



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

TEMA:

**“EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMERO HPAM EN LA
ARENISCA U INFERIOR DE LA FORMACIÓN NAPO DEL CAMPO
AUCA”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

KEVIN JAIR ESPIN MASAQUIZA

TUTOR:

ING. MARLLELIS DEL VALLE GUTIÉRREZ HINESTROZA, Ph.D

LA LIBERTAD, ECUADOR

2026-1

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE PETRÓLEOS**

TEMA:

**EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMERO
HPAM EN LA ARENISCA U INFERIOR DE LA
FORMACIÓN NAPO DEL CAMPO AUCA**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

KEVIN JAIR ESPIN MASAQUIZA

TUTOR:

ING. MARLLELIS DEL VALLE GUTIÉRREZ HINESTROZA, Ph.D

LA LIBERTAD – ECUADOR

2026-1

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.
DIRECTOR DE CARRERA
(DESIGNADO)



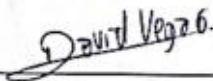
Ing. Marllelis Del Valle Gutiérrez
Hinestroza, Ph.D.
DOCENTE TUTOR



Ing. Israel Yagual Pita, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. Edison Brito Avila, MSc.
DOCENTE GUIA DE LA UIC
(DESIGNADO)



Ing. David Vega González.
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

*Dedico este trabajo a **Dios**, por brindarme sabiduría y perseverancia para avanzar en cada fase de mi vida.*

*A mi madre, **Doris Masaquiza**, por su amor y apoyo incondicional que me ha transmitido a lo largo de mi vida. Por impulsarme a ser una buena persona y por enseñarme el verdadero significado del esfuerzo. Este logro también es suyo.*

*A mi padrastro, **Vicente Chiriboga**, aunque no lo llevo en mi sangre, lo llevo en mi corazón, pues se ha convertido en un verdadero padre para mí. Su respaldo, confianza y dedicación han sido una fuente de inspiración.*

*A mi hermanita, **Danna Chiriboga**, por ser mi mayor motivación para seguir creciendo. Deseo convertirme en un ejemplo para ti y mostrarte que es posible alcanzar los sueños.*

*A mi prima, **Alejandra Pardo**, a quien considero una hermana, por caminar a mi lado durante esta etapa y brindarme siempre su apoyo incondicional.*

*Finalmente, a mis amigos **Marina Yagual, Ronald Rivas y Eduardo Alarcón**. Por su amistad sincera y los momentos compartidos, además de hacer este recorrido fuese una experiencia más llevadera, recuerdo que conservaré con mucho aprecio.*

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema **EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMERO HPMA EN LA ARENISCA U INFERIOR DE LA FORMACIÓN NAPO DEL CAMPO AUCA** elaborado por el estudiante **ESPIN MASAQUIZA KEVIN JAIR**, egresado de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 0 % de la valoración permitida.



Certificado de análisis
Compilatio Studium

EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMERO HPAM EN LA ARENISCA U INFERIOR DE LA FORMACIÓN NAPO DEL CAMPO AUCA

ID : 4b819010a382287f671df62c6e029e0f92e5122e



0%
Textos
sospechosos

Nombre del fichero : EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMERO HPAM EN LA ARENISCA U INFERIOR DE LA FORMACIÓN NAPO DEL CAMPO AUCA.txt
Tamaño del archivo original : 45,31 kB
Número de palabras : 10.723

Depositante : Marllelis Del Valle Gutierrez Hinestroza
Autor : Kevin Jair Espin Masaquiza
Fecha de depósito : 23 de julio de 2026
Tipo de carga : interface
fecha de fin de análisis : 23 de julio de 2026

FIRMA DEL TUTOR



Firmado electrónicamente por:
**MARLLELIS DEL VALLE
GUTIERREZ HINESTROZA**

Ing. Marllelis Del Valle Gutiérrez Hinestroza, PhD
C.I: 0961027687

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, **KEVIN JAIR ESPIN MASAQUIZA**, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMERO HPAM EN LA ARENISCA U INFERIOR DE LA FORMACIÓN NAPO DEL CAMPO AUCA”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

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

Atentamente,



Espín Masaquiza Kevin Jair

Autor de Tesis

C.I. 1600827297

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **“EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMERO HPAM EN LA ARENISCA U INFERIOR DE LA FORMACIÓN NAPO DEL CAMPO AUCA”** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por el Sr. **ESPIN MASAQUIZA KEVIN JAIR**, egresado de la carrera de Ingeniería en Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

FIRMA DEL TUTOR



Firmado electrónicamente por:
**MARLLELIS DEL VALLE
GUTIERREZ HINESTROZA**

Ing. Marllelis Del Valle Gutiérrez Hinestroza, PhD

TUTOR

VALIDACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRAFÍA

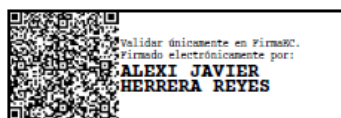
CERTIFICO

Que, he revisado el trabajo de Integración Curricular de título: **EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMERO HPAM EN LA ARENISCA U INFERIOR DE LA FORMACIÓN NAPO DEL CAMPO AUCA**, elaborado por el estudiante de la Carrera de Ingeniería en Petróleos de la Universidad Estatal Península de Santa Elena: **ESPIN MASAQUIZA KEVIN JAIR**, previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleos.

Que, he realizado las observaciones pertinentes en los ámbitos de la gramática, ortografía y puntuación del documento, mismas que han sido acogidas proactivamente por el mencionado estudiante, corroborando que han sido introducidos los ajustes correspondientes en el trabajo en mención.

Por lo expuesto, autorizo al peticionario a hacer uso de este certificado a su conveniencia.

Atentamente,



Lic. Alexi Javier Herrera Reyes
Magíster en Diseño y Evaluación de Modelos Educativos
CC. 0924489255
Registro SENESCYT: 1050-14-86052904
Teléfono: 0962989420

La Libertad a los 24 días del mes de julio de 2026.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, expreso mi eterna gratitud a **Dios** por haberme otorgado la vida, salud y fortaleza para continuar, en los momentos más críticos de esta formación.

A mi tutora de tesis y directora de carrera, la **Dra. Marllelis Gutiérrez** por haberme dado la oportunidad de trabajar en conjunto, por su paciencia y guía, mostrando compromiso y disposición, acompañada de generosidad. Su apoyo fue un pilar para que esta investigación tuviera un curso ordenado.

Mi gratitud también se dirige al **Ing. Carlos Malavé**, por su constante respaldo en este proceso de titulación, aportándome soluciones en cada desafío presentado.

A sí mismo, agradezco a la Universidad Estatal Península de Santa Elena por permitirme estudiar en sus notables instalaciones y a mis profesores de carrera por orientar mi formación mediante sus conocimientos y experiencia.

CONTENIDO

Pág.

DEDICATORIA	iii
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	iv
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	v
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR	vi
VALIDACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRAFÍA.....	vii
AGRADECIMIENTOS	viii
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	1
1.2. ANTEDECENTES	2
1.3. HIPÓTESIS	4
1.4. OBJETIVOS	4
1.4.1. Objetivo General.....	4
1.4.2. Objetivos Específicos	4
1.5. ALCANCE	5
1.6. VARIABLES.....	6
1.6.1. Variables Dependientes:	6
1.6.2. Variables Independientes:	6
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	7

2.1. GENERALIDADES DEL CAMPO AUCA	7
2.1.1. Historia del campo.....	7
2.1.2. Ubicación geográfica	9
2.2. GEOLOGÍA DEL CAMPO AUCA	11
2.2.1. Geología estructural.....	11
2.2.2. Geología Estratigráfica.....	13
2.2.3. Descripción de los reservorios	15
2.2.4 Propiedades Petrofísicas de los reservorios	18
2.2.5. Propiedades PVT de los fluidos en los reservorios	19
2.3. PROPIEDADES ROCA - FLUIDO DE UN YACIMIENTO	20
2.3.1. Presión Capilar.....	20
2.3.2. Tensión superficial e interfacial	23
2.3.3. Humectabilidad.....	23
2.3.4. Porosidad y permeabilidad	24
2.3.5. Propiedades de los fluidos	27
2.4. MECANISMO DE PRODUCCIÓN Y RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO	28
2.4.1. Recuperación primaria	28
2.4.2. Recuperación secundaria	28
2.4.3. Recuperación Terciaria	29
2.5. FUNDAMENTOS DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA.....	31
2.5.1. Mejor relación de movilidad.....	31
2.5.2. Elevación de número capilar.....	33

2.5.3 Eficiencias de recuperación	34
a) Eficiencia de Barrido Areal	34
b) Eficiencia de Barrido Vertical	35
c) Eficiencia de Desplazamiento	36
d) Factor de recobro	37
2.6. INYECCIÓN DE POLÍMEROS COMO MÉTODO EOR	38
2.6.1. Concepto y fundamento	38
2.6.2. Características de los polímeros	39
a) Concentración del polímero.....	39
b) Temperatura del polímero	40
c) Viscosidad del polímero	41
d) Salinidad.....	41
e) Peso molecular	41
2.6.3. Polímeros usados en la recuperación mejorada	42
a) Biopolímero / polisacáridos	42
b) Poliacrilamida	43
2.6.4. Criterios de selección para aplicar polímeros.	43
2.6.5. Factores por considerar para el uso de polímeros	45
a) Ventajas y Desventajas	45
b) Geometría del Yacimiento	46
2.7. TIPOS DE INYECCIÓN.....	46
2.7.1. Inyección periférica o externa	46

2.7.2. Inyección en arreglos o dispersa.....	47
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....	50
3.1 DISEÑO Y TIPO DE INVESTIGACIÓN	50
3.2. MÉTODO DE INVESTIGACIÓN.....	51
3.3. POBLACIÓN	52
3.4. MUESTRA	52
3.5. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN Y PROCESAMIENTO DE DATOS	53
3.6. METODOLOGÍA APLICADA PARA LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS DE PETRÓLEO EN LA INYECCIÓN DE POLÍMERO HPAM	53
3.7 DESARROLLO DE LA SIMULACIÓN LA ARENISCA U INFERIOR DE LA FORMACIÓN NAPO.....	54
3.7.1 Generación y obtención de datos para modelado.....	55
3.7.2 Preparación de coordenadas para modelado de malla estática.....	56
3.7.3 Caracterización de las propiedades petrofísicas de la Arenisca U inferior – Campo Auca	57
a) Propiedades PVT del fluido – U inferior	58
b) Porosidad de la arenisca U inferior	59
c) Saturación inicial y petróleo residual	59
d) Permeabilidades relativas	60
3.7.4 Configuración del modelo dinámico y preparación de malla en CMG	62
3.7.5 Inserción del mapa para la creación de la malla	64
3.7.6 Malla final del modelo dinámico – Arenisca U inferior	67

3.7.7	Asignación de propiedades petrofísicas a la malla.....	68
3.7.8	Asignación de propiedades PVT a la malla	69
3.7.9	Curvas de permeabilidad relativa agua–petróleo	70
3.7.10	Condiciones iniciales del reservorio	71
3.7.11	Escenarios base de inyección en el modelo numérico de CMG IMEX.....	72
3.7.12	Configuración del modelo de inyección de polímero en CMG IMEX	74
3.7.13	Relación viscosidad–concentración del polímero en función de la salinidad 75	
3.7.14	Parámetros de adsorción del polímero	76
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS		78
4.1 EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL RESERVORIO BAJO ESCENARIOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....		78
4.1.1	Análisis de la tasa de petróleo “Oil Rate” en los escenarios evaluados	78
4.1.2	Análisis del Factor recobro de petróleo “Oil Recovery Factor” por campo en los escenarios evaluados	81
4.1.3	Comparación del desempeño productivo entre los arreglos cinco puntos y siete puntos.....	83
4.2 ANÁLISIS DE LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA		85
4.2.1	Evaluación del desempeño del arreglo cinco puntos	85
4.2.2	Evaluación del desempeño del arreglo siete puntos.....	88
4.2.3	Comparación del factor de recobro y eficiencia de desplazamiento entre arreglos.....	90

4.3 EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMERO HPAM EN EL ARREGLO DE CINCO PUNTOS	92
4.3.1 Análisis del efecto de la concentración de HPAM sobre el comportamiento productivo.....	92
4.3.2 Comparación de tasa de producción y factor de recobro de petróleo para la selección del mejor escenario	102
4.4 EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMERO HPAM EN EL ARREGLO DE SIETE PUNTOS	103
4.4.1 Análisis del efecto de la concentración de HPAM sobre el comportamiento productivo.....	103
4.4.2 Comparación de la tasa de producción y el factor de recobro de petróleo entre escenarios simulados.....	108
4.5 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA EN LOS ESCENARIOS EVALUADOS.....	110
4.5.1 Evolución del corte de agua en el arreglo de cinco puntos	110
4.5.2 Evolución del corte de agua en el arreglo de siete puntos	111
4.6 SELECCIÓN DEL ESCENARIO ÓPTIMO DE RECUPERACIÓN.....	112
4.6.1 Comparación integral de los escenarios de producción evaluados.....	113
4.6.2 Identificación del escenario con mayor eficiencia de barrido y factor de recobro	114
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	116
5.1 CONCLUSIONES.....	116
5.2 RECOMENDACIONES.....	119
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	121
ANEXOS	125

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Mapa geográfico del campo auca	10
Figura 2. Mapa de ubicación de campo auca	10
Figura 3. Sección sísmica - campo auca	11
Figura 4. Mapa estructural - campo auca	12
Figura 5. Columna estratigráfica del campo auca	14
Figura 6. Curva de presión en un sistema mojado por agua.	21
Figura 7. Curva de presión capilar en un sistema mojado por aceite.	22
Figura 8. Histéresis de la curva de presión capilar.....	22
Figura 9. Ilustración de humectabilidad.....	24
Figura 10. Permeabilidad en un medio poroso.....	26
Figura 11. Historia de presión producción para diferentes tipos de empuje.	28
Figura 12. Proceso de inyección de agua.	29
Figura 13. Métodos no convencionales de recobro adicional según farouq y thomas.	30
Figura 14. Proceso de inyección de agua con razón de movilidad desfavorable (a), comparación de la inestabilidad viscosa entre la inyección de agua (b) y la del polímero (c).	32
Figura 15. Petróleo residual en función del número capilar según farouq y thomas.	34
Figura 16. Eficiencia de barrido areal.....	34
Figura 17. Eficiencia de barrido vertical.....	35
Figura 18. Eficiencia de desplazamiento.	36
Figura 19. Factor de recobro.	37
Figura 20. Proceso de invasión con polímeros según klins.....	38
Figura 21. Concentración de polímero vs viscosidad de la solución.	39
Figura 22. Efecto de la concentración de la solución de polímero en la recuperación de petróleo.....	40
Figura 23. Primaria de la molécula xantano.....	42
Figura 24. Estructura primaria de la poliacrilamida.....	43
Figura 25. Patrón de inyección periférica o externa.....	47
Figura 26. Tipos de arreglos de pozos.	48
Figura 27 . Mapa estructural u inferior – campo auca.	55

Figura 28 Digitalización de mapa estructural u inferior – campo auca.....	57
Figura 29. Configuración inicial del simulador imex en cmg builder.....	64
Figura 30. Inserción del mapa de tope en cmg para la creación de la malla estática.	65
Figura 31. Generación de la malla ortogonal para la arenisca u inferior en cmg.....	66
Figura 32. Vista general del yacimiento en 3d, cmg.....	67
Figura 33. Asignación de porosidad y permeabilidad en la malla de la arenisca u inferior.....	68
Figura 34. Ingreso de datos pvt del fluido en cmg imex.....	69
Figura 35. Curvas de permeabilidad relativa agua–petróleo en el modelo de roca.....	70
Figura 36. Definición de condiciones iniciales del reservorio en cmg imex.....	71
Figura 37. Escenario base de inyección cinco puntos.....	72
Figura 38. Escenario base de inyección siete puntos.....	73
Figura 39. Configuración de opciones del modelo de inyección de polímero.....	74
Figura 40. Relación entre viscosidad del polímero y concentración bajo diferentes condiciones de salinidad.....	75
Figura 41. Parámetros de adsorción del polímero.....	76
Figura 42. Escenario cinco puntos.....	78
Figura 43. Escenario siete puntos.....	79
Figura 44. Análisis del factor de recobro por campo – escenario cinco puntos.....	81
Figura 45. Análisis del factor de recobro por campo – escenario siete puntos.....	82
Figura 46. Comportamiento de la tasa de producción de petróleo para el arreglo cinco puntos bajo inyección de agua.....	85
Figura 47. Factor de recobro de petróleo para el arreglo en cinco puntos bajo inyección de agua.....	86
Figura 48. Comportamiento de la tasa de producción de petróleo para el arreglo en siete puntos bajo inyección de agua.....	88
Figura 49. Factor de recobro de petróleo para el arreglo en siete puntos bajo inyección de agua.....	89
Figura 50. Comportamiento de la tasa de producción de petróleo para la inyección de hpam al 0.015 % wt en el arreglo cinco puntos.....	92
Figura 51. Factor de recobro de petróleo para la inyección de hpam al 0.015 % wt en el arreglo de cinco puntos.....	93
Figura 52. Comportamiento de la tasa de producción de petróleo (oil rate) para la inyección de hpam al 0.03 % wt en el arreglo cinco puntos.....	95

