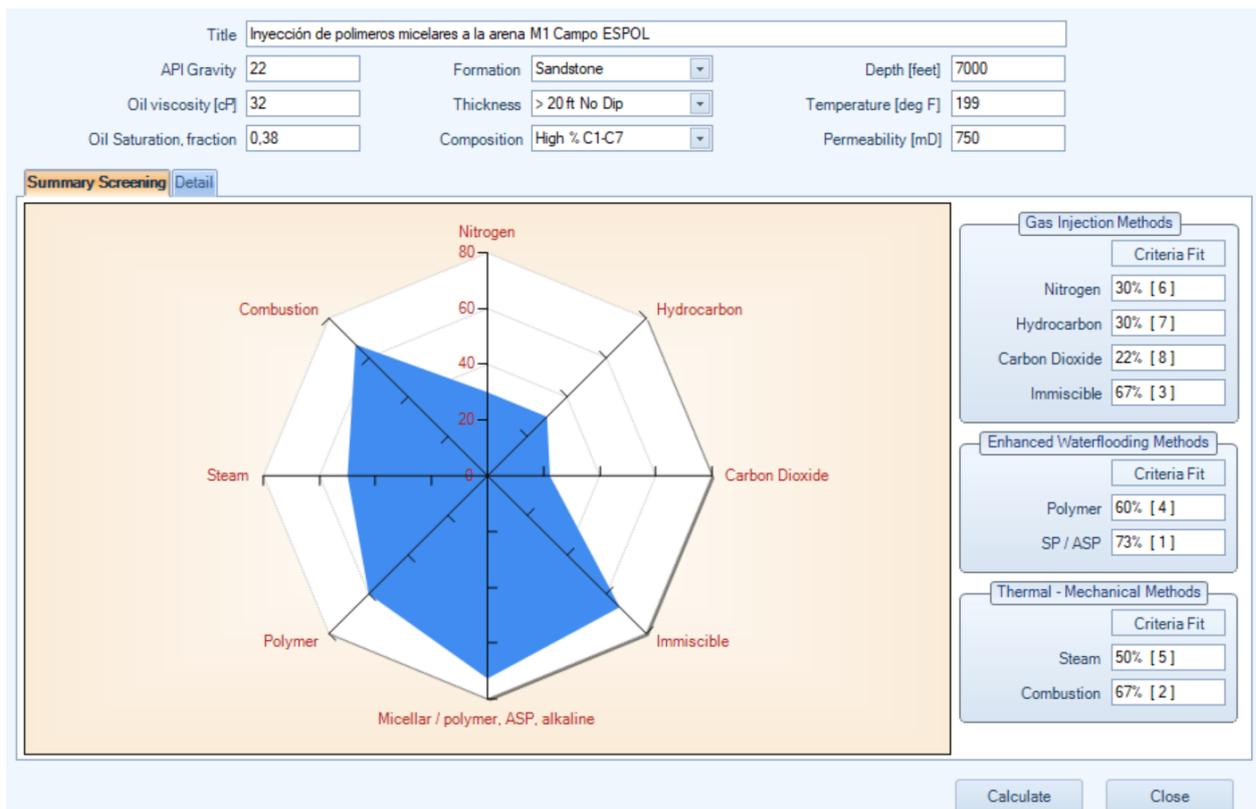
3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

En este capítulo mostramos las diferentes pantallas del software EORgui, con los datos de ingreso, cálculos efectuados, de cantidad de surfactantes y polímeros empleados, cantidad de petróleo incremental obtenido posterior a implementación del método de recobro mejorado y el análisis de costos y utilidad de este proyecto piloto.

3.1 Screening

A continuación, en la Figura 10 se presentan los resultados obtenidos a través del screening realizado con los datos de entrada los cuales corresponden a la data obtenida del reservorio M1.

Figura 10. Screening realizado al reservorio M1



Nota: Los mayores valores de favorabilidad de los métodos de EOR están dados para aplicación de polímeros-surfactantes y álcali-polímeros-surfactantes, de esta manera es como el software EORgui, nos ayuda a escoger cual de estos métodos es el más idóneo aplicar en base a la data ingresada.

El método de inyección de polímeros micelares cumple en casi con todos los parámetros requeridos por el programa para aplicarse en este reservorio con un 73% de afinidad con respecto a los demás métodos de recobro mejorado.

3.2 Parámetros de modelaje

Para nuestro estudio se realizará un análisis comparativo de cuanto produciría el reservorio M1 si solo se estuviese aplicando recuperación secundaria, desde el año 2023 hasta el 2035, lapso que se había proyectado que ya llegaría al final de la vida útil ya que a esta fecha se alcanza un corte de agua del 99%.

Durante este periodo con recuperación secundaria se tiene proyectado producir 500.000 bbls de petróleo; y se comparará cuánto petróleo adicional se puede producir cuando se aplica recuperación mejorada durante el mismo periodo de años.

Se inicia con la simulación en el software ingresando los datos de roca y fluidos.

Se presenta una tabla con los datos del reservorio usados para la simulación:

Tabla 4. Datos de reservorio M1 usados para simulación

Parámetro	Valor	Unidad
Profundidad de reservorio	7000	pies
Área de total de la plataforma	281	acres
Área del arreglo # 1 INYA-ELP-1	80000	m ²
Área del arreglo # 2 INYA-ELP-2	120000	m ²
Área del arreglo # 3 INYA-ELP-3	180000	m ²
Área del arreglo # 4 INYB-ELP-4	240000	m ²
Gravedad API	22	API
Porosidad	21	%
Permeabilidad	750	mD
Espesor de formación	50	pies
Kh/Kv	0.3	-
Coeficiente Dysktra-Parson	0.68	
End Point Kro a la Swc	0.8	
End Point Krw al Sor	0,2	
Exponente de Corey para el petróleo	2.5	

Exponente de Corey para el agua	3	
Swc	0,2	
Sor	0,38	
Presión del reservorio	2000	PSI
Temperatura del reservorio	199	°F
Gravedad específica de Gas	0.85	
GOR	30	scf/stb
Factor volumétrico inicial de Petróleo	1.2	rb/stb
Factor volumétrico final de Petróleo	1,05	rb/stb
Factor Volumétrico Final del agua	1	rb/stb
Viscosidad de petróleo	36	cP
viscosidad de agua	0.9	cP
Salinidad de agua	20000	ppm
STOOIP	20	MM bbl
Petróleo Acumulado producido	2,5	MM bbl
Bottom water fraction	0,5	Fracción
Fracción de Capa de Gas	0	Fracción
Retención de surfactante en todo el volumen poral.	0,00929	PV
Fracción de composición de arcilla	0,1	Fracción
Densidad del grano de la roca (arena)	2,68	g / ml
Densidad del tapón de surfactante	1,05	g / ml
Concentración de surfactante	0,05	%
Tamaño del tapón de surfactante	0,1207	
Fracción de polímero inyectado PV	0,65	
Tasa de patrón pseudo estable	540	
Coefficiente de Inyectividad	0,27	Psi/ ft

Ingreso de datos al Software EORgui.

En esta sección se procederá con el ingreso de datos de la Tabla # 5 al software, considerando el área correspondiente a la simulación del arreglo #1.