Figura 53. Factor de recobro de petróleo para la inyección de hpam al 0.03 % wt en el arreglo cinco puntos.....	96
Figura 54. Comportamiento de la tasa de producción de petróleo para la inyección de hpam al 0.05 % wt en el arreglo cinco puntos.....	97
Figura 55. Factor de recobro de petróleo (oil recovery factor) para la inyección de hpam al 0.05 % wt en el arreglo cinco puntos.....	98
Figura 56. Comportamiento de la tasa de producción de petróleo (oil rate) para la inyección de hpam al 0.075 % wt en el arreglo cinco puntos.....	100
Figura 57. Factor de recobro de petróleo para la inyección de hpam al 0.075 % wt en el arreglo cinco puntos.....	101
Figura 58. Comportamiento de la tasa de producción de petróleo para la inyección de hpam al 0.015 % wt en el arreglo de siete puntos.	104
Figura 59. Factor de recobro de petróleo para la inyección de hpam al 0.015 % wt en el arreglo de siete puntos.	105
Figura 60. Comportamiento de la tasa de producción de petróleo para la inyección de hpam al 0.03 % wt en el arreglo de siete puntos.	106
Figura 61. Factor de recobro de petróleo para la inyección de hpam al 0.03 % wt en el arreglo de siete puntos.	107
Figura 62. Evolución del corte de agua (water cut) en el arreglo de cinco puntos.	110
Figura 63. Evolución del corte de agua (water cut) en el arreglo de siete puntos.....	111

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Coordenadas del campo auca	9
Tabla 2. Espesores y áreas de las formaciones del campo auca	17
Tabla 3. Profundidad referencial de las formaciones del campo auca	17
Tabla 4. Propiedades petrofísicas de las formaciones del campo auca.	18
Tabla 5. Análisis pvt de las arenas del campo auca.	19
Tabla 6. Presiones iniciales y actuales de las arenas productoras.	19
Tabla 7. Características del crudo.	20
Tabla 8. Calidad de la porosidad	25
Tabla 9. Criterios de diseño para invasión con polímeros.....	44
Tabla 10. Ventajas y desventajas del uso de polímeros	45
Tabla 11. Tipos de arreglo de pozos y sus características	49
Tabla 12. Propiedades pvt del fluido – arenisca u inferior.....	58
Tabla 13. Porosidad arenisca u inferior.....	59
Tabla 14. Saturación inicial y petróleo residual de arenisca u inferior	60
Tabla 15. Rango y promedio de saturación de agua arenisca u inferior.....	60
Tabla 16. Permeabilidades relativas de arenisca u inferior	61
Tabla 17. Valores relativos de factor de recobro en función a escenarios.	114

“EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMERO HPAM EN LA ARENISCA U INFERIOR DE LA FORMACIÓN NAPO DEL CAMPO AUCA”

Autor: Espin Masaquiza Kevin Jair

Tutor: Gutiérrez Hinstroza Marllelis Del Valle

RESUMEN

Esta investigación presenta la evaluación del modelo de inyección de polímero HPAM, como técnica de recuperación mejorada, enfocándose en la formación Napo del campo Auca, con la finalidad de fortalecer el factor de recobro y optimizar la tasa de producción, debido a la disminución de energía por flujo natural. Para el desarrollo se empleó la investigación con orientación cuantitativa, basada en la recopilación, organización y análisis de datos numéricos referentes a las propiedades de la muestra. Lo que facilitó la creación de un modelo estático y dinámico dentro del simulador IMEX de CMG. Considerando diferentes arreglos de inyección para dar análisis de sensibilización, variando el porcentaje de carga del polímero HPAM, logrando reconocer al escenario de siete puntos con inyección de HPAM al 0.015 % wt como estrategia técnica más adecuada, alcanzando un factor de recobro próximo al 40 %, preservando un comportamiento productivo estable, aportando ventajas relacionadas con el control del avance del agua y una distribución más uniforme del fluido desplazante, mitigando probables efectos de canalización y potenciando el uso del volumen contactado.

PALABRAS CLAVE: inyección de polímero, factor de recobro, simulación, eor, producción.

“EVALUATION OF HPAM POLYMER INJECTION IN THE LOWER U SANDSTONE OF THE NAPO FORMATION OF THE AUCA FIELD”

Author: Espin Masaquiza Kevin Jair

Advisor: Gutiérrez Hinestroza Marllelis Del Valle

ABSTRACT

This research presents the evaluation of the HPAM polymer injection model as an enhanced recovery technique, focusing on the Napo Formation of the Auca Field. The aim is to strengthen the recovery factor and optimize the production rate, given the energy loss due to natural flow. The research employed a quantitative approach, based on the collection, organization, and analysis of numerical data related to the sample properties. This facilitated the creation of a static and dynamic model within the CMG IMEX simulator. Different injection patterns were considered for sensitivity analysis, varying the HPAM polymer loading percentage. The seven-point scenario with 0.015% wt HPAM injection was identified as the most suitable technical strategy, achieving a recovery factor close to 40%. This approach maintains stable production performance, provides advantages related to water advance control and a more uniform distribution of the displacement fluid, mitigating potential channeling effects and maximizing the use of the contacted volume.

KEYWORDS: *polymer injection, recovery factor, simulation, eor, production.*

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

Dentro de la industria petrolera, la disminución secuencial del factor de recobro es considerada como uno de los problemas principales en la explotación de los campos maduros. Este fenómeno interfiere con mayor frecuencia en las formaciones con heterogeneidad alta, punto donde el desplazamiento del crudo se ve influenciado por diferencias de permeabilidad e invasión previa del agua inyectada. En el escenario del Campo Auca, Bloque 61, las Areniscas de la Formación Napo, existe información registrada en donde se notaron mejoras puntuales asociadas a inyecciones de agua realizadas en 2011, las cuales no incluyeron polímero HPAM. Actualmente no se han determinado informes que permitan conocer el comportamiento, lo cual genera incertidumbre sobre su declinación o si se mantiene. Esta falta de claridad plantea la necesidad de adquirir que alternativa podría mejorar.

La inyección del agua aplicada durante un periodo de tiempo para mantener la presión y optimizar el barrido, ha revelado limitaciones por la alta movilidad del agua frente al crudo, también a la difícil estructura del yacimiento. Como consecuencia, zonas muy extensas del reservorio se encuentran sin drenar eficientemente, bajando su productividad y perjudicando al aspecto económico de los campos.

Ante este desafío, se plantea la inyección del polímero HPAM como una alternativa factible. El software CMG ayudará a modelar y simular la inyección del

polímero en áreas del reservorio necesarias. Con el fin de analizar el comportamiento del mismo, se pretende obtener los parámetros técnicos que maximicen la recuperación de crudo y examinar el potencial de la aplicación de este método en la Arenisca U inferior.

1.2. ANTEDECENTES

(Garcia & Molina, 2019)elaboraron un estudio titulado Análisis del efecto de la inyección de polímero como método de recobro mejorado en un modelo conceptual del Campo Palogrande-Cebú, en el cual se empleó el software Computer Modelling Group (CMG) para simular el comportamiento del polímero en el yacimiento. A través de los resultados experimentales y las simulaciones, se evidenció que la inyección de polímeros incrementa el factor de recobro en comparación con la inyección de agua convencional.

Un estudio realizado por (Morales & Perdomo, 2020) evaluó el comportamiento del polímero poliacrilamida parcialmente hidrolizada (HPAM) en distintas fuentes de agua para un proceso de inyección, considerando un impacto técnico y económico mediante el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN), en relación con los costos de inversión y operación. Se realizaron análisis de laboratorio bajo la norma API RP 63, variando la concentración del polímero en distintas fuentes de agua para identificar la alternativa más eficiente para el proceso de recobro mejorado.

Un análisis técnico y económico permitió determinar la factibilidad de aplicar un método de recobro mejorado basado en la inyección de polímeros en la formación Ui. Se identificaron pozos productores e inyectores mediante la revisión del comportamiento de presión y producción, complementado con un screening en el software EOR Gui, que

seleccionó la inyección de productos inmiscibles como opción viable. Con datos de laboratorio y simulación numérica se estimó el incremento en la eficiencia de barrido y el factor de recobro, complementando el estudio con una evaluación económica basada en los indicadores VAN, TIR y PRI (Espín & Salas, 2021).

Un estudio orientado a la recuperación mejorada de petróleo mediante la inyección de polímeros se desarrolló en el campo Shushufindi-Aguarico, con el propósito de contrarrestar la disminución de energía natural del yacimiento. A través del simulador IMEX de CMG, se construyó un modelo estático y dinámico que permitió evaluar distintos escenarios de inyección del polímero HPAM. Los resultados demostraron que una concentración de 3000 ppm optimiza la producción y alcanza un factor de recobro del 27,20 %, evidenciando la viabilidad técnica del método en la arena U inferior del campo (Melendres Del Pezo & González, 2024).

También (Reyes & Lainez, 2024) realizaron un estudio con visión de incrementar la producción del campo Shushufindi por medio de la inyección de un polímero de alto peso molecular, con el objetivo de aumentar el factor de recobro. A través de simulaciones, se evaluaron las condiciones óptimas para mejorar la viscosidad del agua y la razón de movilidad del petróleo. Los resultados demostraron un incremento del 12 % en el factor de recobro inicial, evidenciando la eficiencia de la poliacrilamida (PAM) y su potencial aplicación en otros pozos con condiciones similares.

Por otra parte, (Tigrero, 2025) realizó un estudio en el Campo Cuyabeno, enfocado en incrementar el factor de recobro mediante la aplicación de técnicas de recuperación mejorada (EOR) con inyección de polímeros. Mediante simulaciones con el

software CMG se evaluaron distintos escenarios de producción, concluyendo que la inyección de polímeros HPAM permite optimizar el factor de recobro y mejorar la eficiencia de extracción en la arena U inferior del yacimiento.

1.3. HIPÓTESIS

La aplicación del método de inyección de polímero (HPAM) en la Arenisca U inferior de la formación Napo del Campo Auca, Bloque 61, respaldada por simulaciones de desplazamiento de fluidos con CMG, hará posible ampliar la eficiencia de barrido, elevar el factor de recobro y limitar la movilidad del agua, fortaleciendo la recuperación de crudo y extendiendo la vida productiva del yacimiento.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo General

Evaluar el modelo de inyección de polímero HPAM en la formación Napo del campo Auca mediante el uso del software CMG, permitiendo el fortalecimiento del factor de recobro.

1.4.2. Objetivos Específicos

- ✓ Caracterizar las propiedades petrofísicas de la Arenisca U inferior del campo Auca, reconociendo los parámetros del reservorio que repercute en la eficiencia de desplazamiento y en el descenso de productividad.

- ✓ Analizar el comportamiento del reservorio bajo la estrategia de inyección de agua con el desempeño de la inyección de polímero HPAM mediante simulación numérica con CMG.
- ✓ Simular diferentes escenarios de inyección de polímero considerando variaciones en tasas de inyección y arreglo de pozos.
- ✓ Interpretar los resultados de la simulación para la identificación del escenario más propicio que maximice la eficiencia de barrido y recíproco final.

1.5. ALCANCE

La aspiración primordial de este proyecto es evaluar la inyección de polímero HPAM en la Arenisca U inferior de la formación Napo del campo Auca, Bloque 61, validándose con el software de simulación CMG. Con esto se pretende incrementar la eficacia del barrido y limitar el descenso del factor de recobro del reservorio.

El software CMG, será aplicado con miras a generar una caracterización estática y dinámica del reservorio, detallando presiones, saturaciones, permeabilidades; lo referente a propiedades petrofísicas que representen el comportamiento de la formación. Obtenida la información, se pretende construir un modelo que proporcionará el análisis de los mecanismos de desplazamiento de fluido en casos diferentes de inyección de polímero.

Se concretarán simulaciones con la meta de incluir variaciones de concentración de polímero, tasas de inyección, tiempos de contacto y viscosidad, con la intención de precisar respuestas del reservorio en distintas condiciones operativas. A raíz de estos

resultados, será posible comparar la eficiencia del proceso de inyección del polímero, frente a la inyección del agua convencional; examinando indicadores como la elevación del factor de recobro, reducción de la movilidad del agua y avance del barrido.

En definitiva, el estudio busca valorar la factibilidad de la recuperación asistida como el polímero (HPAM) que va alineado con los procesos técnicos y operativos en una futura implementación en el campo Auca, con base a su viabilidad y potencial en otros campos.

1.6. VARIABLES

1.6.1. Variables Dependientes:

Evaluación del aumento en el factor de recobro de crudo en la arena U inferior del campo Auca.

1.6.2. Variables Independientes:

Eficiencia de barrido del polímero HPAM en la arena U inferior del campo Auca.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. GENERALIDADES DEL CAMPO AUCA

2.1.1. Historia del campo

El campo Auca corresponde a la segunda etapa asociada a la exploración petrolera del Oriente ecuatoriano, el primero de sus pozos exploratorios fue Auca 1, siendo perforado en febrero de 1970, posterior completado el 30 de marzo de 1970 y alcanzó 10 578 pies de profundidad, presento producción de la arena T, con un crudo de 27° API, así como de la arena Hollín 30° API empleando una producción total que llegaba a los 3072 BPD.

El avance del campo arranca en 1973, registrado con 24 pozos en 1975. Hasta llegar al año 2010, el campo Auca contaba con 51 pozos productores, 2 inyectores, 4 pozos reinyectores, 3 pozos abandonados y 13 pozos cerrados, dando un total de 73 perforados en el campo (Pinto & Zambrano, 2023).

El campo Auca presenta una falla principal, se aprecia la presencia de un intervalo promedio de salto entre 10 y 30 pies; hasta un máximo de 50 pies, dentro de la parte principal del campo a nivel de Napo “T”. Además, hay fallas secundarias que mantienen un menor intervalo de 5 a 20 pies.

Dispone con mecanismo de producción natural, es decir empuje de agua y expansión de roca fluido, esto debido a la producción de fluidos (agua-petróleo); los parámetros del

campo han sufrido variaciones como: descenso de producción de petróleo, caída de presión, intrusión de agua y el aumento del contacto agua-petróleo (Castillo, 2019).

En el campo Auca, durante febrero de 2017, se aplicó un determinado proyecto piloto acerca de inyección de agua, con el fin de una recuperación secundaria en la arenisca U inferior, impulsado por la elevada depletación de presión de burbuja a 941 psi. Se valoró aspectos como el ascenso de producción, optimización del factor de recobro, amplitud de la vida útil del yacimiento y accesibilidad de agua; incorporó dos frentes de inyección en dirección norte y sur por medio de la conversión de un pozo productor a inyector más la perforación de un nuevo pozo inyector.

Tomando como base la simulación numérica en ECLIPSE, calibrada históricamente hasta febrero de 2019, se previó un potencial de alrededor de 13 millones de barriles de petróleo incremental, así como un aumento del factor de recuperación del 15,8 %. (Guato, 2018)

El POES del activo Auca es de 3896 MMBLS, dotado de un factor de recobro total del 46 %. Durante el año 2019, la etapa de recuperación primaria concluyó, disponiendo de una producción acumulada de 624 MMBLS, con un factor de recobro del 16 % en ese año. Se detectó un punto máximo de producción de 78.4 KBOPD con 0.253 promedio de declinación en energía de los reservorios, esto atribuye la recuperación secundaria en el Activo Auca con la presencia de un factor de recobro del 8 % a 10 % (Tomalá, 2023).

El estudio que evaluó (Navarrete, 2020), se realizó en el campo Auca, donde participó la operadora Petroamazonas E.P de manera integrada con Shaya Ecuador S.A. ejecutaron la inyección de agua en la arenisca U inferior, consiguiendo alzas de

producción de 183 a 308 BPPD en el pozo Auca-176 con 11.27 % de eficiencia de desplazamiento y de 249 a 335 BPPD en el pozo Auca-179 con 17.19 % llegando a la ruptura de 225 y 296 días de forma correspondiente. A su vez, el estudio establece que para perfeccionar la eficiencia de desplazamiento, es requerido aplicar métodos de recuperación terciaria, así como la inyección de polímeros.

2.1.2. Ubicación geográfica

El Campo Auca está situado en la Cuenca Oriental del Ecuador en la provincia de Orellana, dentro del Cantón Francisco de Orellana al nororiente en la región amazónica, a una distancia de 260km al este de Quito y cerca de 100 km al sur de la frontera con Colombia, se sitúa en la zona 43 del hemisferio sur con dimensiones de 25 km de largo y 4 km de ancho, con un área estimada de 17 000 acres (Caicedo & Cuenca, 2009).

El Campo Auca tiene las siguientes coordenadas geográficas y UTM:

Tabla 1. Coordenadas del Campo Auca

COORDENADAS	LATITUD	LONGITUD
GEOGRÁFICAS	Entre 0°34'S y 0°48'S	Entre 76°50' O y 76°54'O
UTM	Y min = 9'911.645 Y máx = 99'366.256	Y min = 288.964 Y máx = 29.500

Fuente: (Caicedo & Cuenca, 2009)
Elaborado por: Kevin Espín

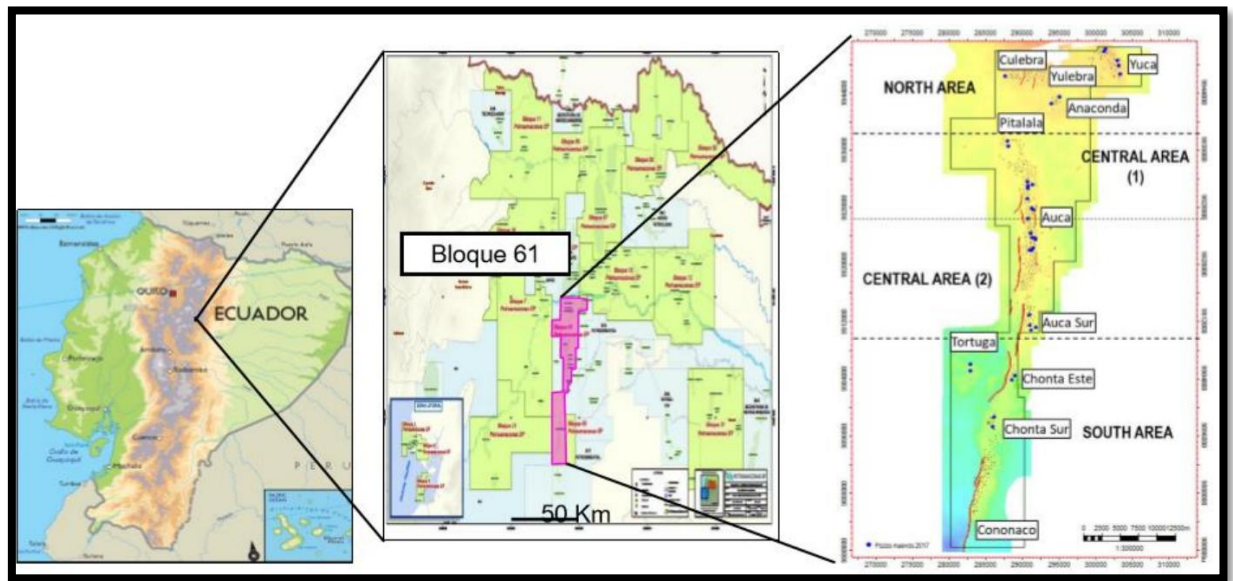


Figura 1. Mapa geográfico del Campo Auca

Fuente: (Tomalá, 2023)

El campo Auca delimita con los campos Culebra, Yulebra, Anaconda y Yuca al norte; en conjunto con los campos Chonta y Cononaco al sur; con los campos Pitalala y Boa al oeste; y, al este el campo Anura. Ver figura 2

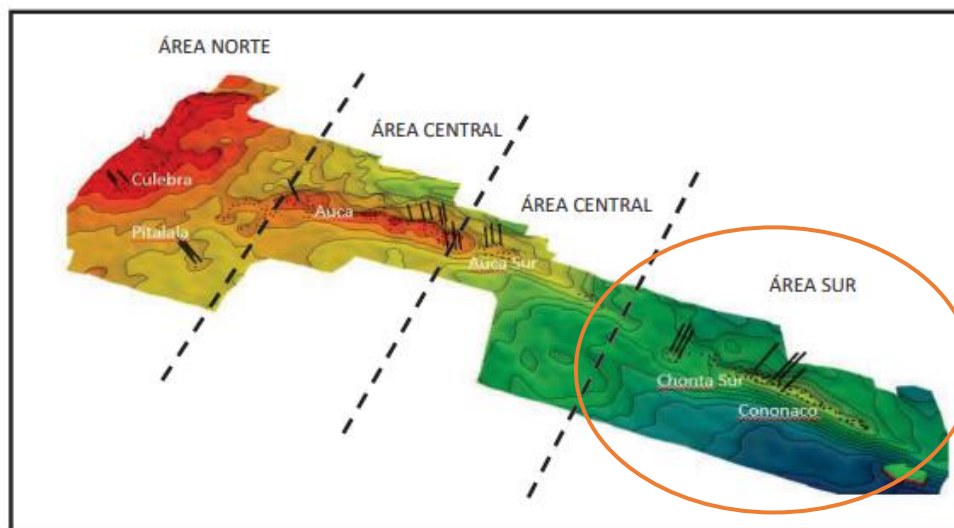


Figura 2. Mapa de ubicación de campo Auca

Fuente: (Lastra & Suintaxi, 2020)

2.2. GEOLOGÍA DEL CAMPO AUCA

2.2.1. Geología estructural

El campo contiene un anticlinal considerable simétrico lineal con un valor cercano a 23km de longitud de alargamiento en dirección norte sur, que se expande en dirección norte con una alteración mínima a la base de la caliza A, el aumento del ancho septentrional reacciona al impacto de un lineamiento transversal asociado al basamento de orientación noreste – sureste, que evidencia la variación a la zona regional transversal del Rio Napo donde se genera el campo Culebra Yulebra – Anaconda. La estructura se formo durante el Maastrichtiano – Paleoceno, como se observa en la figura 3 donde muestra una sección sísmica y se visualiza una deformación sin – tectonica, fallas que alcanzan Hollin y Napo basal. Ver figura 4

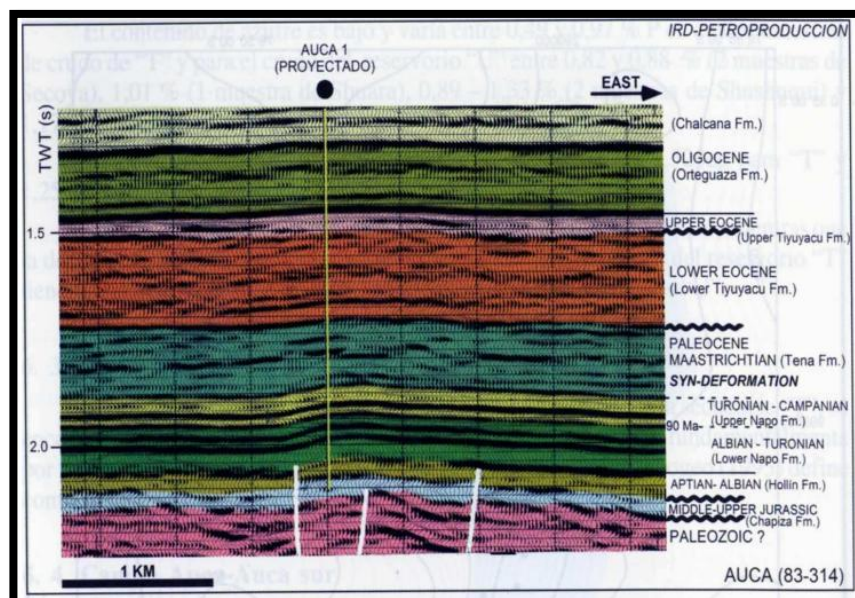


Figura 3. Sección Sísmica - Campo Auca

Fuente: (Ruiz & Santana, 2012)

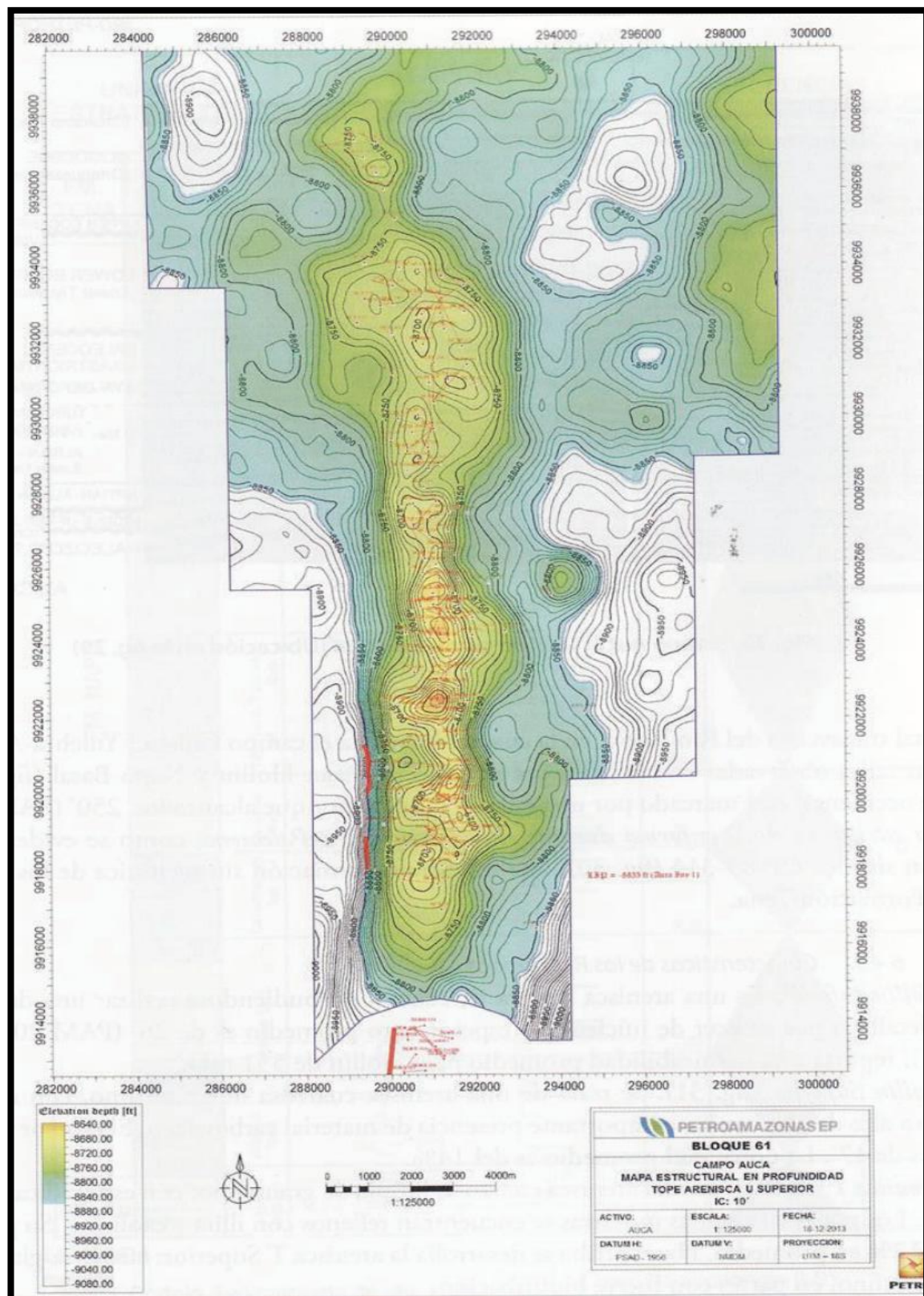


Figura 4. Mapa Estructural - Campo Auca

Fuente: (Salazar, 2017)

2.2.2. Geología Estratigráfica

La Cuenca Oriente ecuatoriana se vincula con una de las cuencas submarinas más difíciles desde el enfoque científico y también económico. La columna estratigráfica que se aprecia en la figura 5 sintetiza la estratigrafía y los sucesos geodinámicos de mayor importancia en el crecimiento de la Cuenca Oriente y de sus sistemas petrolíferos.

Las secuencias cretácicas geológicas más específicas, Tena, Napo y Hollín pertenecen al Campo Auca con manifestación de hidrocarburos.

EDAD		MIEMBRO	LITOLOGÍA	DESCRIPCIÓN
MEZOSÍOCO	CRETÁCICO	MAASTRICHTIANO	TENA	Arenisca cuarzosa, transparente translúcida, grano fino. Medio, en parte grano grueso, subredondeada a subangular. Moderadamente sorteada, cemento y matriz no visible.
		BASAL TENA		
		CAMPANIANO		Lutita gris oscura, gris clara, fisil. En parte laminar, astillosa. Moderadamente firme, ligeramente calcárea.
		SANTONIANO		
		CONIACIANO	CALIZA M1	Caliza gris oscura, en menor cantidad moteada de crema. Suave a moderadamente firme. Blocosa a subblocosa.
				Lutita gris clara, menor gris oscura. Suave a moderadamente firme, ocasionalmente dura.
		TURONIANO	CALIZA M2	Caliza cremosa, moteada de blanco. Ocasionalmente gris oscuro. Suave a moderadamente firme. Blocosa a subblocosa.
			CALIZA A	Caliza gris blanquecina, moteada de blanco. Moderadamente dura, blocosa, con glauconita.
		CENOMANIANO	ARENISCA U SUP	Arenisca cuarzosa, transparente, translúcida. Grano muy fino a fino. Ocasionalmente grano medio. Silicio, en partes matriz calcárea y glauconítica.
			ARENISCA U MEDIA	Arenisca cuarzosa, transparente, translúcida. Grano fino a medio. Subangular a subredondeada.
			ARENISCA U INF	Arenisca cuarzosa, hialina, transparente a subtransparente. Grano fino a muy fino. Ocasionalmente grano grueso. Subangular a subredondeada.
				Lutita gris clara, menor gris oscura. Suave a moderadamente firme, ocasionalmente dura.
		ALBIANO	CALIZA B	Caliza gris oscura, crema, moteada de blanco. Suave, moderadamente firme. Blocosa o Subblocosa.
			ARENISCA T SUP	Arenisca cuarzosa, hialina, transparente, translúcida. Grano muy fino a fino. Ligeramente friable. Subangular a subredondeado, regular selección.
			ARENISCA T INF	Arenisca cuarzosa, transparente, translúcida. Grano fino a medio, ocasionalmente grueso. Subangular a subredondeado, regular selección. Friable.
				Lutita gris clara a negra. Moderadamente dura. Laminar.
			FORMACIÓN HOLLÍN	
		APTIANO		Arenisca cuarzosa, transparente, translúcida. Grano fino a medio, ocasionalmente grueso. Subangular a subredondeado. Ocasionalmente angular. Friable, suelta, asociada con glauconita la parte superior.

Figura 5. Columna estratigráfica del campo Auca

Fuente:(Yáñez, 2017)

2.2.3. Descripción de los reservorios

Tomando como referencia la Columna Estratigráfica del campo, se presenta las características de los reservorios de prioridad hidrocarburífera.

Hollín Inferior

Arenisca cuarzosa blanca, grano grueso-medio a fino donde presenta un bajo contenido de arcilla, registra un espesor neto promedio de 26', tope a 10 180ft aproximado teniendo una permeabilidad promedio de 551 mD.

Hollín Superior

Arenisca cuarzosa y cuarzona-glauconítica de grano fino a medio, con existencia de material carbonáceo, y variada con lutitas negras de igual forma calcáreas, registra un espesor neto promedio de 17', su porosidad promedio es de 14 %, con tope a 10 145ft y una permeabilidad promedio de 150mD a 200mD.

Arenisca T

Arenisca cuarzosa, limpia de grano fino, con esporádicas capas de arcilla, en algunas muestras los poros se encuentran rellenos con illita y caolinita; esta arena se divide en:

Arenisca T inferior: Grano medio grueso, modificándose en algunos casos a fino y en circunstancias a microconglomerática, tiene un espesor neto de 45' su porosidad del 2 al 18 % en promedio, su tope aproximado es de 9964ft con una variación de permeabilidad de 10mD a 450mD.

Arenisca T superior: Cuarzosa-galuconítica de grano fino por parte con una fuerte bioturbación, registra un espesor neto de 5' tope a 99855 aproximado con una permeabilidad promedio de 5mD a 100mD.

Arenisca U

Cuarzosa y cuarzosa-glauconíticas; esta arena se divide en:

U inferior: Arenisca cuarzosa de grano fino a medio donde es limpia, masiva con estratificación plana laminar a cruzada de bajo ángulo, tiende a abundantes detritos carbonáceos y láminas lutitas carbonáceas. Registra una porosidad promedio que va en el intervalo entre 15 y 20 %, con un tope a 9700 ft aproximadamente y 50 mD a 1500 mD en permeabilidad.

U superior: Arenisca cuarzosa glauconítica de grano fino a muy fino, puesta en delgadas capas, con una notable bioturbación que contiene caolinita y arcillas del tipo illita por demás.

Arenisca Basal Tena

Cuarzosa redondeada de grano grueso a medio, es de poco espesor y se encuentra en la mayoría de la cuenca, tienen una porosidad promedio de 19 % con un tope de 8910 ft aproximado y una variación de 2 a 200 mD en permeabilidad (Salazar, 2017).

Tabla 2. Espesores y áreas de las formaciones del campo Auca

FORMACIÓN	MIEMBRO	RESERVORIO	ESPESOR(PIES)	ÁREA(ACRES)
TENA	BASAL TENA	SECUNDARIO	40	16.460,09
NAPO	U INFERIOR	PRINCIPAL	200	21.471,49
	T INFERIOR	SECUNDARIO	120	13.621,87
	HOLLÍN	SECUNDARIO		
HOLLÍN	SUPERIOR		400 - 450	20.844,09
	HOLLÍN	SECUNDARIO		
	INFERIOR			

Fuente:(Caicedo & Cuenca, 2009)

Tabla 3. Profundidad referencial de las Formaciones del campo Auca

FORMACIÓN	PROFUNDIDAD REFERENCIAL (ft)
BASAL TENA	8978
TOPE NAPO	8997
U SUPERIOR	9636
U INFERIOR	9706.5
BASE U INFERIOR	9748.5
CALIZA B	9865.5
T SUPERIOR	9877.5
T INFERIOR	9969
BASE T INFERIOR	10033.5
CALIZA C	10146
HOLLÍN SUPERIOR	10158.5
HOLLÍN INFERIOR	10207.5

Fuente:(Lastra & Suntaxi, 2020)

2.2.4 Propiedades Petrofísicas de los reservorios

Tabla 4. Propiedades petrofísicas de las formaciones del Campo Auca.

FORMACIÓN	POROSIDAD PROMEDIO %	PERMIABILIDAD PROMEDIO mD	SW ACTUAL %	H	Salinidad
BASAL TENA	20.4	1500	-	40ft	10250-20800 ppm ClNa
NAPO U SUPERIOR	12.5	300	40	200ft	26700-45000 ppm ClNa
NAPO U INFERIOR	14.5	400			
NAPO T SUPERIOR	10.8	650	15	120ft	12100- 40500ppmCl Na
NAPO T INFERIOR	12.8				
HOLLÍN SUPERIOR	14.7	1500	30	100ft-	450-28000 ppm ClNa
HOLLÍN INFERIOR	15.8		35	450ft	300-1400 ppm ClNa

Fuente: (Tomalá, 2023)

2.2.5. Propiedades PVT de los fluidos en los reservorios

Tabla 5. Análisis PVT de las arenas del campo auca.