SIMULACIÓN 1

Figura 11. Ingreso de datos al software EORgui correspondientes a la arena M1-simulación 1.

The screenshot shows the EORgui software interface with the following data input fields:

- Title:** Análisis de factibilidad de inyección de polímeros micelares a la arena M1
- Type of Chemical Flood:** Micellar-Polymer
- NPC Modifications Switch:** Original Model - Recommended For High-Water-Content And Low Viscosity Soluble-Oil Slugs
- Lithology:** Sandstone
- Economic Calculations ?** Do not calculate Economic Parameters
- Reservoir and Fluid Data:**
 - Required Data:**
 - Reservoir Depth [ft]: 7000
 - Pattern Area: 80000 m²
 - API Gravity: 22
 - Porosity [fraction]: 0.21
 - Permeability [mD]: 750
 - Net Pay Thickness [ft]: 50
 - kv/kh Ratio: 0.1
 - Dykstra-Parsons Coefficient: 0.68
 - Endpoint kro at Swc: 0.8
 - Endpoint krw at Sor: 0.2
 - Corey Exponent for Oil: 2.5
 - Corey Exponent for Water: 3
 - Swc, fraction: 0.2
 - Sor, fraction: 0.38
 - Optional Data:**
 - Reservoir Pressure [psia]: 2000
 - Reservoir Temperature [deg F]: 199
 - Gas Gravity: 0.85
 - Solution GOR [scf/stb]: 30
 - Initial Oil FVF, Boi [rb/stb]: 1.2
 - Final Oil FVF, Bo [rb/stb]: 1.05
 - Final Water FVF, Bw [rb/stb]: 1
 - Oil viscosity [cP]: 36
 - Water viscosity [cP]: 0.9
 - Water Salinity [ppm]: 18500

Figura 12. Ingreso de datos al software EORgui correspondientes a la arena M1- Simulación # 1 (continuación)

Title

Type of Chemical Flood

NPC Modifications Switch

Lithology

Economic Calculations ?

Reservoir and Fluid Data **Field and Injection Data** Results

Prediction Timeframe

Start Date Reporting Frequency

Required Data

STOPIP [MMstb]

Cumulative Oil [MMstb]

Bottom Water [fraction]

Gas Cap [fraction]

Optional Data

User Surfactant Retention [PV]

Weight Fraction Clay

Rock Grain Density [g/ml]

Surfactant Slug Density [g/ml]

Surfactant Concentration [fraction]

Surfactant Slug Size

Polymer PV Injected [fraction]

User Displacement Efficiency

Steady State Pattern Rate [rb/d]

Injectivity Coefficient, psi/ft

3.3 Resultados obtenidos en la simulación #1

Posterior a haber ingresado los datos al software, el presenta un listado de resultados obtenidos que se detallan a continuación:

1 RECOVERY EFFICIENCY SUMMARY

```

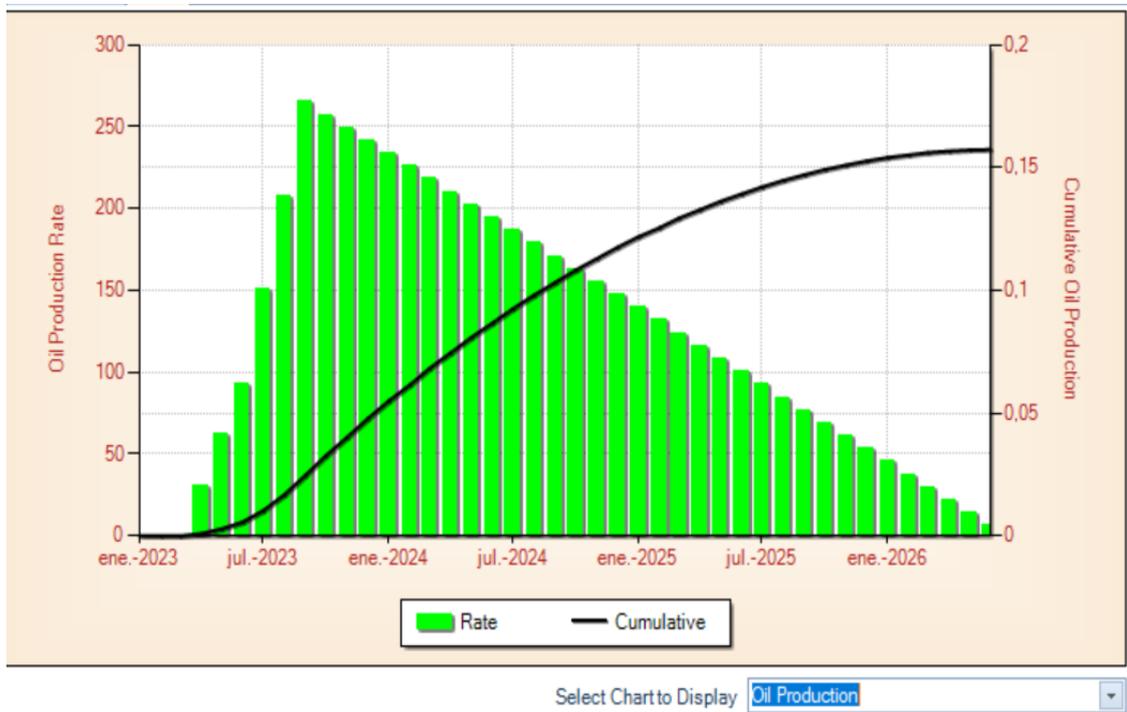
FIELD CAPILLARY NUMBER ..... 1.42E-02
DISPLACEMENT EFFICIENCY ..... 0.9158 ED
CROSSFLOW NUMBER ..... 4.150 RL
SURFACTANT RETENTION, PV ..... 0.0929 DS
DIMENSIONLESS SURF SLUG SIZE ..... 0.2500 VPS/DS
SURF (OR CAUSTIC) SLUG SIZE, PV ..... 0.0232 VPS
PORE VOLUME MOBILITY BUFFER (POLY) .. 0.650 VPMB
DYKSTRA-PARSONS COEFFICIENT ..... 0.680 VDP
EFFECTIVE MOBILITY RATIO ..... 7.146 EFF
FLOW CAPACITY OF LAYER M ..... 0.293 FM
STORAGE CAPACITY OF LAYER M ..... 0.055 CM
VERTICAL SWEEP EFFICIENCY ..... 0.2316 EV
MOBILITY BUFFER (POLY) SWEEP EFFIC .. 0.8449 EMB
CROSSFLOW PERFORMANCE FACTOR ..... 1.4952 FCF
TERTIARY OIL RECOVERY EFFICIENCY .... 0.2679 ER