PARÁMETROS	BASAL TENA	NAPO “U”	NAPO “T”	HOLLÍN
Pi (psia)	3563	4141	4213	4500
Ps (psia)	645	245	640	195
β_{oi} (bl/BF)	1,1338	1,0647	1,131	1,111
β_{os} (bl/BF)	1,1547	1,09	1,16	1,15
coi (1/psia 10 ⁻⁶)	6,2	5,21	6,75	6,48
cos (1/psia10 ⁻⁶)	6,2	8,77	9,03	8,18
μ_{oi} (cp)	21,34	13,8	5,05	4,76
μ_{os} (cp)	14,29	8,49	2,6	2,66
RGP(PCS/BF)	116	55	180	10
μ_w	0.3	0.3	0.3	0.27
°API	21.1	19	29	31.6
Temp.Del Reserv. (°F)	210	229	233	235

Fuente: (Yáñez, 2017)

Tabla 6. Presiones iniciales y actuales de las arenas productoras.

FORMACIÓN	PRESIÓNINICIAL (psi)	PRESIÓNACTUAL (psi)
Basal Tena	3563	1000
Napo “U”	4141	1363
Napo “T”	4213	1180
Hollín Inferior	4523	4300
Hollín Superior	4523	2100

Fuente: (Yáñez, 2017)

Tabla 7. Características del crudo.

Reservorio	°API
Hollín Inferior	27 – 30
Hollín Superior	27 – 32
Arenisca T	24 – 29
Arenisca U	24 – 29
Tena Basal	20 – 22

Fuente: (Salazar, 2017)

2.3. PROPIEDADES ROCA - FLUIDO DE UN YACIMIENTO

2.3.1. Presión Capilar

Consiste en la diferencia de presión entre el fluido de la fase no mojante y la fase mojante. En el caso de un sistema poroso, se identifica que las fuerzas inducidas debido a la mojabilidad preferente del medio con uno de los fluidos se despliegan ante toda la interfase, originando variaciones de presión que podrían ser halladas entre los dos fluidos mediante dicha interfase. En el momento que los líquidos se encuentran en contacto, las moléculas próximas a la interfase presentan una atracción dispereja hacia las moléculas continuas. Si la interfaz es curva, por ende, la presión respecto a un lado (cóncavo en relación al fluido más denso) es más elevada que en otro sentido (convexo en relación al fluido más denso); esta distinción es denominada presión capilar (Escobar, 2012).

La presión capilar se emplea en simulaciones de yacimientos e ingenierías, orientado a evaluar con exactitud, principalmente en la altura de la transición y saturación de agua irreducible.

$$P_c = P_{nw} - P_w$$

Donde:

P_c = presión capilar.

P_{nw} = presión de la fase no mojante

P_w = presión de la fase mojante.

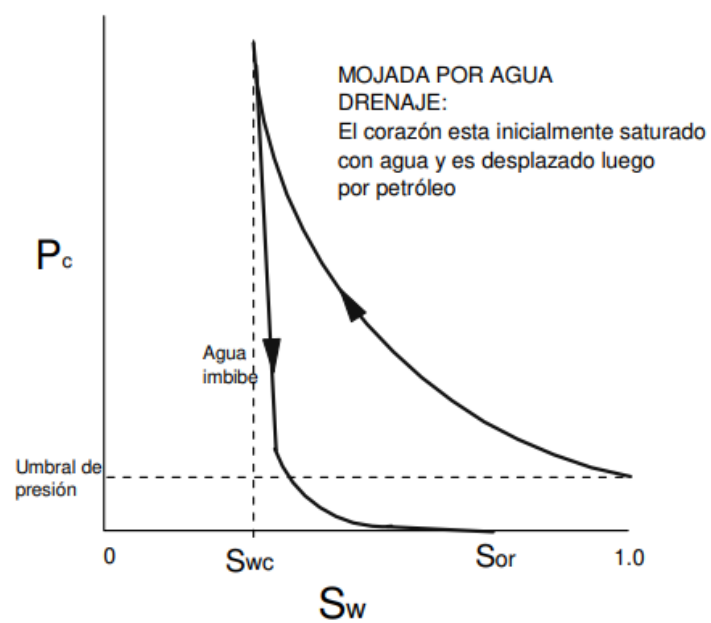


Figura 6. Curva de presión en un sistema mojado por agua.

Fuente: (Escobar, 2012)

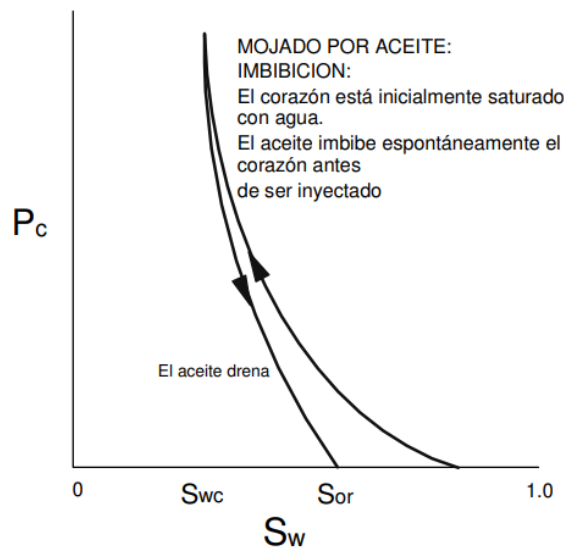


Figura 7. Curva de presión capilar en un sistema mojado por aceite.

Fuente: (Escobar, 2012)

Las curvas de presión capilar muestran el fenómeno de histéresis, el mismo que integra dos procesos: imbibición y drenaje, dichos conceptos se aplican en función de la saturación.

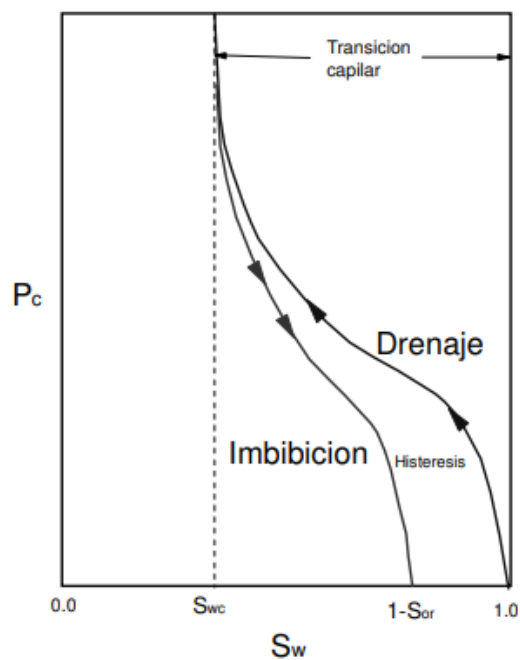


Figura 8. Histéresis de la curva de presión capilar.

Fuente: (Escobar, 2012)

2.3.2. Tensión superficial e interfacial

La interfase, en medio de dos fases, establece una región de solubilidad finita ligada a un espesor correspondiente a unas pocas dimensiones moleculares.

La tensión superficial es una propiedad esencial de la interfase en términos termodinámicos. Se comprende la forma en que se puede recurrir a la energía para elevar el área de la interfase en una unidad.

Mientras dos fluidos se hallan en zona de contacto, las moléculas cercanas a la interfase generan atracción de una manera irregular hacia sus alrededores, por efecto de las diferencias de tamaño; esto origina una superficie de energía libre por unidad de área que se denomina tensión interfacial.

La tensión interfacial hace referencia a la fuerza entre la interfase de dos fluidos inmiscibles, esto es que no se pueden mezclar. Por otro lado, se aplica el termino tensión superficial cuando los fluidos se encuentran en estado líquido y gaseoso. (Tigrero, 2025)

2.3.3. Humectabilidad

La humectabilidad o mojabilidad es una propiedad relevante, ya que interfiere directamente en la dinámica capilar y en el desplazamiento de las rocas del yacimiento debido a las fuerzas de atracción. La fase humectante va ocupando los poros más pequeños de la roca, mientras que los poros más grandes ocupan la fase no humectante.

Se define la humectabilidad como la tendencia de un fluido a adherirse a una superficie sólida en presencia de otro fluido inmiscible, buscando ocupar un área mayor

de contacto posible; conforme el ángulo de contacto va disminuyendo, las características del líquido aumentan. Se demuestra una humectabilidad completa cuando su ángulo de contacto es equivalente a cero, caso contrario no existe una mojabilidad su ángulo de contacto es de 180° , también existen variaciones de mojabilidad en intermedia con unos ángulos de contacto que oscilan entre 60° y 90° .

En la figura se puede apreciar la alteración de los ángulos de contacto de acuerdo con el fluido.

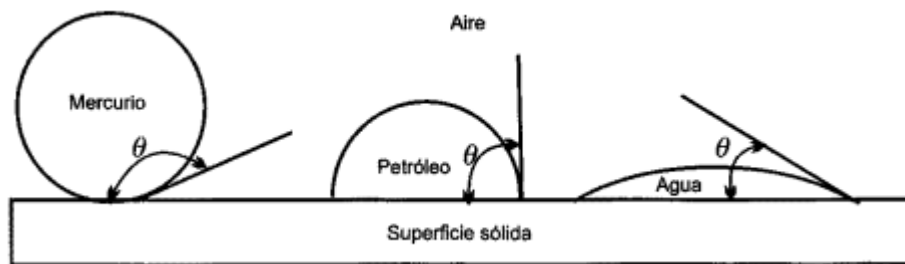


Figura 9. Ilustración de humectabilidad.

Fuente:(Paris de Ferrer, 1988)

2.3.4. Porosidad y permeabilidad

Se puede conceptualizar la porosidad como la interrelación del volumen de poros de un material en relación con el volumen de ese material, la porosidad se refleja en fracción o en por ciento del volumen de la roca.

La porosidad es una propiedad física de mucho valor, ya que define el volumen de gas, aceite o agua que podría tener presente una roca. Se logra precisar el volumen de la roca como una suma de poroso más el volumen de los sólidos.

$$V_r = V_p + V_s$$

Donde:

V_r = Volumen de roca

V_p = Volumen de poros

V_s = Volumen de sólidos

Partiendo desde ese punto, se establece la porosidad como la relación que hay entre el volumen poroso y la suma del volumen poroso más el volumen de sólidos (Pérez Arias, 2013).

$$\phi = \frac{V_p}{(V_p + V_s)}$$

Donde:

ϕ = porosidad total

Tabla 8. Calidad de la porosidad

CALIDAD	POROSIDAD (%)
Muy buena	>20
Buena	15-20
Moderada	10-15
Pobre	5-10
Muy pobre	<5

Fuente: (Paris de Ferrer, 1988)

La permeabilidad es la propiedad que tiene una roca para permitir que los fluidos se muevan por medio de los conductos porosos que están interconectados por su estructura natural interna, la fluidez dependerá específicamente de las características físicas de la roca.

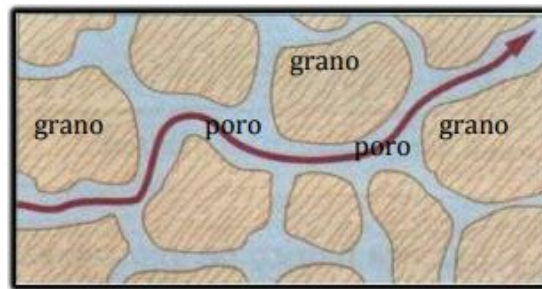


Figura 10. Permeabilidad en un medio poroso.

Fuente: (Pérez Arias, 2013)

La ecuación matemática desarrollada por Henry Darcy, la cual es muy usada en la industria petrolera (Pérez Arias, 2013).

$$k_a = \frac{q_f \mu_f L}{A \Delta P} \text{ (D o mD)}$$

Donde:

K_a = Permeabilidad, Darcy o milidarcy

q_f = gasto del fluido que circula, cm al cubo/seg

μ_f = viscosidad del fluido, centipoise

L = longitud de la muestra, cm al cuadrado

A = área transversal de la muestra, cm al cuadrado

ΔP = caída de presión a través de la muestra, atmósferas

2.3.5. Propiedades de los fluidos

➤ **Densidad**

Se describe como la masa por unidad de volumen, en un punto la densidad de la masa será su volumen cuando en el límite este dV tienda a cero, esta puede presentar cambios menores debido a factores como la temperatura y la presión en los líquidos, caso de los gases que no son muy sensibles a cambios.

$$\rho = \frac{dm}{dV}$$

➤ **Viscosidad**

Esta propiedad se clasifica en absoluta, donde el fluido presenta resistencia al esfuerzo de corte del fluido que dependerá de su cohesión y tasa de transferencia de momento molecular, y cinemática siendo una técnica muy utilizada, que es la relación entre viscosidad absoluta y de la densidad (Modon, 2017).

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}$$

2.4. MECANISMO DE PRODUCCIÓN Y RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

2.4.1. Recuperación primaria

En esta etapa, la producción empieza por el hallazgo del yacimiento, donde dependerá de su propia energía, esta podría variar en función de su tipo de empuje, como empuje por gas en solución, capas de gas, agua, drenaje de por gravedad y expansión de la roca y fluidos (Abadiano, 2021).



Figura 11. Historia de presión producción para diferentes tipos de empuje.

Fuente: (Paris de Ferrer, 1988)

2.4.2. Recuperación secundaria

Cuando la energía natural de yacimiento llega a su agotamiento al punto que ya no es rentable económicamente, se implementa la inyección de agua o gas. El proceso

consiste principalmente en un desplazamiento, buscando re-presurizar o aumentar la presión (Abadiano, 2021).

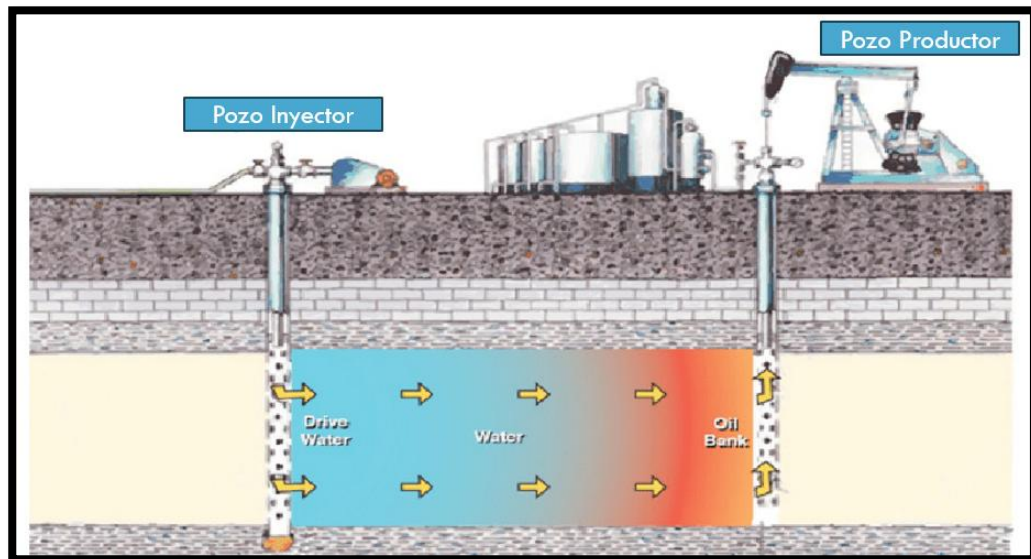


Figura 12. Proceso de inyección de agua.

Fuente: (Servio, 2022)

2.4.3. Recuperación Terciaria

En caso de que se inyecte otro fluido después de las intervenciones de la recuperación secundaria, se la denomina recuperación terciaria. Su proceso consiste en la aplicación de métodos como el calor, interacción química entre el fluido inyectado y el yacimiento. Esta recuperación puede acoplarse a la recuperación térmica, microbiana, de gases miscibles y química, también conocida como recuperación mejorada (Abadiano, 2021).

La recuperación mejorada EOR se divide en:

- a) Métodos no convencionales térmicos
- b) Métodos no convencionales no térmicos

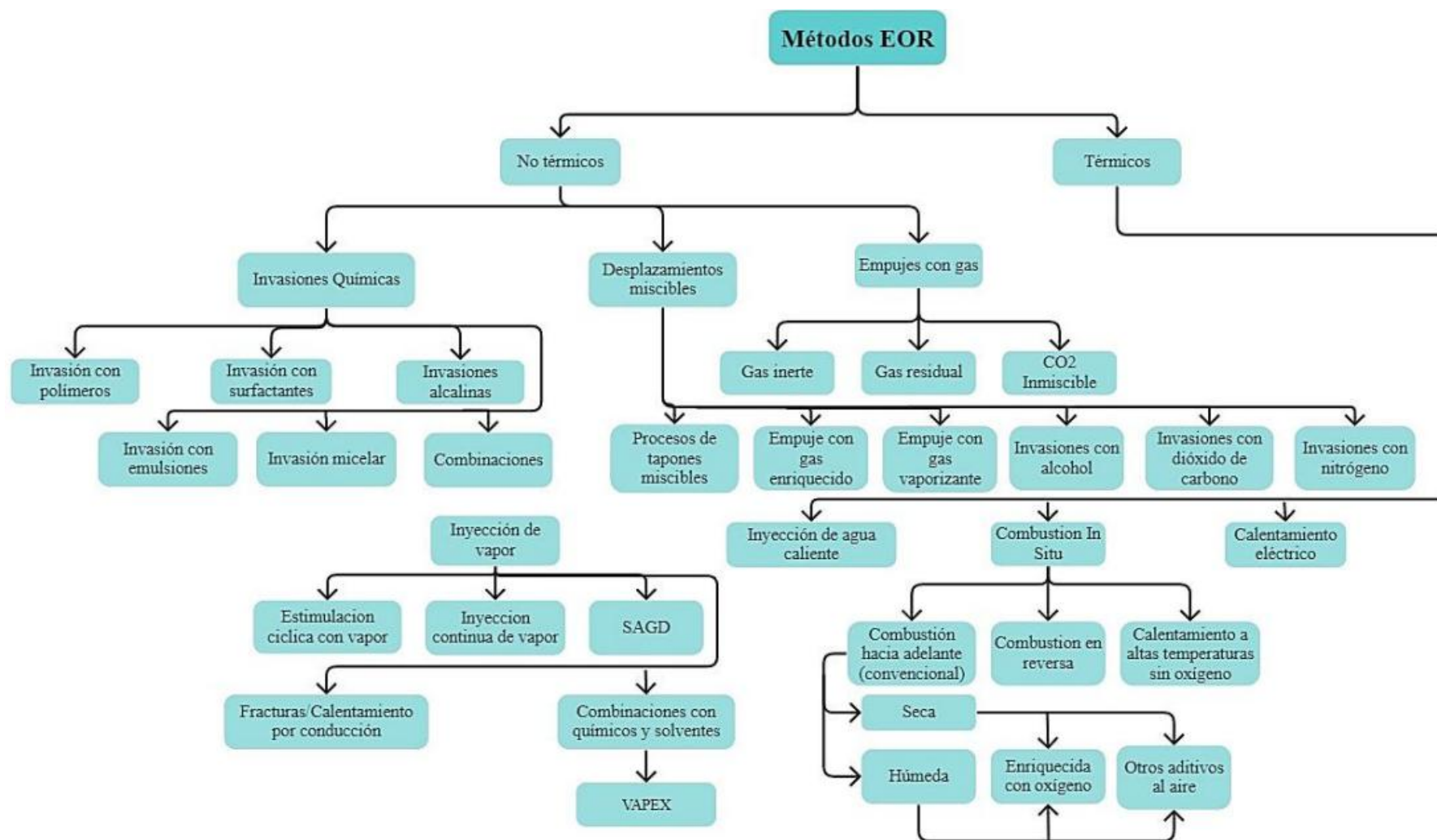


Figura 13. Métodos no convencionales de recobro adicional Según Farouq y Thomas.

Fuente: (Melendres Del Pezo & González, 2024)

2.5. FUNDAMENTOS DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA

2.5.1. Mejor relación de movilidad

Un enfoque clave es la relación de movilidad en la ingeniería en yacimientos en la industria de hidrocarburos, esta explica que es la capacidad relativa de dos fluidos para moverse por medio de un medio poroso. También se expresa como una razón entre la velocidad del fluido inyectado junto con la velocidad del petróleo desplazado, se deduce mediante la fórmula:

$$M = \frac{\lambda_w(\text{movilidad del agua})}{\lambda_o(\text{movilidad del petróleo})} = \frac{k_w * \mu_o}{\mu_w * k_o}$$

μ : Viscosidad

M: Relación de movilidad

λ : (w = agua, o = petróleo)

k: Permeabilidad efectiva del fluido

En caso de que M sea menor que 1, expresa que el petróleo se desplaza en mayor facilidad que el agua, lo que se considera óptimo. Cuando M es igual a 1, se interpreta que ambos fluidos poseen una facilidad para desplazarse por igual. Ahora Si M sea mayor que 1, indica que el fluido que se está inyectando en el yacimiento con una mayor presión, se desplaza con mayor facilidad que el líquido se está desplazándose.

El propósito es ajustar esta relación para obtener que el fluido inyectado tenga un superior desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores, se puede lograr de varias formas como:

- a) Selección adecuada de fluidos de inyección
- b) Control de presión
- c) Uso de surfactantes o agentes tensoactivos
- d) Reducción de viscosidad de petróleo
- e) Aumento de viscosidad de agua

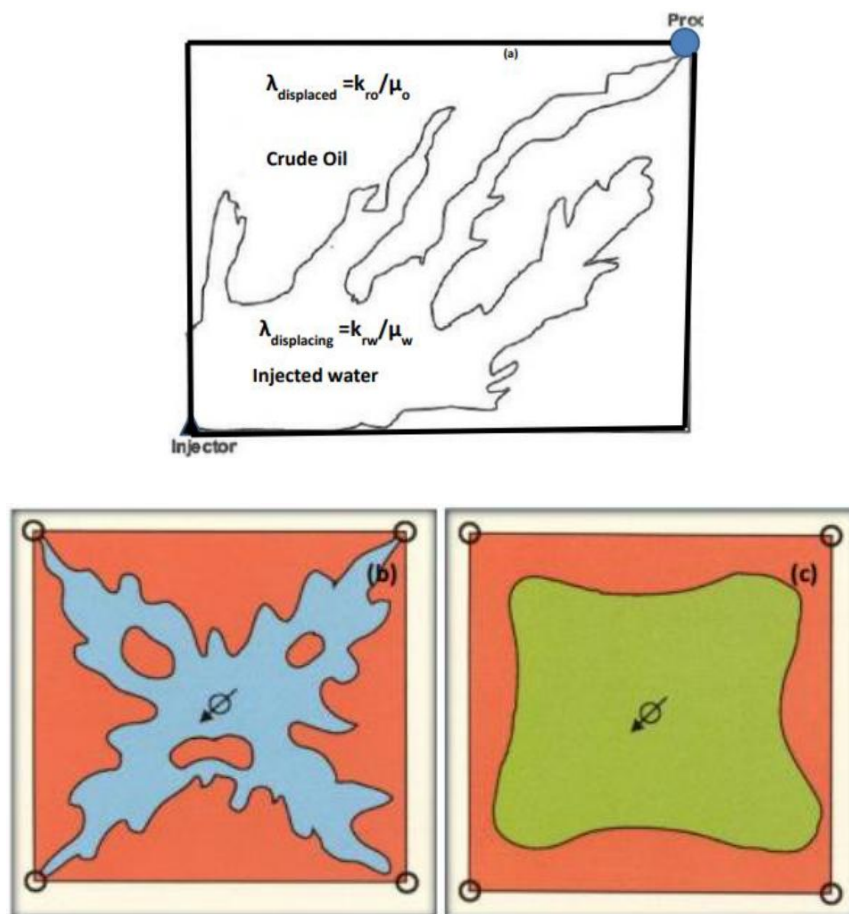


Figura 14. Proceso de inyección de agua con razón de movilidad desfavorable (a), comparación de la inestabilidad viscosa entre la inyección de agua (b) y la del polímero (c).

Fuente: (Reyes & Lainez, 2024)

2.5.2. Elevación de número capilar

Se expresa como la proporción sin unidades entre la fuerza viscosa y las fuerzas capilares, definida por la fórmula (Reyes & Lainez, 2024).

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

Donde:

μ : viscosidad del fluido desplazaste

v : velocidad de poro

γ : tensión interfacial entre los fluidos desplazados y desplazantes (agua – petróleo)

k : permeabilidad efectiva al fluido desplazado

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

El aumento del número capilar se consigue al aumentar las fuerzas viscosas del fluido desplazante o al disminuir las fuerzas capilares, por medio de la disminución de la tensión interfacial, esto hace que la movilización del petróleo residual sea más fácil.

La recuperación del petróleo dependerá de la movilidad de la razón y del número capilar, podemos apreciar en la figura 15 el comportamiento del petróleo residual en función al número capilar, se evidencia que mientras aumenta el número capilar, disminuye la saturación del petróleo.

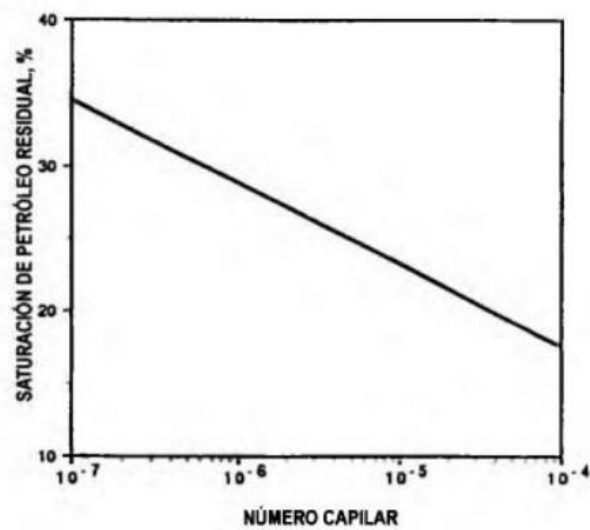


Figura 15. Petróleo residual en función del número capilar según Farouq y Thomas.

Fuente: (Paris de Ferrer, 1988)

2.5.3 Eficiencias de recuperación

a) Eficiencia de Barrido Areal

Es la fracción del área del yacimiento que ha llegado a ser barrida por agua.

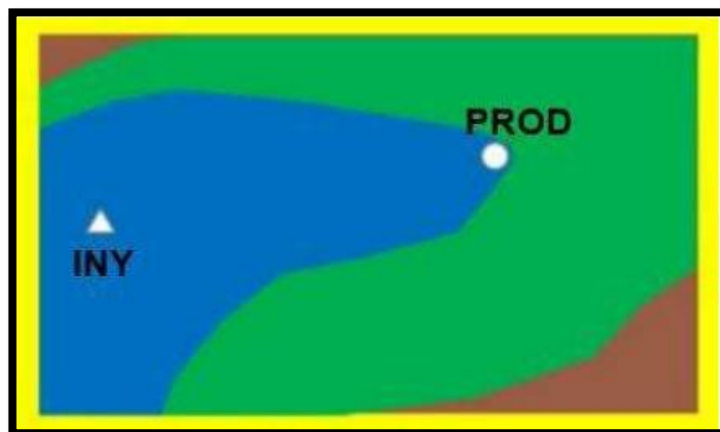


Figura 16. Eficiencia de barrido Areal.

Fuente: (Lastra & Suntaxi, 2020)

Estima la eficiencia con la que el petróleo podría ser desplazado desde un enfoque en planta por el agua, según la figura 16. Se calcula por el volumen de petróleo al alcance de ser desplazado por el agua dividida destinado al área original de petróleo en sitio.

$$EA = \frac{\text{Volumen Petróleo Movil}}{\text{Area (POES)}}$$

La eficiencia esta acondicionada por la viscosidad del petróleo, ambiente de depositación, patrón de inyección, permeabilidad, anisotropía y relación de movilidad.

b) Eficiencia de Barrido Vertical

Es la fracción de sección vertical del yacimiento que ha llegado ser barrida por el agua.

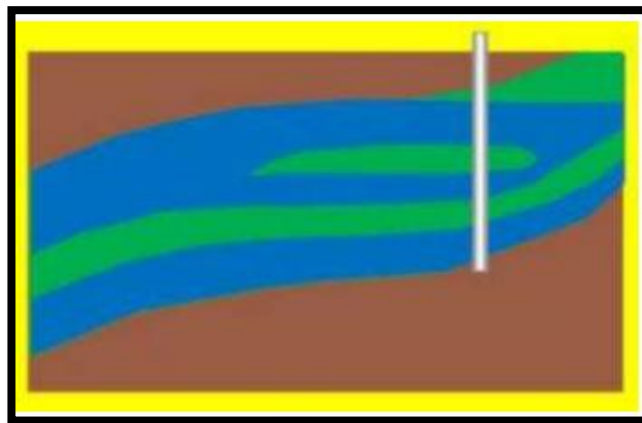


Figura 17. Eficiencia de barrido Vertical.

Fuente: (Lastra & Suntaxi, 2020)

Estima la eficiencia mediante la cual el petróleo es capaz de ser desplazado en un corte vertical frontal por el agua, tal como indica la figura 17. La eficiencia está

determinada por la eficiencia vertical de la permeabilidad, ambiente depositación, relación de movilidad y segregación gravitacional.

c) Eficiencia de Desplazamiento

Esta se describe como fracción de petróleo desplazado de la roca reservorio en contacto, por el barrido más un agente desplazante, para este caso el agua es el fluido desplazante.



Figura 18. Eficiencia de Desplazamiento.

Fuente: (Lastra & Suntaxi, 2020)

Se calcula la eficiencia con la que el petróleo podría ser desplazado por un volumen asignado de la roca, donde es barrido por el agua. Se estima por el volumen de petróleo disponible a ser desplazado por agua, siendo dividido por el volumen de petróleo en sitio.

$$Ed = \frac{\text{Petróleo Movil}}{\text{Petróleo Total}}$$

$$Ed = \frac{\text{Volumen Poroso} \times (1 - Sw_i - So_r)}{\text{Volumen Poroso} \times (1 - Sw_i)}$$

En este caso solo su dependencia va de la saturación inicial de agua y la saturación residual de petróleo. Puede ser mejorada únicamente si se disminuye la saturación de petróleo residual, comúnmente se logra con métodos de recuperación mejorado tal como la inyección de fluidos miscibles, polímeros, surfactantes, etc.

d) Factor de recobro

Representa la fracción del volumen del petróleo original en sitio que es susceptible de recuperarse en un tiempo determinado. El incremento de este factor busca la inyección de polímeros. Esta solución acuosa para inyectar en la arena productora busca generar el banco de petróleo; la eficiencia de desplazamiento y de barrido se genera gracias al tapón del polímero.

En la figura 19 se evidencia que el porcentaje acumulado de recobro alcanzado, a diferencia a la inyección de agua; consiguiendo hasta un 70 % en el recobro de petróleo.

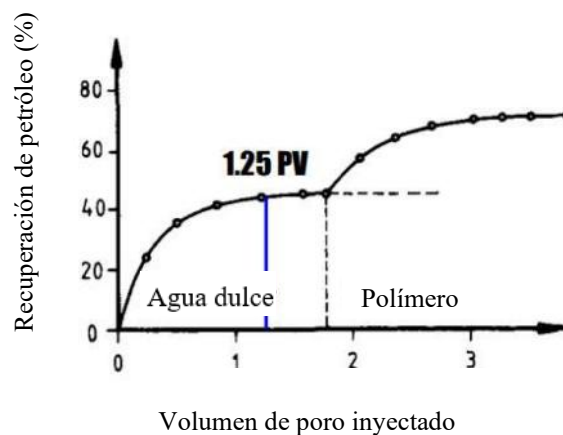


Figura 19. Factor de recobro.

Fuente: (Servio, 2022)

2.6. INYECCIÓN DE POLÍMEROS COMO MÉTODO EOR

2.6.1. Concepto y fundamento

La inyección de polímeros consiste en el proceso donde un químico clasificado como método no convencional no terminó. Representada como invasión química que se inyecta un material que no esté situado en el yacimiento, como este caso el polímero. Es la modificación de la inyección de agua, donde se añade un tapón de polímero a la inyección de agua antes de ser inyectada al yacimiento.

El tapón de polímero tiene una concentración de 200 a 1000 ppm con un peso alto molecular de 2 hasta 5 MM, teniendo una mejora de razón de movilidad de agua-petróleo por la viscosidad de las soluciones permitiendo un desplazamiento bueno y un barrido casi completo en el yacimiento, se hace una comparación significativa con la inyección de agua convencional en la figura 20.

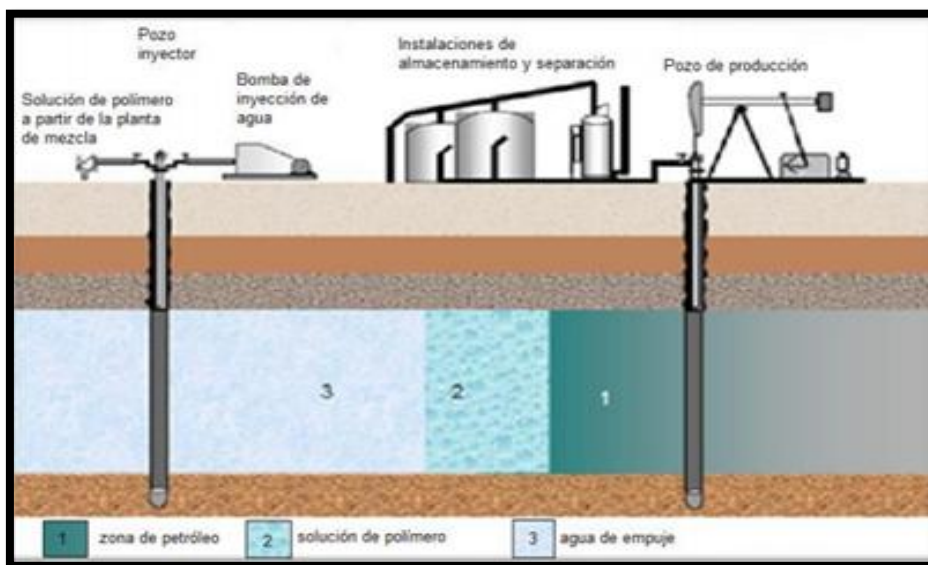


Figura 20. Proceso de invasión con polímeros según Klins.

Fuente: (Parris de Ferrer, 2001)

2.6.2. Características de los polímeros

a) Concentración del polímero

Es una de las condiciones más relevantes dentro de la industria petrolífera dado que la concentración sea mayor de las soluciones de polímeros, será mayor la viscosidad aparente, recuperando volúmenes mayores de petróleo.

Se logra visualizar en la figura 21 la relación de la concentración de la solución del polímero y la viscosidad, en consecuencia, a mayor concentración de polímero, aumentara la viscosidad.

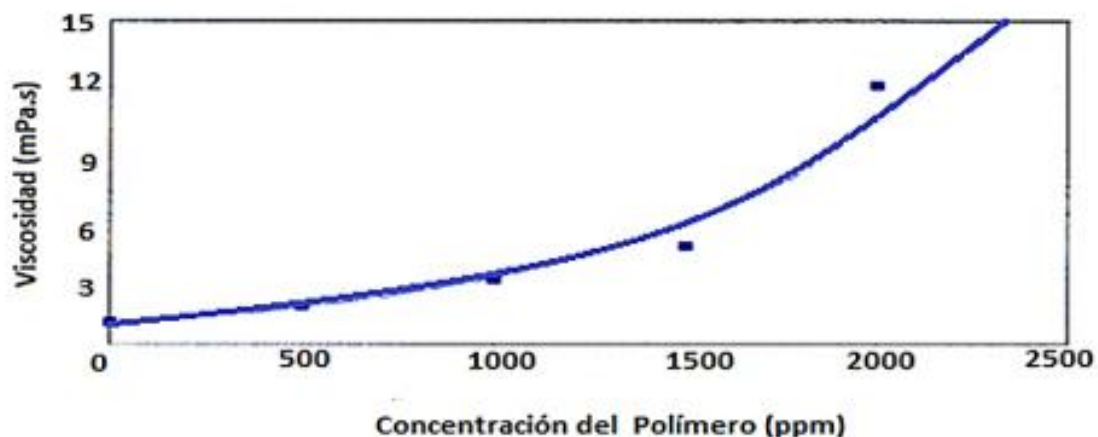


Figura 21. Concentración de polímero vs Viscosidad de la solución.