```

0 INJECTION/PRODUCTION SUMMARY

PATTERN SURFACTANT SLUG VOLUME	37.4	MBBL
INITIAL POLYMER CONCENTRATION	4793.6	PPM
PATTERN POLYMER REQUIREMENT	793.6	MLB
DIMENSIONLESS SURF VELOCITY	0.943	VELS
DIMENSIONLESS OIL BANK VELOCITY	1.725	VOB
OIL BREAKTHROUGH PORE VOLUME	0.081	TDOBT
PEAK RATE PORE VOLUME	0.148	TDS
SWEEP OUT PORE VOLUME	0.745	TDSW
OIL BREAKTHROUGH TIME	0.388	YEAR
PEAK RATE TIME	0.711	YEAR
TOTAL PATTERN LIFE	3.568	YEAR
FRACTIONAL FLOW OF OIL AT PEAK	0.307	FOPK
INJECTIVITY COEFFICIENT	0.300	PSI/FT
STEADY STATE PATTERN RATE	921.39	RB/D
OIL RATE AT PEAK	269.10	STB/D
WATER SATURATION IN BANK	0.2504	SWB
WATER FRACTIONAL FLOW IN BANK	0.3236	FWB
PATTERN SPACING	19.77	ACRE
TOTAL DEVELOPED AREA	263.06	ACRE
NUMBER OF EFFECTIVE PATTERNS	13.31	
PATTERN FLOODABLE PORE VOLUME	1.6103	MMRB
PATTERN TARGET OIL	0.5828	MMSTB
STARTING OIL SATURATION	0.3800	SORW
PROJECT FLOODABLE PORE VOLUME	21.429	MMRB
PROJECT TARGET OIL (TO)	7.755	MMSTB
TOTAL OIL RECOVERY (ER*TO)	2.078	MMSTB

Figura 13. Grafica de producción acumulada de petróleo por arreglo– simulación 1



Resultados obtenidos en la simulación #1:

- Número Capilar: 1,42 EXP-3
- Tiempo de vida de 1 arreglo= 3,56 años
- Número de arreglos necesarios para cubrir el área de interés asumiendo 80.000 m² por arreglo = 14

- Total de barriles de petróleo recuperados en los 14 arreglos = **2,078 MMSTB**
- Total de petróleo recuperado en un arreglo de 80.000 m² = **0,15 MM STB**
- Total de producción de agua acumulada por arreglo = 0,983 MM BBL
- Total de gas acumulada por arreglo = 4,71 MM scf.
- **POLIMEROS**
- Cantidad de libras de polímeros requerido por arreglo= 0,794 MM lb.
- **SURFACTANTES**
- Cantidad de barriles de surfactante requeridos por arreglo= 0,037 MM BBL al100% total en peso.
- Nota: recuerde que la concentración de surfactante debe ser el 0,05% del peso total.

SIMULACIÓN 2

Figura 14. Ingreso de datos al software EORgui correspondientes a la arena M1- Simulación #2.

The screenshot shows the 'Reservoir and Fluid Data' tab in the EORgui software. The title is 'Análisis de factibilidad de inyección de polimeros micelares a la arena M1 simulacion 2'. The 'Type of Chemical Flood' is 'Micellar-Polymer', 'NPC Modifications Switch' is 'Original Model - Recommended For High-Water-Content And Low Viscosity Soluble-Oil Slugs', 'Lithology' is 'Sandstone', and 'Economic Calculations ?' is 'Do not calculate Economic Parameters'.

Required Data	Optional Data		
Reservoir Depth [ft]	7000	Reservoir Pressure [psia]	2000
Pattern Area	120000 m ²	Reservoir Temperature [deg F]	199
API Gravity	22	Gas Gravity	0.85
Porosity [fraction]	0.21	Solution GOR [scf/stb]	30
Permeability [mD]	750	Initial Oil FVF, Bo [rb/stb]	1.2
Net Pay Thickness [ft]	50	Final Oil FVF, Bo [rb/stb]	1.05
kv/kh Ratio	0.1	Final Water FVF, Bw [rb/stb]	1
Dykstra-Parsons Coefficient	0.68	Oil viscosity [cP]	36
Endpoint kro at Swc	0.8	Water viscosity [cP]	0.9
Endpoint krw at Sor	0.2	Water Salinity [ppm]	18500
Corey Exponent for Oil	2.5		
Corey Exponent for Water	3		
Swc, fraction	0.2		
Sor, fraction	0.38		

Buttons: Clear All, Calculate Optional Data

Figura 15. Ingreso de datos al software EORgui correspondientes a la arena M1- Simulación #2. (continuación).

The screenshot shows the 'Field and Injection Data' tab in the EORgui software. The title is 'Análisis de factibilidad de inyección de polimeros micelares a la arena M1 simulacion 2'. The 'Type of Chemical Flood' is 'Micellar-Polymer', 'NPC Modifications Switch' is 'Original Model - Recommended For High-Water-Content And Low Viscosity Soluble-Oil Slugs', 'Lithology' is 'Sandstone', and 'Economic Calculations ?' is 'Do not calculate Economic Parameters'.

Prediction Timeframe: Start Date ene. 2023, Reporting Frequency Monthly

Required Data	Optional Data		
STOOIP [MMstb]	25	User Surfactant Retention [PV]	0.0929
Cumulative Oil [MMstb]	5	Weight Fraction Clay	0.1
Bottom Water [fraction]	0	Rock Grain Density [g/ml]	2.68
Gas Cap [fraction]	0	Surfactant Slug Density [g/ml]	1.005
		Surfactant Concentration [fraction]	0.05
		Surfactant Slug Size	0.25
		Polymer PV Injected [fraction]	0.65
		User Displacement Efficiency	
		Steady State Pattern Rate [rb/d]	921.39
		Injectivity Coefficient, psi/ft	0.3