Fuente: (Melendres Del Pezo & González, 2024)

Las concentraciones de las soluciones de polímeros dan efecto en la recuperación de petróleo remanente como se observa en la figura 22, esto indica que la concentración de polímero esta entre los 100 a 1300 ppm, se logra elevar el factor de recobro hasta llegar a los 1500 ppm al instante que la recuperación comienza a disminuir,

a medida que la concentración del polímero crece. Entonces es relevante tener en consideración las soluciones poliméricas ya que no comúnmente son necesarios las altas concentraciones para establecer una favorable recuperación.

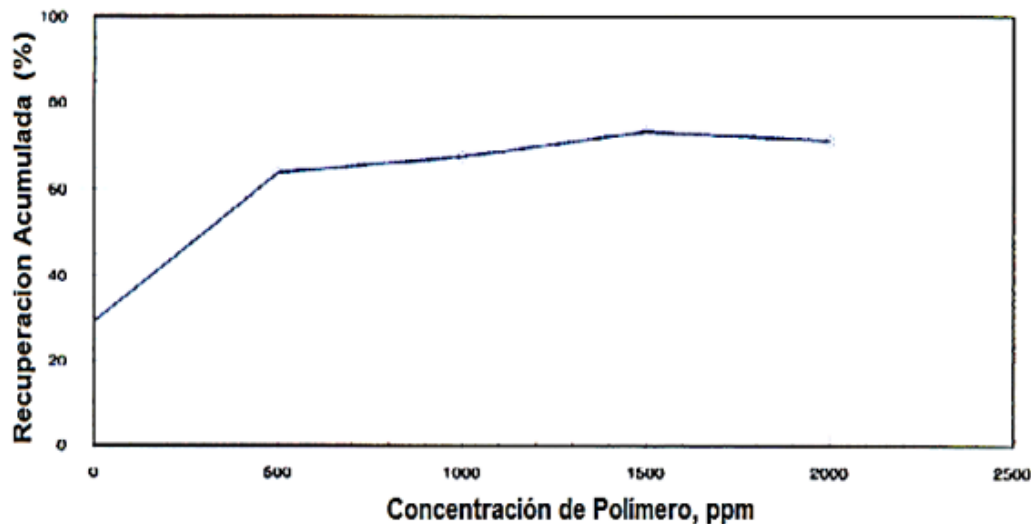


Figura 22. Efecto de la concentración de la solución de polímero en la recuperación de petróleo.

Fuente: (Melendres Del Pezo & González, 2024)

b) Temperatura del polímero

La temperatura en el comportamiento de los polímeros es una pieza clave. Los polímeros a temperaturas bajas llegan a ser más duros e inicia una pérdida de movimiento en medio de las cadenas del material que lo conforma. Se le denomina temperatura fusión (T_f) aquella que funde las zonas cristalinas. Se pierde la viscosidad al tener un tiempo cronometrado a mayor temperatura. Existen dos factores que resulta necesario considerarlos: el tiempo que se mantenga esta condición y la temperatura a la que se somete el polímero.

c) Viscosidad del polímero

Otro término a considerar es la estructura del material. Los polímeros lineales con enlaces no estables intermoleculares muestran viscosidades bajas, al ser más fácil su desplazamiento unas moléculas con respecto a otras. Aumentará la viscosidad logrando que sus cadenas tengan una longitud con un mayor desorden retrasando sus movimientos. La extracción es más fácil si se aplica una distribución de peso molecular mayor, porque implica una menor viscosidad.

d) Salinidad

La salinidad y el intercambio iónico son capaces de alcanzar efectos notables en el mecanismo de degradación química. El agua de formación conserva a menudo altas concentraciones divalentes de cationes, en específico de Ca^{+2} y Mg^{+2} , lo que hace que sea una solución alterada de polímeros con el fin de retroceder el efecto producido. Se ejecuta la inyección de un preflujo en función de mantener cierta cantidad limpia que está en el yacimiento y para minimizar la exposición del fluido de inyección.

e) Peso molecular

El peso molecular de los polímeros es de inclinación en función a su aplicación junto con las propiedades mecánicas vinculadas en los materiales poliméricos. En la mayoría de los casos un intervalo de pesos moleculares que este determinado con propiedad será óptimo para su aplicación en la formación. Los parámetros de los polímeros formados por una mezcla de polímeros homogéneos, con una diferente

longitud de cadena así mismo su peso molecular. Es probable calcular su peso molecular promedio en los polímeros (Neira & Tomalá, 2018).

2.6.3. Polímeros usados en la recuperación mejorada

El planteamiento experimental de un enfoque de selección de polimétrica para elevar la relación de movilidad en un yacimiento, se plantea que existen dos tipos de polímeros usados en la industria petrolífera, son Biopolímeros – polisacáridos; y, HPAM Poliacrilamida Hidrolizada.

a) Biopolímero / polisacáridos

Son polímeros lineales y de menor sensibilidad en comparación con las poliacrilamidas a la salinidad. Su impacto relevante es dar al fluido un aumento de viscosidad aparente, también resiste temperaturas próximas a 200 °F. Polisacáridos en base a la figura 23.

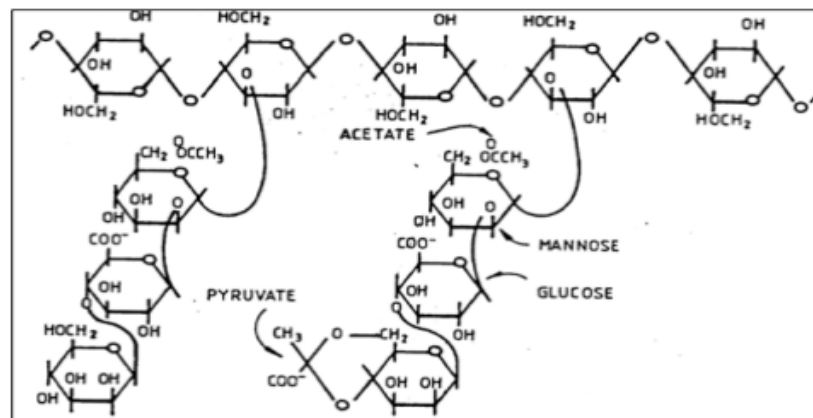


Figura 23. Primaria de la molécula Xantano.

Fuente: (Loyola & Ariadel, 2023)

b) Poliacrilamida

Las poliacrilamidas cuentan con la restricción de no poder aplicarse en agua con altas salinidades particularmente a temperaturas altas. Son estables en temperaturas por tiempos extensos, hasta 248 °F, también son resistentes al ataque bacterial.

Polímero de unión n-monómero amidas según la figura 24

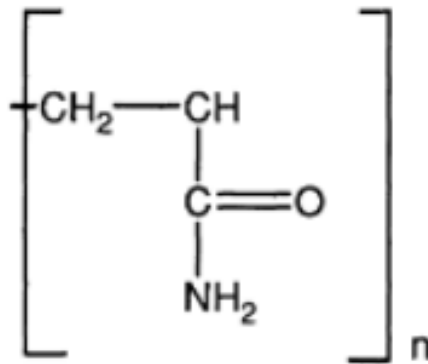


Figura 24. Estructura primaria de la poliacrilamida.

Fuente: (Loyola & Ariadel, 2023)

2.6.4. Criterios de selección para aplicar polímeros.

Para ejecutar la inyección es importante fijar el polímero a utilizar con su concentración. Los más usados en el proceso de EOR; son los insolubles en petróleo o en alcohol, solubles en agua, entre los cuales están las poliacrilamidas, los polisacáridos y los polioxidos de etileno. Las más frecuentes debido a que se eleva la viscosidad y varían la permeabilidad de la roca del yacimiento en zonas invadidas reduciendo la movilidad efectiva del agua inyectada es la poliacrilamida.

Se debe aplicar criterios si se desea tener una eficaz invasión o inyección de polímeros, estos van desde las propiedades del yacimiento, las características biológicas y los fluidos presentes en el yacimiento, la tabla 9 muestra en detalle los criterios de diseño a considerar.

Tabla 9. Criterios de Diseño para invasión con polímeros

Parámetros de diseño para la inyección de polímeros		
Petróleo	Gravedad	>25° API
	Viscosidad	< 150 cp (Preferiblemente <100)
	Composición	No crítica
Yacimiento	Saturación de Petróleo	>10° del VP de petróleo móvil
	Espesor neto	No crítico
	Profundidad	< 9000 ft
	Razón de movilidad	20-40
	Permeabilidad	>20md
	Factor de heterogeneidad	0.5-0.85
	Temperatura	<175 °F (Algunos polímeros son estables a temperaturas mayores)
Agua	-	Salinidad preferiblemente baja
Litología	-	Areniscas preferiblemente, pero pueden ser usados en carbonatos
	-	Se deben evitar las calizas con alta porosidad

Factores favorables	- Condiciones apropiadas para la inyección de agua - Alta saturación de petróleo móvil - Alto (espesor y porosidad)
Factores desfavorables	- Facturas extensivas - Empuje fuerte de agua - Capa de gas - Alto contraste de permeabilidad - Agua de formación altamente salina - Problema severo de inyectividad - Alto contenido de arcilla y calcio

Fuente: (Parris de Ferrer, 2001)

2.6.5. Factores por considerar para el uso de polímeros

a) Ventajas y Desventajas

En la tabla 10 se describen las ventajas y desventajas de los polímeros, datos puntuales para considerar al momento de diseñar el proceso de inyección.

Tabla 10. Ventajas y desventajas del uso de polímeros

Ventajas	Desventajas
- Mejoran la eficiencia de barrido vertical del yacimiento - Reducen la movilidad efectiva del agua en el polímero - Factor económico - Sustancias muy viscosas cuando son altamente diluidas - Aplicables en pruebas de campo	- Taponamiento que origina en la formación - Sensibles a la salinidad - Absorción elevada en zona de arcillas - No recomendable en yacimientos altamente fracturados - Degradación a altas temperaturas (>80°C)

Fuente: (León, 2018)
Elaborado por: Kevin Espín

Posterior a la intervención de inyección de polímeros, se presenta en estimación los fluidos de producción. Caracterizado por ser emulsiones de agua en crudo o crudo en agua con contenido polimérico.

b) Geometría del Yacimiento

Es un factor muy importante para poder estimar la viabilidad del procedimiento en la recuperación mejorada, debido a que la estructura y la estratigrafía poseen la ubicación de los pozos y permitirán asignar los métodos de producción por medio de la inyección. Una correcta caracterización dará paso a un barrido de yacimiento óptimo y generará un incremento en su eficiencia de recobro.

2.7. TIPOS DE INYECCIÓN

Depende la ubicación de los pozos inyectores y productores, la inyección se difiere en dos maneras:

-Inyección periférica o externa: Inyección fuera de la zona de petróleo.

-Inyección en arreglos o dispersa: Inyección dentro de la zona de petróleo.

2.7.1. Inyección periférica o externa

La implementación es inyectar fluidos fuera de la zona de petróleo, exactamente por los flancos del yacimiento. Formas más tradicionales de inyectar, donde el fluido se inyecta lo más cerca de la zona de contacto agua – petróleo, indicativo de la figura 25.



Figura 25. Patrón de inyección periférica o externa.

Fuente: (Parris de Ferrer, 2001)

Se usa cuando el yacimiento no presenta una buena descripción y su estructura es favorable para la inyección de agua. Los pozos inyectores se ubican en el acuífero, es decir, se encuentran fuera de la zona de petróleo.

2.7.2. Inyección en arreglos o dispersa

Se conoce esta inyección como inyección interna, debido a que el fluido inyectado se configura a un cierto número de pozos inyectores con los pozos productores forman un arreglo geométrico, estos son algunos factores que influyen:

- Características geológicas
- Permeabilidad del yacimiento
- Viscosidad de los fluidos
- Razón de movilidad
- Forma original en que se implementó la producción del yacimiento
- Estructura del yacimiento
- Razón de pozos inyectores y productores

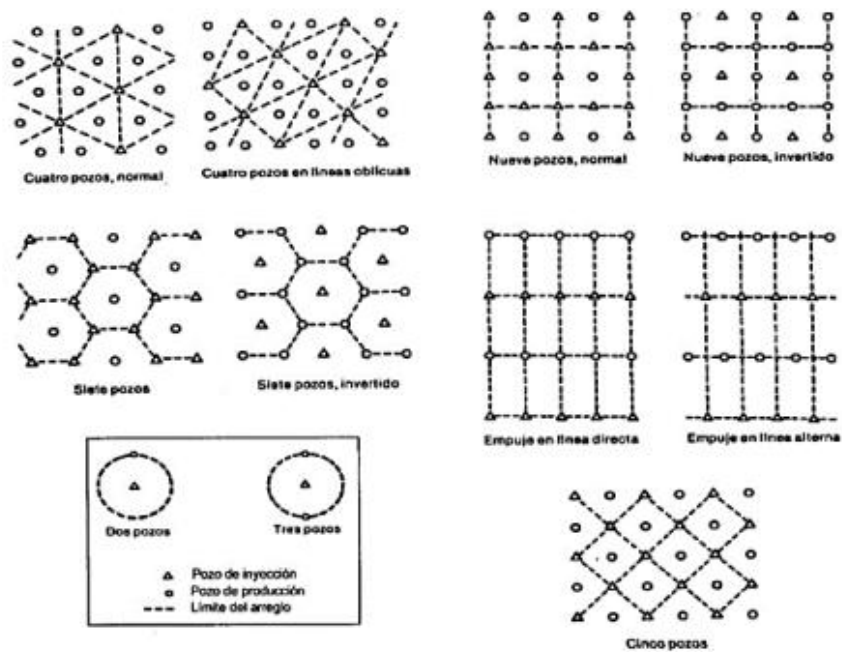


Figura 26. Tipos de arreglos de pozos.

Fuente: (Tigrero, 2025)

La tabla 11 indica los tipos de arreglo para una configuración de inyección correcta.

Tabla 11. Tipos de arreglo de pozos y sus características

Tipo de arreglo	Pozos productores e inyectores	Geometría
Empuje en la línea recta	Se establece por inyectores y productores en línea recta	Rectángulo
Empuje en línea alterna	Se establece por los inyectores y productores en línea alterada	Líneas desfasadas de pozos
Arreglo regular de 5 pozos	Un pozo productor en el centro y 4 inyectores en las esquinas	Cuadrado
Arreglo invertido de 5 pozos	Un pozo inyector en el centro y 4 productores en las esquinas.	Cuadrado
Arreglo regular de 7 pozos	Un pozo productor en el centro y 6 inyectores.	Triángulo equilátero
Arreglo invertido 7 pozos	Un pozo inyector en el centro y 6 productores en las esquinas.	Triángulo equilátero
Arreglo regular de 9 pozos	Un pozo productor y 8 inyectores.	Cuadrado
Arreglo invertido de 9 pozos	Un pozo inyector y 8 productores.	Cuadrado

Fuente: (Melendres del pezo & González, 2024)

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1 DISEÑO Y TIPO DE INVESTIGACIÓN

La presente investigación se desarrolla bajo un enfoque cuantitativo, ya que se basa en la recopilación, organización y análisis de datos numéricos relacionados con las propiedades del yacimiento, características de los fluidos, historial de producción y parámetros necesarios para la simulación del proceso de recuperación mejorada mediante polímero HPAM. Según (Neill & Cortez, 2017), la investigación cuantitativa permite trabajar con datos medibles, facilitando la interpretación de resultados y la comparación de escenarios mediante herramientas técnicas.

El estudio es de tipo no experimental, dado que no se realizan modificaciones directas o intencionadas sobre las variables del yacimiento en condiciones reales de campo. En cambio, se analizan datos existentes y se evalúa el comportamiento del reservorio mediante simulación, observando el fenómeno tal como se presenta en su entorno natural.

Asimismo, la investigación es de carácter descriptivo porque permite detallar las características principales del campo Auca, específicamente de la arenisca U inferior de la formación Napo, considerando su ubicación, propiedades petrofísicas, condiciones de producción y comportamiento del yacimiento. También es explicativa, ya que busca analizar cómo la aplicación de un proceso de recuperación mejorada, mediante la inyección de polímero HPAM, puede influir en el incremento de la producción de hidrocarburos y en el mejoramiento del factor de recobro.

El estudio presenta un componente analítico, debido a que la información recopilada es examinada y evaluada en su totalidad para seleccionar los datos más relevantes que serán ingresados en el modelo de simulación. Se considera inductivo, porque parte de información obtenida en estudios previos, casos bibliográficos y datos técnicos relacionados con procesos de recuperación mejorada, con el propósito de aplicarlos al caso de estudio seleccionado.

3.2. MÉTODO DE INVESTIGACIÓN

El presente trabajo se adscribe al método hipotético-deductivo, ya que parte de la identificación de un problema relacionado con la disminución progresiva de la producción de petróleo en el campo Auca. A partir de esta problemática se plantea una hipótesis vinculada a la aplicación de la inyección de polímero HPAM, la cual será comprobada mediante los resultados obtenidos en la simulación.

Este método permite seguir un orden lógico dentro del proceso investigativo: primero se observa el problema, luego se formula una hipótesis, posteriormente se desarrolla la simulación y se analizan los resultados para determinar si la aplicación del polímero HPAM contribuye al incremento de la producción y al mejoramiento del comportamiento del yacimiento.