Buttons: Calculate Default, Reset Defaults, Clear All

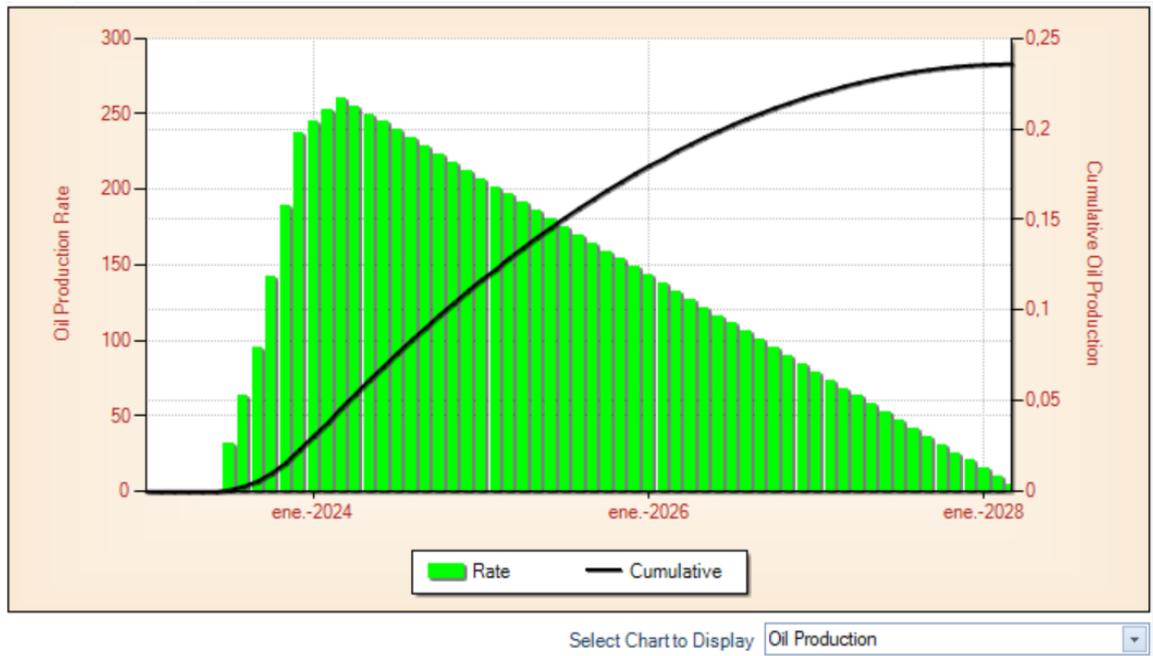
1 RECOVERY EFFICIENCY SUMMARY

FIELD CAPILLARY NUMBER	1.12E-02	
DISPLACEMENT EFFICIENCY	0.9065	ED
CROSSFLOW NUMBER	5.083	RL
SURFACTANT RETENTION, PV	0.0929	DS
DIMENSIONLESS SURF SLUG SIZE	0.2500	VPS/DS
SURF (OR CAUSTIC) SLUG SIZE, PV	0.0232	VPS
PORE VOLUME MOBILITY BUFFER (POLY) ..	0.650	VPMB
DYKSTRA-PARSONS COEFFICIENT	0.680	VDP
EFFECTIVE MOBILITY RATIO	7.146	EFF
FLOW CAPACITY OF LAYER M	0.293	FM
STORAGE CAPACITY OF LAYER M	0.055	CM
VERTICAL SWEEP EFFICIENCY	0.2316	EV
MOBILITY BUFFER (POLY) SWEEP EFFIC ..	0.8449	EMB
CROSSFLOW PERFORMANCE FACTOR	1.5201	FCF
TERTIARY OIL RECOVERY EFFICIENCY	0.2696	ER

0 INJECTION/PRODUCTION SUMMARY

PATTERN SURFACTANT SLUG VOLUME	56.1	MBBL
INITIAL POLYMER CONCENTRATION	4793.6	PPM
PATTERN POLYMER REQUIREMENT	1225.7	MLB
DIMENSIONLESS SURF VELOCITY	0.946	VELS
DIMENSIONLESS OIL BANK VELOCITY	1.728	VOB
OIL BREAKTHROUGH PORE VOLUME	0.081	TDOBT
PEAK RATE PORE VOLUME	0.148	TDS
SWEEP OUT PORE VOLUME	0.741	TDSW
OIL BREAKTHROUGH TIME	0.582	YEAR
PEAK RATE TIME	1.063	YEAR
TOTAL PATTERN LIFE	5.321	YEAR
FRACTIONAL FLOW OF OIL AT PEAK	0.311	FOPK
INJECTIVITY COEFFICIENT	0.300	PSI/FT
STEADY STATE PATTERN RATE	921.39	RB/D
OIL RATE AT PEAK	272.52	STB/D
WATER SATURATION IN BANK	0.2503	SWB
WATER FRACTIONAL FLOW IN BANK	0.3245	FWB
PATTERN SPACING	29.65	ACRE
TOTAL DEVELOPED AREA	263.06	ACRE
NUMBER OF EFFECTIVE PATTERNS	8.87	
PATTERN FLOODABLE PORE VOLUME	2.4155	MMRB
PATTERN TARGET OIL	0.8742	MMSTB
STARTING OIL SATURATION	0.3800	SORW
PROJECT FLOODABLE PORE VOLUME	21.429	MMRB
PROJECT TARGET OIL (TO)	7.755	MMSTB
TOTAL OIL RECOVERY (ER*TO)	2.091	MMSTB

Figura 16. Grafica de producción acumulada de petróleo – Simulación # 2



Resultados obtenidos en la simulación # 2:

- Número Capilar: 1,12 EXP-3
- Tiempo de vida de 1 arreglo= 5,32 años
- Número de arreglos necesarios para cubrir el área de interés asumiendo 120.000 m² por arreglo = 9
- Total de barriles de petróleo recuperados en los 9 arreglos = **2,091 MMSTB**
- Total de petróleo recuperado en un arreglo de 120.000 m² = **0,23 MM STB**
- Total de producción de agua acumulada por arreglo = **1,491 MM BBL**
- Total de gas acumulada por arreglo = 7,08 MM scf.
- **POLIMEROS**
- Cantidad de libras de polímeros requerido por arreglo= 1,226 MM lb.
- **SURFACTANTES**
- Cantidad de barriles de surfactante requeridos por arreglo= 0,0561 MM BBL al 100% total en peso.
- Nota: recuerde que la concentración de surfactante debe ser el 0,05% del peso total.

SIMULACIÓN 3

Figura 17. Ingreso de datos al software EORgui correspondientes a la arena M1- Simulación #3.

Title:

Type of Chemical Flood:

NPC Modifications Switch:

Lithology:

Economic Calculations?:

Reservoir and Fluid Data | Field and Injection Data | Results

Required Data

Reservoir Depth [ft]:

Pattern Area:

API Gravity:

Porosity [fraction]:

Permeability [mD]:

Net Pay Thickness [ft]:

kv/kh Ratio:

Dykstra-Parsons Coefficient:

Endpoint kro at Swc:

Endpoint krw at Sor:

Corey Exponent for Oil:

Corey Exponent for Water:

Swc, fraction:

Sor, fraction:

Optional Data

Reservoir Pressure [psia]:

Reservoir Temperature [deg F]:

Gas Gravity:

Solution GOR [scf/stb]:

Initial Oil FVF, Boi [rb/stb]:

Final Oil FVF, Bo [rb/stb]:

Final Water FVF, Bw [rb/stb]:

Oil viscosity [cP]:

Water viscosity [cP]:

Water Salinity [ppm]:

Figura 18. Ingreso de datos al software EORgui correspondientes a la arena M1- Simulación # 3. (continuación)

Title:

Type of Chemical Flood:

NPC Modifications Switch:

Lithology:

Economic Calculations?:

Reservoir and Fluid Data | **Field and Injection Data** | Results

Prediction Timeframe

Start Date: Reporting Frequency:

Required Data

STOOIP [MMstb]:

Cumulative Oil [MMstb]:

Bottom Water [fraction]:

Gas Cap [fraction]:

Optional Data

User Surfactant Retention [PV]:

Weight Fraction Clay:

Rock Grain Density [g/ml]:

Surfactant Slug Density [g/ml]:

Surfactant Concentration [fraction]:

Surfactant Slug Size:

Polymer PV Injected [fraction]:

User Displacement Efficiency:

Steady State Pattern Rate [rb/d]:

Injectivity Coefficient, psi/ft:

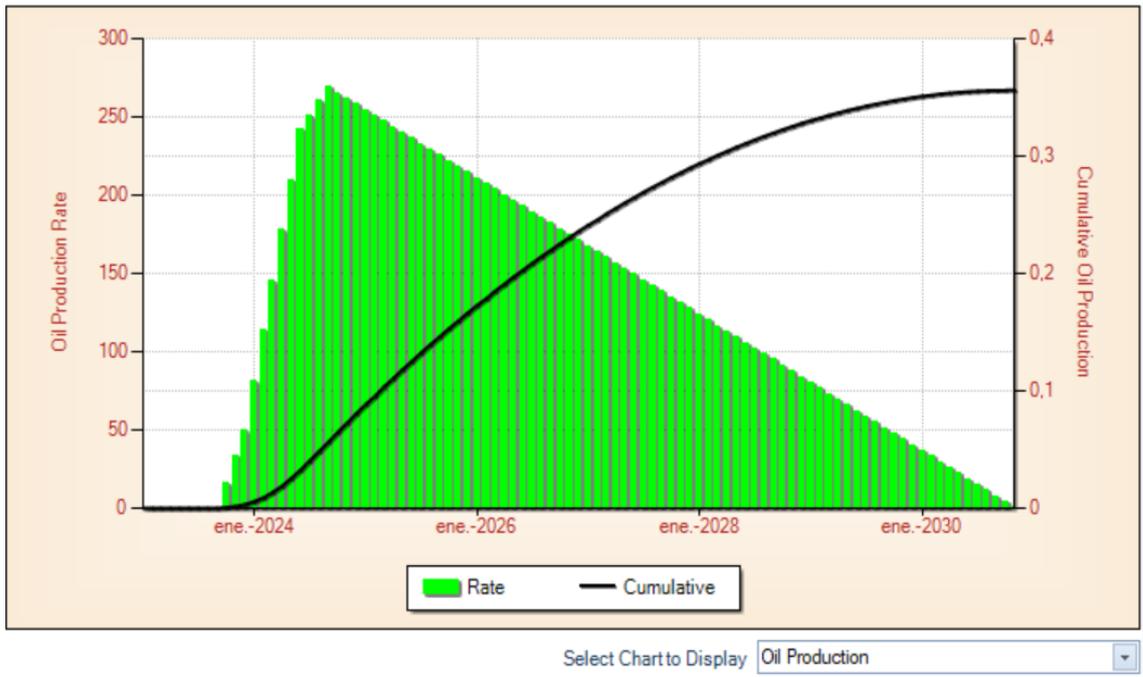
1 RECOVERY EFFICIENCY SUMMARY

FIELD CAPILLARY NUMBER	8.90E-03	
DISPLACEMENT EFFICIENCY	0.8963	ED
CROSSFLOW NUMBER	6.225	RL
SURFACTANT RETENTION, PV	0.0929	DS
DIMENSIONLESS SURF SLUG SIZE	0.2500	VPS/DS
SURF (OR CAUSTIC) SLUG SIZE, PV	0.0232	VPS
PORE VOLUME MOBILITY BUFFER (POLY) ..	0.650	VPMB
DYKSTRA-PARSONS COEFFICIENT	0.680	VDP
EFFECTIVE MOBILITY RATIO	7.146	EFF
FLOW CAPACITY OF LAYER M	0.293	FM
STORAGE CAPACITY OF LAYER M	0.055	CM
VERTICAL SWEEP EFFICIENCY	0.2316	EV
MOBILITY BUFFER (POLY) SWEEP EFFIC ..	0.8449	EMB
CROSSFLOW PERFORMANCE FACTOR	1.5461	FCF
TERTIARY OIL RECOVERY EFFICIENCY	0.2711	ER

0 INJECTION/PRODUCTION SUMMARY

PATTERN SURFACTANT SLUG VOLUME	84.1	MBBL
INITIAL POLYMER CONCENTRATION	4793.6	PPM
PATTERN POLYMER REQUIREMENT	1909.3	MLB
DIMENSIONLESS SURF VELOCITY	0.949	VELS
DIMENSIONLESS OIL BANK VELOCITY	1.731	VOB
OIL BREAKTHROUGH PORE VOLUME	0.081	TDOBT
PEAK RATE PORE VOLUME	0.147	TDS
SWEEP OUT PORE VOLUME	0.736	TDSW
OIL BREAKTHROUGH TIME	0.871	YEAR
PEAK RATE TIME	1.588	YEAR
TOTAL PATTERN LIFE	7.929	YEAR
FRACTIONAL FLOW OF OIL AT PEAK	0.315	FOPK
INJECTIVITY COEFFICIENT	0.300	PSI/FT
STEADY STATE PATTERN RATE	921.39	RB/D
OIL RATE AT PEAK	276.01	STB/D
WATER SATURATION IN BANK	0.2503	SWB
WATER FRACTIONAL FLOW IN BANK	0.3258	FWB
PATTERN SPACING	44.48	ACRE
TOTAL DEVELOPED AREA	263.06	ACRE
NUMBER OF EFFECTIVE PATTERNS	5.91	
PATTERN FLOODABLE PORE VOLUME	3.6232	MMRB
PATTERN TARGET OIL	1.3113	MMSTB
STARTING OIL SATURATION	0.3800	SORW
PROJECT FLOODABLE PORE VOLUME	21.429	MMRB
PROJECT TARGET OIL (TO)	7.755	MMSTB

Figura 19. Grafica de producción acumulada de petróleo - Simulación #3



Resultados obtenidos en la simulación #3:

- Número Capilar: 8,90 EXP-3
- Tiempo de vida de 1 arreglo= 7,98 años
- Número de arreglos necesarios para cubrir el área de interés asumiendo 180.000 m² por arreglo = 6
- Total de barriles de petróleo recuperados en los 6 arreglos = **2,103 MMSTB**
- Total de petróleo recuperado en un arreglo de 180.000 m² = **0,350 MM STB**
- Total de producción de agua acumulada por arreglo = **2.26 MM BBL**
- Total de gas acumulado por arreglo = **10,68 MM scf.**
- **POLIMEROS**
- Cantidad de libras de polímeros requerido por arreglo= **1,9 MM lb.**
- **SURFACTANTES**
- Cantidad de barriles de surfactante requeridos por arreglo= 0,0841 **MM BBL** al 100% total en peso.
- Nota: recuerde que la concentración de surfactante debe ser el 0,05% del peso total.

SIMULACIÓN 4

Figura 20. Ingreso de datos al software EORgui correspondientes a la arena M1- Simulación # 4.

Title

Type of Chemical Flood

NPC Modifications Switch

Lithology

Economic Calculations ?

Reservoir and Fluid Data | Field and Injection Data | Results

Required Data	Optional Data
Reservoir Depth [ft] <input type="text" value="7000"/>	Reservoir Pressure [psia] <input type="text" value="2000"/>
Pattern Area <input type="text" value="240000"/> m ²	Reservoir Temperature [deg F] <input type="text" value="199"/>
API Gravity <input type="text" value="22"/>	Gas Gravity <input type="text" value="0,85"/>
Porosity [fraction] <input type="text" value="0,21"/>	Solution GOR [scf/stb] <input type="text" value="30"/>
Permeability [mD] <input type="text" value="750"/>	Initial Oil FVF, Boi [rb/stb] <input type="text" value="1,2"/>
Net Pay Thickness [ft] <input type="text" value="50"/>	Final Oil FVF, Bo [rb/stb] <input type="text" value="1,05"/>
kv/kh Ratio <input type="text" value="0,1"/>	Final Water FVF, Bw [rb/stb] <input type="text" value="1"/>
Dykstra-Parsons Coefficient <input type="text" value="0,68"/>	Oil viscosity [cP] <input type="text" value="36"/>
Endpoint kro at Swc <input type="text" value="0,8"/>	Water viscosity [cP] <input type="text" value="0,9"/>
Endpoint krw at Sor <input type="text" value="0,2"/>	Water Salinity [ppm] <input type="text" value="18500"/>
Corey Exponent for Oil <input type="text" value="2,5"/>	<input type="button" value="Clear All"/>
Corey Exponent for Water <input type="text" value="3"/>	<input type="button" value="Calculate Optional Data"/>
Swc, fraction <input type="text" value="0,2"/>	
Sor, fraction <input type="text" value="0,38"/>	

Figura 21. Ingreso de datos al software EORgui correspondientes a la arena M1- Simulación # 4. (continuación)

Title

Type of Chemical Flood

NPC Modifications Switch

Lithology

Economic Calculations ?