3.3. POBLACIÓN

De acuerdo con (Bernal, 2010), la población corresponde al conjunto total de elementos que forman parte del fenómeno de estudio y que comparten características comunes. En esta investigación, la población está comprendida por todos los pozos y zonas productoras de la arenisca U inferior de la formación Napo en el campo Auca.

Esta población es finita, dado que está conformada por un número determinado de pozos, datos de producción y propiedades del reservorio que pueden ser identificados, cuantificados y analizados. Dentro de esta población se incluyen los pozos que presentan disminución progresiva en la producción, lo que permite considerar la aplicación de técnicas de recuperación mejorada mediante polímero HPAM.

3.4. MUESTRA

La muestra representa una parte específica de la población seleccionada para el desarrollo del estudio. Se utiliza un muestreo no probabilístico por conveniencia, debido a que los datos seleccionados corresponden a pozos e información técnica disponible y accesible para el investigador.

La muestra está conformada por un grupo de pozos del campo Auca en la arenisca U inferior de la formación Napo, en los cuales se evaluará la implementación de la inyección de polímero HPAM. Esta selección permite trabajar con información representativa del comportamiento del yacimiento, considerando pozos que presentan reducción de energía natural y disminución progresiva de producción.

3.5. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN Y PROCESAMIENTO DE DATOS

La información utilizada para el desarrollo de la investigación proviene de fuentes bibliográficas, estudios previos, trabajos de titulación, reportes técnicos y datos relacionados con el campo Auca. Entre la información recopilada se incluyen datos geológicos, ubicación del campo, propiedades de la arenisca U inferior, características estructurales del yacimiento, propiedades petrofísicas, propiedades de los fluidos, historial de producción y condiciones de los pozos seleccionados.

El procesamiento de los datos se realiza mediante la organización, clasificación y análisis de la información técnica disponible. Estos datos se utilizan para construir el modelo del yacimiento e ingresar los parámetros necesarios en el software de simulación, con el fin de representar el comportamiento del reservorio y evaluar distintos escenarios relacionados con la inyección de polímero HPAM.

3.6. METODOLOGÍA APLICADA PARA LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS DE PETRÓLEO EN LA INYECCIÓN DE POLÍMERO HPAM

La simulación de yacimientos constituye una herramienta fundamental en esta investigación, ya que permite analizar el comportamiento del reservorio antes de aplicar un proceso costoso en condiciones reales de campo. Mediante la simulación se pueden evaluar diferentes escenarios de recuperación mejorada, pronosticar la producción, analizar el comportamiento de los pozos y estimar el incremento potencial del factor de recobro.

En este estudio, la simulación permitirá evaluar la efectividad de la inyección de polímero HPAM en la arenisca U inferior de la formación Napo del campo Auca. Para ello, se ingresarán los datos técnicos recopilados sobre el yacimiento, los fluidos y los pozos seleccionados. Posteriormente, se analizarán los resultados obtenidos para determinar si el método propuesto contribuye a mejorar la producción de hidrocarburos y optimizar el desarrollo del campo.

La aplicación de la simulación ofrece ventajas importantes, ya que permite reducir riesgos económicos, comparar alternativas de desarrollo, estimar resultados antes de la ejecución en campo y tomar decisiones técnicas con mayor sustento. De esta manera, la investigación busca aportar una evaluación técnica del comportamiento del yacimiento frente a la aplicación de polímero HPAM.

3.7 DESARROLLO DE LA SIMULACIÓN LA ARENISCA U INFERIOR DE LA FORMACIÓN NAPO

Para la ejecución de la simulación parte de la obtención del mapa estructural en fuentes confiables donde muestra el contorno de la formación, para posterior ejecutar el modelo estático y con ello dar paso al modelo dinámico donde se podrá aplicar la técnica basa al estudio de investigación

3.7.1 Generación y obtención de datos para modelado

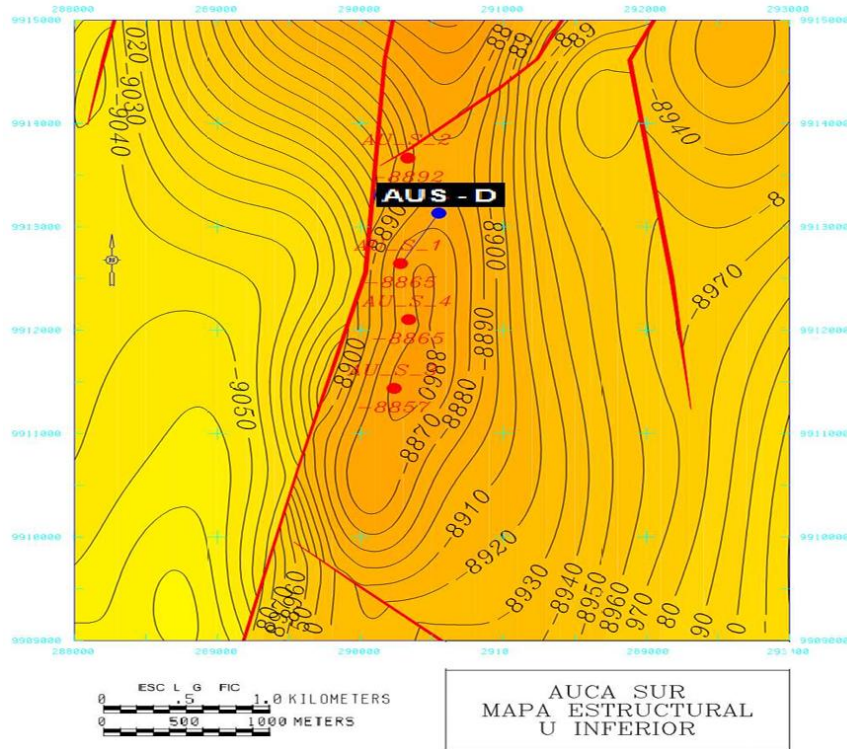


Figura 27. Mapa Estructural U Inferior – Campo Auca.

Fuente: (Guerrero & Valencia, 2010)

Para la construcción del modelo estático de la malla en CMG, se generaron los mapas de tope estructural y de espesor de la arenisca U inferior de la formación Napo en el campo Auca. Estos mapas son fundamentales para definir la geometría del reservorio y permitir una representación precisa de la distribución de la arenisca dentro del yacimiento.

La digitalización de los mapas se realizó mediante Automeris.io, utilizando el mapa estructural georreferenciadas del área de estudio como base. Durante este proceso, se trazaron cuidadosamente las curvas de nivel y los contornos de espesor,

generando coordenadas que representan con exactitud la topografía y la variación del espesor de la arenisca U inferior.

El software permite exportar la información digitalizada en varios formatos, incluyendo .dxf, .dat y .bna. Para este estudio se seleccionó el formato .bna, por su compatibilidad directa con CMG. Como resultado, se obtuvieron los archivos Auca UI depth.bna y Auca UI_Thickness.bna, correspondientes al mapa de tope y al mapa de espesor, respectivamente.

3.7.2 Preparación de coordenadas para modelado de malla estática

Una vez digitalizadas las curvas de nivel y contornos de espesor de la arenisca U inferior, se obtuvieron los puntos georreferenciados en un archivo de coordenadas. Este archivo contiene las posiciones X-Y de cada punto sobre el mapa, representando con detalle la forma y límites del reservorio.

Estos datos se utilizan directamente para la construcción de la malla estática en CMG, permitiendo asignar correctamente los nodos y bloques que conforman el modelo. La precisión de las coordenadas asegura que la malla refleje fielmente la geometría del yacimiento, incluyendo variaciones de espesor y topografía de la arenisca U inferior.

El archivo de coordenadas sirve como base para generar los archivos de entrada compatibles con CMG, los cuales forman la estructura sobre la que se aplicarán los parámetros de simulación.

Como propiedades de los fluidos, porosidad, permeabilidad y condiciones iniciales de presión, sin necesidad de repetir información previamente descrita en los mapas de tope y espesor.

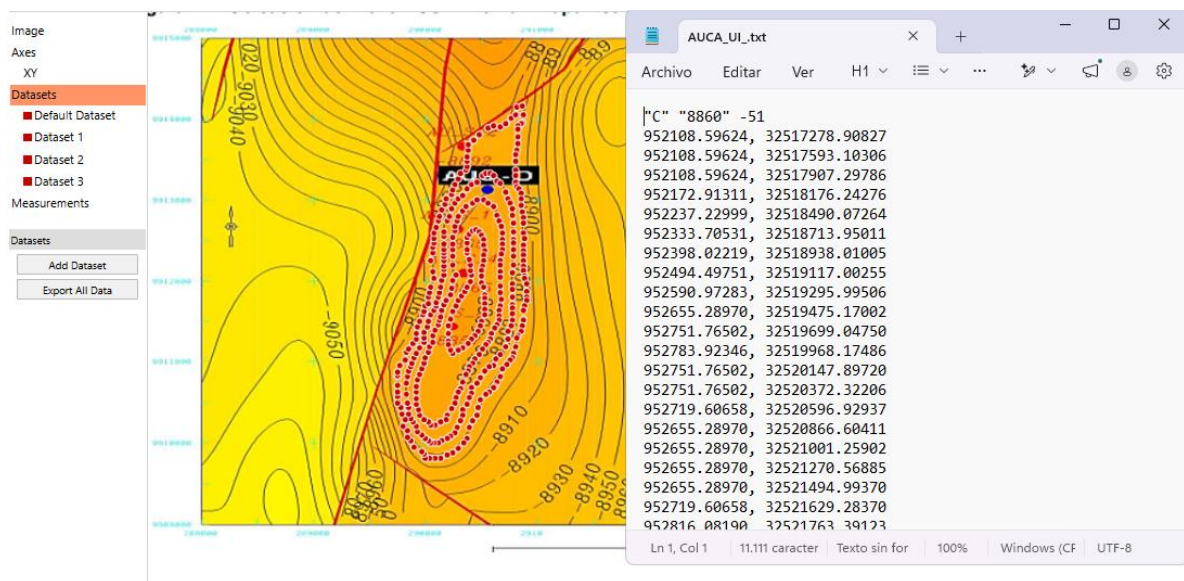


Figura 28 Digitalización de Mapa Estructural U Inferior – Campo Auca.

Fuente: (Espín, 2026)

3.7.3 Caracterización de las propiedades petrofísicas de la Arenisca U inferior – Campo Auca

La caracterización de la arenisca U inferior del campo Auca se realizó a partir de las propiedades petrofísicas fundamentales que determinan el comportamiento del reservorio y su eficiencia de desplazamiento durante procesos de recuperación mejorada. Estas propiedades incluyen porosidad, saturación inicial de agua (S_{wi}), petróleo residual (S_{OR}) y propiedades PVT del fluido, las cuales influyen directamente en la movilidad del petróleo, la eficiencia del desplazamiento por inyección de polímero HPAM y la productividad de los pozos.

a) Propiedades PVT del fluido – U inferior

Las propiedades PVT determinan la compresibilidad, viscosidad y volumen de los fluidos, influyendo en la movilidad del petróleo dentro de la malla dinámica. Para la arenisca U inferior, los valores considerados fueron:

Tabla 12. Propiedades PVT del fluido – Arenisca U Inferior

Parámetro	U inferior
Pi (psia)	4141
Ps (psia)	880
Boi (rb/stb)	1.072
Bos (rb/stb)	1.09
Coi (1/psia·10 ⁶)	4.99
Cos (1/psia·10 ⁶)	8.77
Uoi (cp)	13.16
Uos (cp)	8.49
RGP (stcf/stb)	55
Densidad petróleo residual (gr/cm ³)	0.94
API	19°
Temp del reservorio (°F)	185

Fuente: (Espín, 2026)

Estas propiedades permiten asignar correctamente la movilidad de los fluidos en cada bloque del modelo dinámico, afectando directamente la eficiencia de desplazamiento y el pronóstico de producción.

b) Porosidad de la arenisca U inferior

La porosidad de la arenisca U inferior presenta un rango de 14.0 a 21.3 %, con un promedio de 17 %. Esta característica determina la capacidad de almacenamiento de hidrocarburos en el reservorio y afecta la distribución del petróleo y del agua durante la inyección de polímero. Bloques con mayor porosidad permiten un mayor volumen de petróleo movilizable, mientras que bloques de menor porosidad representan zonas con menor contribución a la producción.

Tabla 13. Porosidad arenisca U inferior

Arena	Rango porosidad (%)	Promedio (%)
U inferior	14.0 – 21.3	17

Fuente: (Espín, 2026)

La variación de porosidad permite al modelo simular con mayor realismo la distribución de presión y flujo dentro del reservorio, influenciando directamente la eficacia de la inyección de polímero HPAM.

c) Saturación inicial y petróleo residual

La saturación inicial (S_{wi}) y el petróleo residual (SOR) son determinantes para la eficiencia del desplazamiento y el descenso de productividad. Para la U inferior, la S_{wi} promedio es de 26.2 %, con un rango de 3.4 a 49 %, y el SOR es de 33.5 %. Estos valores reflejan la heterogeneidad del reservorio y las zonas donde el petróleo es más

difícil de movilizar, afectando directamente la eficiencia de recuperación durante la inyección de polímero HPAM.

Tabla 14. Saturación inicial y petróleo residual de arenisca U inferior

Formación	Swi (%)	SOR (%)
Napo U inferior	14	33.5

Fuente: (Espín, 2026)

El archivo de coordenadas digitalizadas y la malla estática permiten asignar estos valores a cada bloque de la arena U inferior, lo que asegura que la simulación dinámica pueda proyectar con precisión la movilización del petróleo y los efectos de la inyección de polímero.

Rango y promedio de saturación de agua:

Tabla 15. Rango y promedio de saturación de agua arenisca U inferior

Arena	Rango Sw (%)	Promedio Sw (%)
U inferior	3.4 – 49.0	26.2

Fuente: (Espín, 2026)

Estas variaciones reflejan la heterogeneidad del reservorio y son incorporadas en la simulación para obtener resultados más realistas de producción.

d) Permeabilidades relativas

Para complementar la caracterización petrofísica de la Arenisca U inferior, se digitalizaron las curvas de permeabilidades relativas reducidas en función de la

saturación de agua. Estas curvas permiten representar el comportamiento de flujo bifásico agua-petróleo dentro del reservorio y son necesarias para la construcción del modelo dinámico en CMG.

Tabla 16. Permeabilidades relativas de arenisca U inferior

Sw	Krw-Uinf	Kro-Uinf
0.00	0.0000	1.0000
0.05	0.0053	0.9907
0.10	0.0093	0.9680
0.15	0.0213	0.9227
0.20	0.0520	0.8400
0.25	0.1093	0.6640
0.30	0.2100	0.4727
0.35	0.4720	0.3373
0.40	0.5987	0.2440
0.45	0.6853	0.1813
0.50	0.7587	0.1267
0.55	0.8053	0.0900
0.60	0.8387	0.0633
0.65	0.8707	0.0453
0.70	0.8987	0.0333
0.75	0.9200	0.0240
0.80	0.9387	0.0173
0.85	0.9600	0.0133
0.90	0.9787	0.0107
0.95	0.9900	0.0080

1.00	1.0000	0.0000
-------------	--------	--------

Fuente: (Espín, 2026)

Los valores de $K_{rw}-U_{inf}$ y $K_{ro}-U_{inf}$ permiten identificar cómo varía la movilidad del agua y del petróleo a medida que incrementa la saturación de agua. En condiciones de baja saturación de agua, la permeabilidad relativa al petróleo es alta, lo que favorece el flujo de hidrocarburos. Sin embargo, a medida que aumenta la saturación de agua, la permeabilidad relativa al agua incrementa y la del petróleo disminuye, evidenciando una reducción en la capacidad de flujo del crudo.

Este comportamiento repercute directamente en la eficiencia de desplazamiento y en el descenso de productividad, ya que el aumento de la movilidad del agua puede generar una menor eficiencia de barrido y una reducción progresiva en la producción de petróleo. Por esta razón, las curvas de permeabilidad relativa son un parámetro fundamental para evaluar la inyección de polímero HPAM, debido a que este método busca mejorar la relación de movilidad agua-petróleo y favorecer un desplazamiento más eficiente del crudo remanente.

3.7.4 Configuración del modelo dinámico y preparación de malla en CMG

Como etapa inicial para la construcción del modelo dinámico de la arenisca U inferior de la formación Napo del campo Auca, se realizó la configuración básica del simulador en el módulo Builder de CMG. En esta ventana se definieron los parámetros generales que servirán como base para el desarrollo de la simulación, tales como el tipo

de simulador, el sistema de unidades, el modelo de porosidad y la fecha inicial del caso de estudio.

Para este trabajo se seleccionó el simulador IMEX, debido a que permite representar el comportamiento de un modelo de petróleo negro y evaluar procesos de flujo dentro del reservorio. Además, se trabajó con el sistema de unidades Field, ya que las propiedades del yacimiento, presiones, volúmenes, temperaturas y tasas de producción se encuentran expresadas en unidades de campo.

En cuanto al modelo de porosidad, se seleccionó la opción Single Porosity, considerando que el reservorio será representado mediante un sistema de porosidad simple. Esta configuración permite asignar las propiedades petrofísicas principales, como porosidad, permeabilidad y saturaciones, directamente a los bloques que conforman la malla de simulación.

También se definió el número de subdivisiones para los bloques de matriz y la fecha de inicio de la simulación. En este caso, la simulación se configuró con fecha inicial el 20 de mayo de 2026, la cual servirá como punto de partida para el ingreso de datos, construcción de la malla, asignación de propiedades y posterior evaluación de la inyección de polímero HPAM.