Reservoir and Fluid Data | **Field and Injection Data** | Results

Prediction Timeframe

Start Date Reporting Frequency

Required Data	Optional Data
STOOIP [MMstb] <input type="text" value="25"/>	User Surfactant Retention [PV] <input type="text" value="0,0929"/>
Cumulative Oil [MMstb] <input type="text" value="5"/>	Weight Fraction Clay <input type="text" value="0,1"/>
Bottom Water [fraction] <input type="text" value="0"/>	Rock Grain Density [g/ml] <input type="text" value="2,68"/>
Gas Cap [fraction] <input type="text" value="0"/>	Surfactant Slug Density [g/ml] <input type="text" value="1,005"/>
	Surfactant Concentration [fraction] <input type="text" value="0,05"/>
	Surfactant Slug Size <input type="text" value="0,25"/>
	Polymer PV Injected [fraction] <input type="text" value="0,65"/>
	User Displacement Efficiency <input type="text" value=""/>
	Steady State Pattern Rate [rb/d] <input type="text" value="921,39"/>
	Injectivity Coefficient, psi/ft <input type="text" value="0,3"/>
	<input type="button" value="Calculate Default"/>
	<input type="button" value="Reset Defaults"/> <input type="button" value="Clear All"/>

1 RECOVERY EFFICIENCY SUMMARY

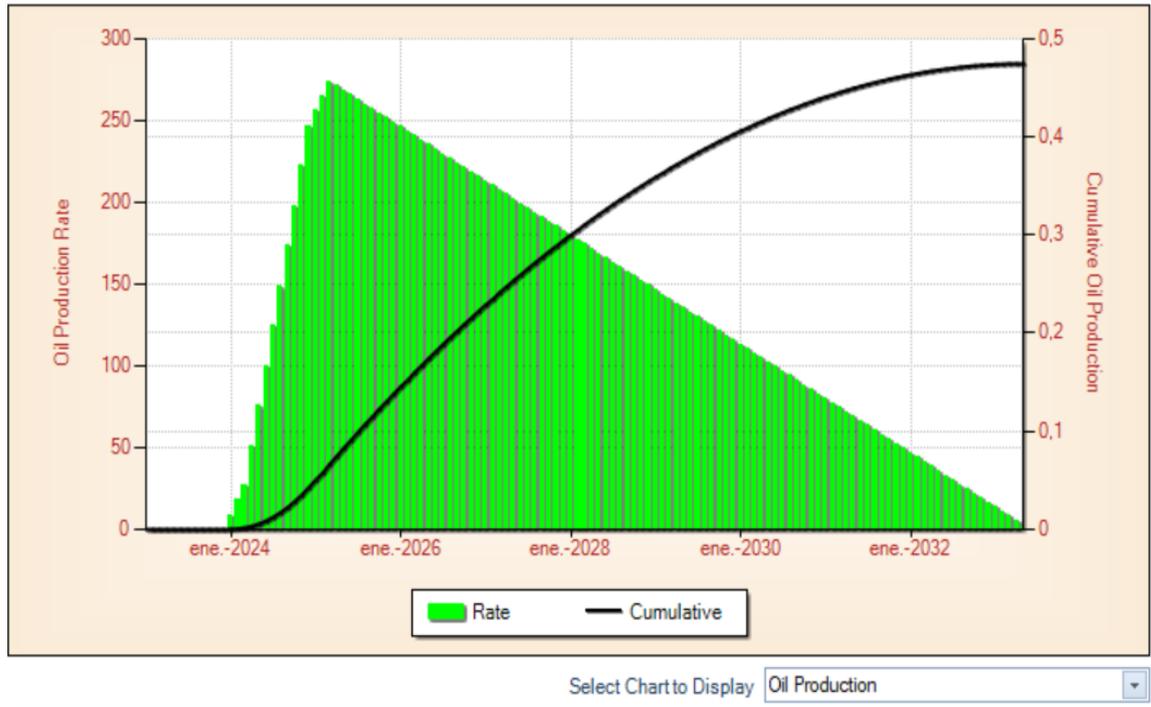
FIELD CAPILLARY NUMBER	7.55E-03	
DISPLACEMENT EFFICIENCY	0.8847	ED
CROSSFLOW NUMBER	7.188	RL
SURFACTANT RETENTION, PV	0.0929	DS
DIMENSIONLESS SURF SLUG SIZE	0.2500	VPS/DS
SURF (OR CAUSTIC) SLUG SIZE, PV	0.0232	VPS
PORE VOLUME MOBILITY BUFFER (POLY) ..	0.650	VPMB
DYKSTRA-PARSONS COEFFICIENT	0.680	VDP
EFFECTIVE MOBILITY RATIO	7.146	EFF
FLOW CAPACITY OF LAYER M	0.293	FM
STORAGE CAPACITY OF LAYER M	0.055	CM
VERTICAL SWEEP EFFICIENCY	0.2316	EV
MOBILITY BUFFER (POLY) SWEEP EFFIC ..	0.8449	EMB
CROSSFLOW PERFORMANCE FACTOR	1.5677	FCF
TERTIARY OIL RECOVERY EFFICIENCY	0.2714	ER

0 INJECTION/PRODUCTION SUMMARY

INJECTION/PRODUCTION SUMMARY

PATTERN SURFACTANT SLUG VOLUME	112.2	MBSL
INITIAL POLYMER CONCENTRATION	4793.6	PPM
PATTERN POLYMER REQUIREMENT	2557.5	MLB
DIMENSIONLESS SURF VELOCITY	0.953	VELS
DIMENSIONLESS OIL BANK VELOCITY	1.736	VOB
OIL BREAKTHROUGH PORE VOLUME	0.081	TDOBT
PEAK RATE PORE VOLUME	0.147	TDS
SWEEP OUT PORE VOLUME	0.730	TDSW
OIL BREAKTHROUGH TIME	1.158	YEAR
PEAK RATE TIME	2.109	YEAR
TOTAL PATTERN LIFE	10.491	YEAR
FRACTIONAL FLOW OF OIL AT PEAK	0.317	FOPK
INJECTIVITY COEFFICIENT	0.300	PSI/FT
STEADY STATE PATTERN RATE	921.39	RB/D
OIL RATE AT PEAK	278.54	STB/D
WATER SATURATION IN BANK	0.2508	SWB
WATER FRACTIONAL FLOW IN BANK	0.3276	FWB
PATTERN SPACING	59.31	ACRE
TOTAL DEVELOPED AREA	263.06	ACRE
NUMBER OF EFFECTIVE PATTERNS	4.44	
PATTERN FLOODABLE PORE VOLUME	4.8309	MMRB
PATTERN TARGET OIL	1.7483	MMSTB
STARTING OIL SATURATION	0.3800	SORW
PROJECT FLOODABLE PORE VOLUME	21.429	MMRB
PROJECT TARGET OIL (TO)	7.755	MMSTB

Figura 22. Grafica de producción acumulada de petróleo-Simulación 4



Resultados obtenidos en la simulación #4:

- Número Capilar: 7,55 EXP-3
- Tiempo de vida de 1 arreglo= 10,5 años
- Número de arreglos necesarios para cubrir el área de interés asumiendo 240.000 m² por arreglo = 4
- Total de barriles de petróleo recuperados en los 4 arreglos = **2,104 MMSTB**
- Total de petróleo recuperado en un arreglo de 240.000 m² = **0,526 MM STB**
- Total de producción de agua acumulada por arreglo = **2.98 MM BBL**
- Total de gas acumulado por arreglo = **14,22 MM scf.**
- **POLIMEROS**
- Cantidad de libras de polímeros requerido por arreglo= **2,5 MM lb.**
- **SURFACTANTES**
- Cantidad de barriles de surfactante requeridos por arreglo= 0,11 **MM BBL** al 100% total en peso.
- Nota: recuerde que la concentración de surfactante debe ser el 0,05% del peso total.

Con estas simulaciones puedo establecer un análisis comparativo de cual es la mejor área por arreglo que puedo tomar para obtener mayor recobro de petróleo y menor cantidad de químicos a usar, lo cual encarecería el proyecto.

Tabla 6.- Comparación de eficiencia entre arreglos

	UNIDADES	SIMULACION 1	SIMULACION 2	SIMULACION 3	SIMULACION 4	SIMULACION 5
area por arreglo	M2	80000	120000	180000	240000	1060000
numero de arreglos	UNIDAD	14	9	6	4	1
tiempo de vida util del arreglo	AÑOS	3,56	5,32	8	10,5	43
producción total de petroleo	MM BBL	2,078	2,091	2,103	2,104	2,071
produccion total de agua	MM BBL	13,762	13,419	13,56	11,92	12,51
produccion total de gas	MM SCF	65,94	63,72	64,08	56,88	62,16
total de surfactante	MM LB	0,518	0,5049	0,5046	0,44	0,49
total de polimero	MM BBL	11,116	11,034	11,4	10	11,62

Según la Tabla 6; lo más eficiente seria tener un total de 4 arreglos divididos en áreas de 240,000 m2 cada uno, ya que cubro mayor área, presenta mayor recobro de petróleo, produce la menor cantidad de agua y gasto un menor valor en químicos para tratar el agua que voy a inyectar y químicos para reducir tensión interfacial y mejorador de la viscosidad del fluido de inyección.

Considerando que en nuestro caso estamos proponiendo 1 arreglo de 240,000 m2 ,el cual tiene un tiempo de vida de 10 años, para poder compararlo con el método de recuperación secundaria que se pronostica un tiempo de vida útil de 12 años, es necesario al arreglo de 240,000 m2 sumar el inicio de otro arreglo para poder completar la cantidad de años proyectados, por esta razón escogimos el arreglo de 120,000 para hacer los cálculos económicos comparativos basados en estos dos arreglos, de manera que se pueda comparar la eficiencia entre la implementación de recuperación secundaria y recuperación mejorada pronosticando los mismos 12 años de producción y el año de inversión.

3.3.1 Inversiones adicionales para el proyecto

Para poder considerar un proyecto económicamente viable o no, se deben realizar análisis económicos, por eso es de vital importancia tener muy claros todos los rubros que se estima tener como ingresos y egresos.

A continuación, presentamos la Tabla 8 donde detallamos otras inversiones necesarias:

Tabla 7. Inversiones adicionales para implementar recuperación mejorada en la arena M1 del campo ESPOL

Pruebas de laboratorio	\$ 100.000	Petrofísica, análisis de compatibilidad de surfactantes, elaboración de curvas de permeabilidades relativas, pruebas de desplazamiento para calculo de factor de recobro y coeficiente de Inyectividad. Estudios de propiedades interfaciales entre el sistema agua-petróleo-surfactante. Estudios reológicos de solución polimérica.
Actualización de Simulación del yacimiento	\$ 20.000	Para tener una mejor visualización del yacimiento es necesario invertir en una actualización del modelo de simulación.
Conversión de pozos productores a inyectores EPL-1/ EPL-2 / EPL-3 / EPL-4 / EPL-5	\$ 500.000	Inicialmente se tenían pozos productores los cuales serán transformados en pozos inyectores para poder crear el arreglo de 5 pozos. Es necesario el cambio de completación existente e insertar una completación para pozos inyectores.
Conversión del pozo INY-A a productor	\$300.000	Es necesario realizar pulling de la completación de inyección e instalar una completación con equipo eléctrico sumergible.
Perforación de pozos INY-1 & PRO-1	\$3'000.000	Estos pozos son necesarios para completar los arreglos.

Gastos OPEX	\$1'200.000	Los gastos operacionales han sido estimados para 12 años, con la finalidad de hacer una comparación con el escenario de recuperación secundaria.
Salario del personal	\$720.000	Se establecen sueldos para el personal que estará encargado de la operación de estos equipos en un tiempo de 12 años
Adecuación de facilidades de superficie	\$2'000,000	Adquisición de bombas de inyección, tanques, planta de tratamiento de agua.
TOTAL, INVERSION ADICIONAL	\$ 7'840.000	

3.3.2 Análisis Económico

Para valorar la viabilidad económica de un proyecto de inversión es importante tener en cuenta la tasa de descuento o devaluación anual de la inversión realizada para este proyecto de implementación de recuperación mejorada.

Si la tasa de descuento o devaluación es superior a la TIR obtenida a través de los cálculos efectuados el proyecto no es viable, debido a que nos costaría más financiar el proyecto año a año que lo que obtendremos como ganancias durante todo el tiempo de vida útil del proyecto.

Para nuestro análisis se estableció una tasa de descuento o devaluación anual del 10%, basada en valores del mercado actual.

Aunque sabemos que este año el precio del petróleo ha estado por encima de los 125 dólares, se considera que este baje conforme pasan los años y se hizo un análisis económico con un precio de 80 dólares por cada barril para analizar si aun cuando llegue a este valor el proyecto sigue siendo rentable.

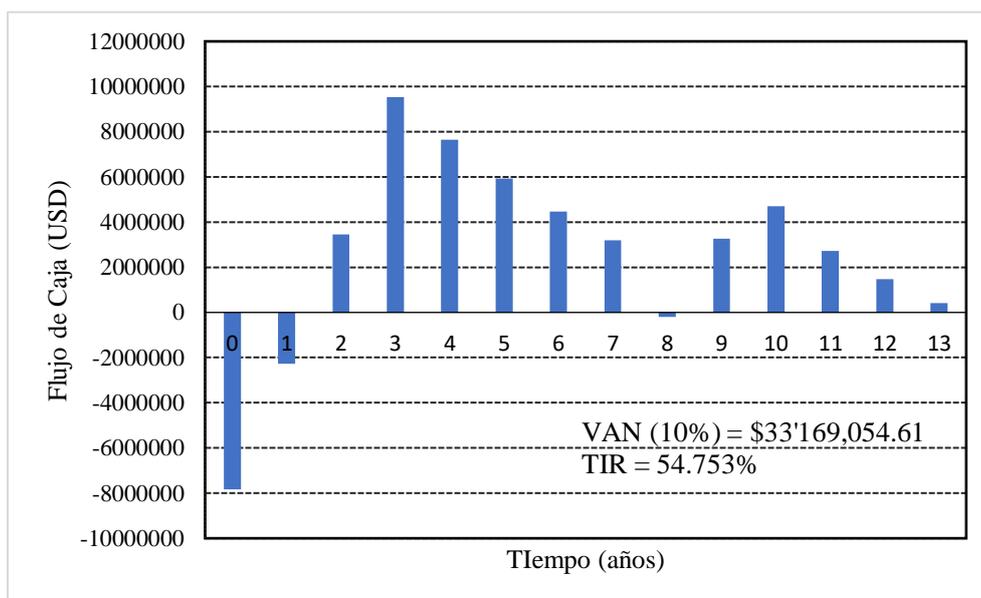
Como hay producción de petróleo y gas, se debe considerar también los valores obtenidos por la venta del gas producido de \$2,5 USD el metro cúbico de gas; el costo de la libra de polímero en \$4 USD, y el costo del barril de surfactante en \$8 USD al 0,05% de concentración, además se incluye también el costo del tratamiento del barril de agua utilizada como agente de desplazamiento de \$1,5.

3.3.2.1 Escenario a un precio de \$ 80 dólares por barril

En este escenario se consideró un precio por barril de 80 dólares, la inversión necesaria a realizar en el año 2023 es de 7'840.000 USD, los ingresos obtenidos desde el 2023 hasta el 2035 son de 110 MM USD y los gastos totales son de 27 MM USD, dando una rentabilidad de 83 MMUSD.

Como se puede observar en la Figura 23 este sería el grafico informativo del flujo de caja de la inversión realizada.

Figura 23. Flujo de caja del proyecto de inyección de polímeros micelares



El proyecto empieza a ser rentable a partir del 2do año de producción de petróleo.

La producción total de petróleo por recuperación secundaria sería de 0,50 MM BBLS.

La producción total de petróleo por recuperación mejorada sería de 0,71 MM BBLs.

El factor de recobro obtenido en el área de interés proyectado por recuperación secundaria es del 2,014%, mientras que el factor de recobro obtenido por recuperación mejorada es del 2,842 %, por lo tanto, el porcentaje incremental sería la diferencia entre ambos factores de recobro = 0,83%

CAPÍTULO 4

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Conclusiones

A lo largo del presente trabajo se han podido alcanzar las siguientes conclusiones.

1. La aplicación de polímeros micelares es compatible con el yacimiento del campo ESPOL (Arena M1).

2. La aplicación de polímeros micelares es económicamente rentable a un precio del barril de \$80 USD obteniendo un VAN de 33'169.054 USD y un TIR de 54,75%.

3. El VAN por recuperación secundaria es aproximadamente de 25'000.000 USD, y el VAN obtenido al aplicar inyección de polímeros micelares es aproximadamente de 33'000.000 USD, generando una ganancia extra de 8'000.000.

4. La combinación de un arreglo de 240.000 m² y un arreglo de 120.000 m² produjo un recobro incremental de 0,83%, aunque no se pierde dinero quedaría a criterio del inversionista el cambio de método de recuperación de petróleo.

5. El incremento del factor de recobro fue del 0,83% en comparación a la recuperación secundaria.

4.2 Recomendaciones

1. Construir una planta de tratamiento de agua, donde se pueda obtener agua de excelente calidad libre de sólidos e impurezas que puedan taponar las gargantas porales de la formación, además se debe brindar un tratamiento de clarificación que me permita compactar todas las partículas libres presentes en el agua, y como la unión de estas aumentara su masa y por gravedad las hará irse al fondo, de esta manera se las retirará del fondo, y el agua resultante será limpia y cristalina eliminando la turbidez.
2. Aplicar Biocida para tener un control bacteriano.
3. Procurar que el agua de inyección tenga baja salinidad, ya que con el aumento de la concentración salina muchos polímeros solubles en agua muestran una fuerte disminución en la viscosidad.
4. El surfactante debe ser de tipo aniónico, porque la presencia de cationes divalentes en pequeñas cantidades puede ocasionar el fenómeno de floculación del polímero.
5. A mayor concentración de Sodio (Na^+) se tendrá menor viscosidad.
6. A grandes concentraciones de Mg^+ y Ca^+ generará que el agua tenga mayor dureza y ocasionará precipitaciones y taponamientos.
7. Las soluciones poliméricas pierden viscosidad con el incremento de temperatura, puede ocurrir degradación de las cadenas poliméricas, la cual afecta a la viscosidad de la solución.
8. Debido a la adsorción de la roca, se recomienda utilizar polímeros de tipo inorgánico (poliacrilamida hidrolizada – HPAM) y surfactantes no iónicos para evitar la adsorción con la arenisca.

9. Se recomienda explorar la opción de 4 arreglos de 240,000m² porque el modelamiento sugiere que se puede producir mayor petróleo del área de interés.

BIBLIOGRAFÍA

- America Economía. (2021). *Petroecuador estima que reservas de crudo se agotarán en menos de una década*. Obtenido de <https://www.americaeconomia.com/negocios-industrias/petroecuador-estima-que-reservas-de-crudo-se-agotaran-en-menos-de-una-decada>
- International Monetary Fund. (2011). *Oil Scarcity, Growth, and Global Imbalances*. Washington, USA: IMF. Retrieved from https://www.imf.org/~media/Websites/IMF/imported-flagship-issues/external/pubs/ft/weo/2011/01/pdf/_c3pdf.ashx
- Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (Febrero de 2019). *Plan Estratégico Institucional 2019-2021*. Obtenido de <https://www.recursoyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2019/02/Plan-Estrategico-Institucional-2019-2021-MERNNR.pdf>
- O'Brien, J., Sayavedra, L., Mogollon, J., Lokhandwala, T., & Lakani, R. (2016). Maximizing Mature Field Production - A Novel Approach to Screening Mature Fields Revitalization Options. In SPE (Ed.), *SPE Europec featured at 78th EAGE Conference and Exhibition*. SPE. doi:10.2118/180090-MS.
- Presidencia de la República de Ecuador. (15 de Julio de 2022). <https://www.presidencia.gob.ec>. Obtenido de <https://www.presidencia.gob.ec/sector-privado-invertira-1-000-millones-de-dolares-para-incrementar-la-produccion-de-campos-maduros/>
- Primicias. (10 de Junio de 2022). El barril de WTI tocará los USD 137, proyecta Goldman Sachs. Obtenido de <https://www.primicias.ec/noticias/economia/barril-wti-precios-goldman-sachs/>
- Taber, J. M., & Seright, R. (1997). EOR screening criteria revisited part 1: introduction to screening criteria and enhanced recovery field projects. *SPE Reservoir Engineering*. Retrieved from [https://www-onepetro-org.research.library.u.tt/download/journal-paper/SPE-35385-PA%3fid%3djournal-paper%252FSPE-35385-PA](https://www.onepetro.org/research.library.u.tt/download/journal-paper/SPE-35385-PA%3fid%3djournal-paper%252FSPE-35385-PA)