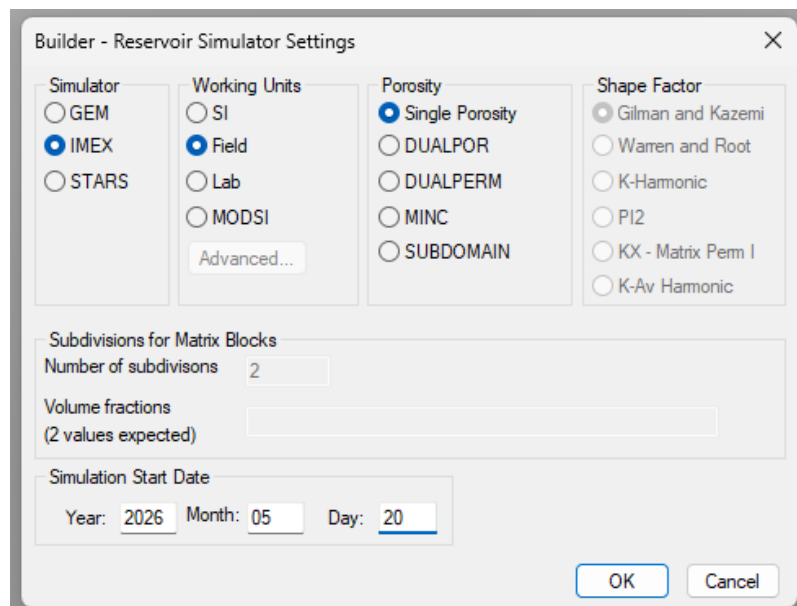


Figura 29. Configuración inicial del simulador IMEX en CMG Builder.

Fuente: (Espín, 2026)

En la figura 29 se observa la configuración inicial del simulador, donde se seleccionan las unidades de trabajo, el tipo de porosidad y la fecha de inicio del modelo. Estos parámetros constituyen la base para continuar con la preparación de la malla y la asignación de propiedades dinámicas del reservorio.

3.7.5 Inserción del mapa para la creación de la malla

Una vez configurado el simulador IMEX y definidos los parámetros generales del modelo dinámico, el siguiente paso consiste en importar el mapa de tope digitalizado correspondiente a la arenisca U inferior del campo Auca. Este mapa, en formato .bna, contiene las coordenadas de las curvas de nivel y los contornos que definen la geometría del reservorio.

En CMG, el archivo se carga utilizando la opción de Open Map Files, seleccionando el tipo de archivo Atlas Boundary (.bna) y las unidades de coordenadas

adecuadas (metros, pies u otra unidad de campo). Esta operación permite que el software lea la información de los límites y profundidad de la arenisca, generando los bloques iniciales que servirán de base para la construcción de la malla estática.

La correcta inserción del mapa asegura que cada bloque de la malla represente de manera fiel la geometría real del reservorio, incluyendo variaciones de espesor y topografía. Este paso es fundamental, ya que la malla estática definida a partir del mapa será utilizada para asignar las propiedades petrofísicas, saturaciones iniciales y parámetros PVT, constituyendo la base para la simulación dinámica de inyección.

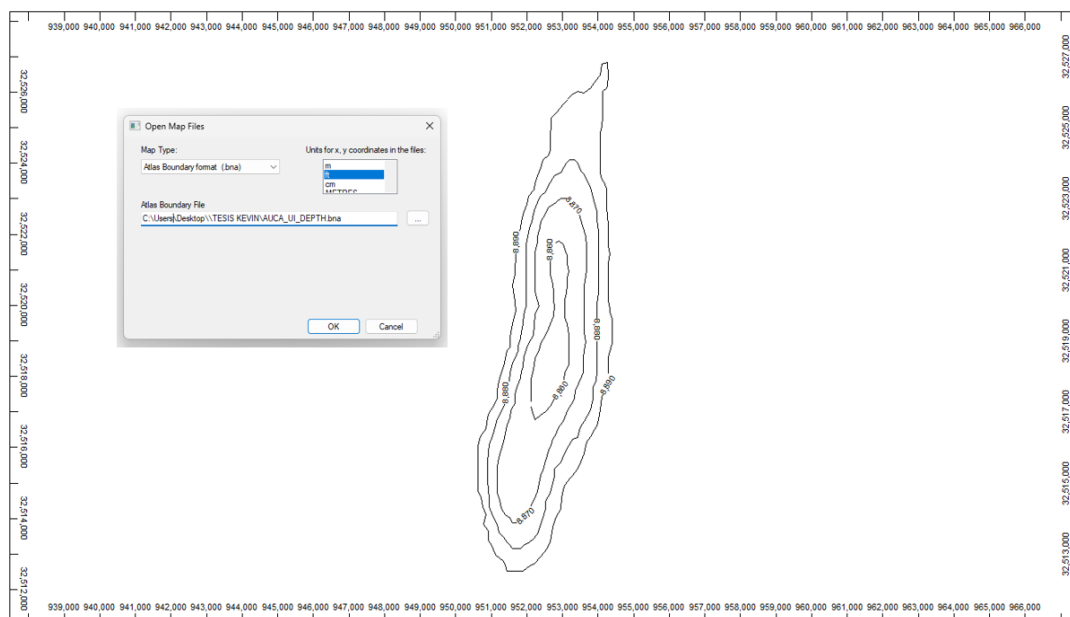


Figura 30. Inserción del mapa de tope en CMG para la creación de la malla estática.

Fuente: (Espín, 2026)

Una vez importados los mapas de tope y espesor, se procede a generar la malla dinámica de la arenisca U inferior en CMG. En este paso se define la estructura tridimensional del reservorio mediante bloques ortogonales, que representan la

distribución espacial del yacimiento y permiten asignar propiedades físicas y condiciones iniciales de flujo.

En la ventana de Create Orthogonal Corner Point Grid, se selecciona el tipo de malla Corner point (orthogonal) y la dirección vertical (K direction), así como el número de bloques en las direcciones I, J y K. Para este caso, se definieron 21 bloques en I, 42 en J y 5 en K, ajustando los anchos de bloque de acuerdo con la geometría del reservorio y la resolución deseada.

La malla generada refleja fielmente la forma del yacimiento y sus variaciones de espesor, garantizando que cada bloque represente con precisión la heterogeneidad del reservorio. Esta estructura será la base para asignar:

- Propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad).
- Saturaciones iniciales de agua y petróleo residual.
- Propiedades PVT de los fluidos.

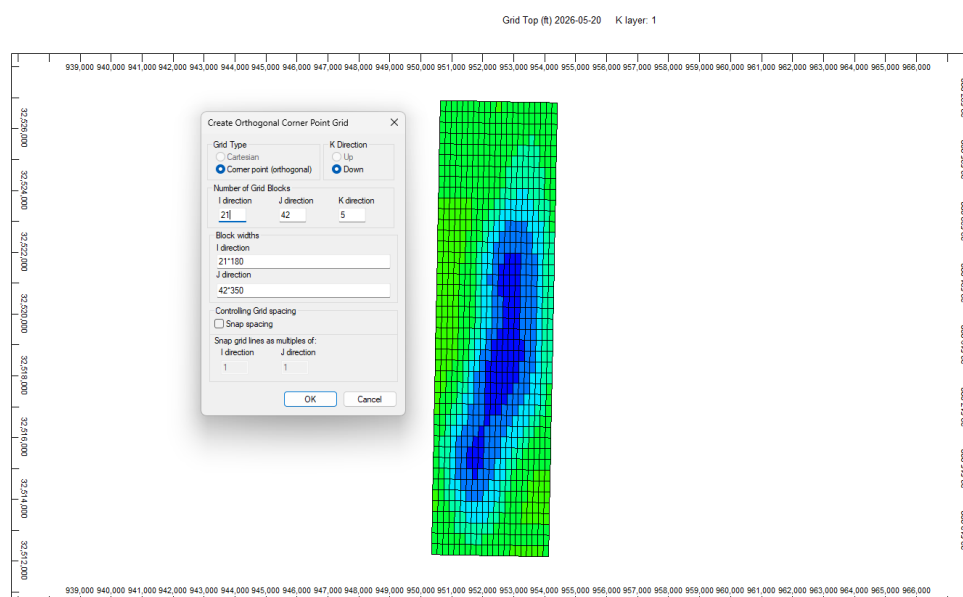


Figura 31. Generación de la malla ortogonal para la Arenisca U inferior en CMG.

Fuente: (Espín, 2026)

3.7.6 Malla final del modelo dinámico – Arenisca U inferior

Una vez definidas las propiedades del reservorio, las saturaciones iniciales, las propiedades PVT y realizadas las configuraciones iniciales del simulador, se generó la malla final del modelo dinámico de la arenisca U inferior en CMG.

Como se aprecia en la figura, la malla tridimensional refleja con precisión la geometría del yacimiento, incluyendo la variación del espesor y la topografía de la arenisca U inferior. Cada bloque de la malla representa un volumen de reservorio donde se asignarán las propiedades de porosidad, permeabilidad y saturación, permitiendo simular con exactitud el flujo de petróleo y agua durante la inyección de polímero HPAM.

El modelo final incorpora la resolución espacial definida por las subdivisiones en las direcciones I, J y K, asegurando que se capturen las heterogeneidades del reservorio y que las simulaciones dinámicas reflejen el comportamiento real de la producción y la eficiencia de desplazamiento.

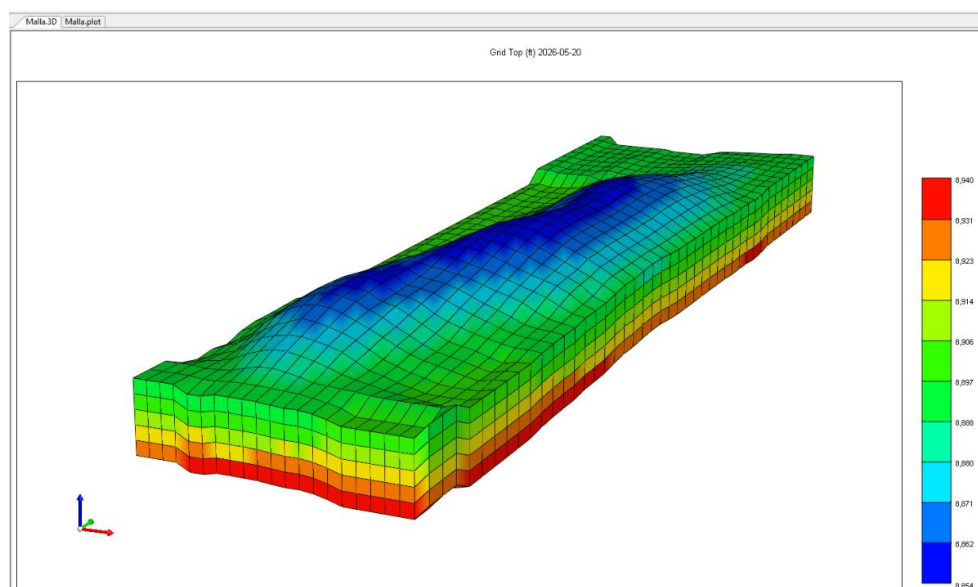


Figura 32. Vista general del yacimiento en 3D, CMG.

Fuente: (Espín, 2026)

3.7.7 Asignación de propiedades petrofísicas a la malla

Tras generar la malla tridimensional de la Arenisca U inferior, se procede a asignar las propiedades petrofísicas a cada bloque de la malla. En la imagen se observa la ventana de General Property Specification, donde se definen los valores de:

- Porosidad para cada capa de la malla (Layer 1 a Layer 5).
- Permeabilidad en las direcciones I, J y K, expresada en milidarcies (md).

En este caso, los valores se asignan de acuerdo con los datos caracterizados previamente para la U inferior, permitiendo que cada bloque refleje la heterogeneidad vertical y horizontal del reservorio.

Esta asignación es fundamental, ya que determina cómo fluirán los fluidos dentro del reservorio, impactando directamente la eficiencia del desplazamiento de petróleo durante la inyección de polímero HPAM.

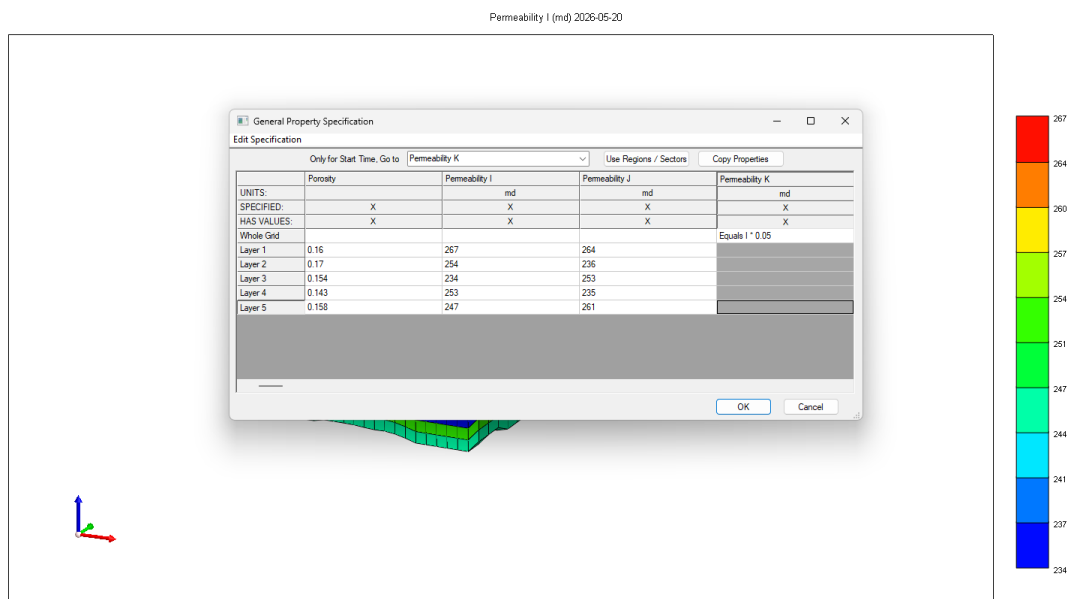


Figura 33. Asignación de porosidad y permeabilidad en la malla de la Arenisca U inferior.

Fuente: (Espín, 2026)

3.7.8 Asignación de propiedades PVT a la malla

En la interfaz del simulador CMG IMEX se ha ingresado la información PVT correspondiente al fluido del reservorio asociado al yacimiento U Inferior del Campo Auca. Esta tabla define las propiedades termodinámicas del fluido bajo condiciones de presión variables, permitiendo representar de forma adecuada el comportamiento del sistema en el modelo de simulación.

Los datos incorporados incluyen el factor de volumen del petróleo (B_o), factor de volumen del gas (B_g), relación de gas disuelto (R_s), viscosidad del petróleo y del gas, así como la compresibilidad del fluido. Esta información es fundamental para caracterizar el comportamiento del yacimiento y garantizar la precisión del modelo numérico en CMG.

The screenshot shows the 'Imex PVT Regions' dialog box. The 'PVT Region' is set to 1. The 'PVT Table' tab is selected, showing 'Oil and gas (PVT)' as the table type and 'Gas formation volume factor (BG)' as the table uses. The 'Include Oil Compressibility in PVT Table' checkbox is checked. The 'Differential liberation table parameters' section is empty. The main table contains 17 rows of PVT data.

#	p psi	R_s ft ³ /bbl	B_o	B_g bbl/ft ³	viso cp	visg cp	co 1/psi
1	14.696	2.13873	1.05911	0.219879	17.859	0.0128733	3e-05
2	72.3829	6.25173	1.06061	0.0443784	17.0509	0.0129092	3e-05
3	130.07	10.9263	1.06232	0.0245507	16.2096	0.0129568	3e-05
4	187.757	15.978	1.06417	0.0169078	15.3814	0.0130121	3e-05
5	245.444	21.3209	1.06614	0.0128584	14.5857	0.0130739	3e-05
6	303.131	26.9037	1.06821	0.0103509	13.8309	0.0131414	3e-05
7	360.818	32.6918	1.07036	0.00864589	13.1205	0.0132141	3e-05
8	418.505	38.6603	1.07259	0.00741152	12.455	0.0132918	3e-05
9	476.191	44.7901	1.07488	0.00647677	11.8334	0.0133742	3e-05
10	533.878	51.0664	1.07724	0.00574452	11.2537	0.0134612	3e-05
11	591.565	57.4768	1.07966	0.00515562	10.7135	0.0135528	3e-05
12	649.252	64.0114	1.08213	0.00467187	10.2104	0.0136488	3e-05
13	706.939	70.6615	1.08466	0.00426752	9.74161	0.0137492	3e-05
14	764.626	77.4198	1.08724	0.00392468	9.30468	0.013854	3e-05
15	822.313	84.2801	1.08987	0.00363038	8.89718	0.0139631	3e-05
16	880	91.2367	1.09254	0.00337513	8.51681	0.0140765	3e-05
17	1532.2	175.398	1.12569	0.00184835	5.56234	0.0156517	2.43169e-05

Figura 34. Ingreso de datos PVT del fluido en CMG IMEX.

Fuente: (Espín, 2026)

3.7.9 Curvas de permeabilidad relativa agua–petróleo

En los componentes roca-fluido se definieron las curvas de permeabilidad relativa correspondientes al sistema agua–petróleo para el modelo de roca del yacimiento. Estas curvas representan la variación de la permeabilidad efectiva de cada fase en función de la saturación de agua (S_w), permitiendo caracterizar el comportamiento del flujo multifásico en el medio poroso.

La curva roja corresponde a la permeabilidad relativa del agua (K_{rw}), mientras que la curva azul representa la permeabilidad relativa del petróleo (K_{ro}). El punto de intersección refleja la condición de equilibrio dinámico entre ambas fases durante el desplazamiento en el reservorio. Este ajuste es fundamental para la correcta representación del desplazamiento de fluidos y la eficiencia de barrido en el modelo numérico.

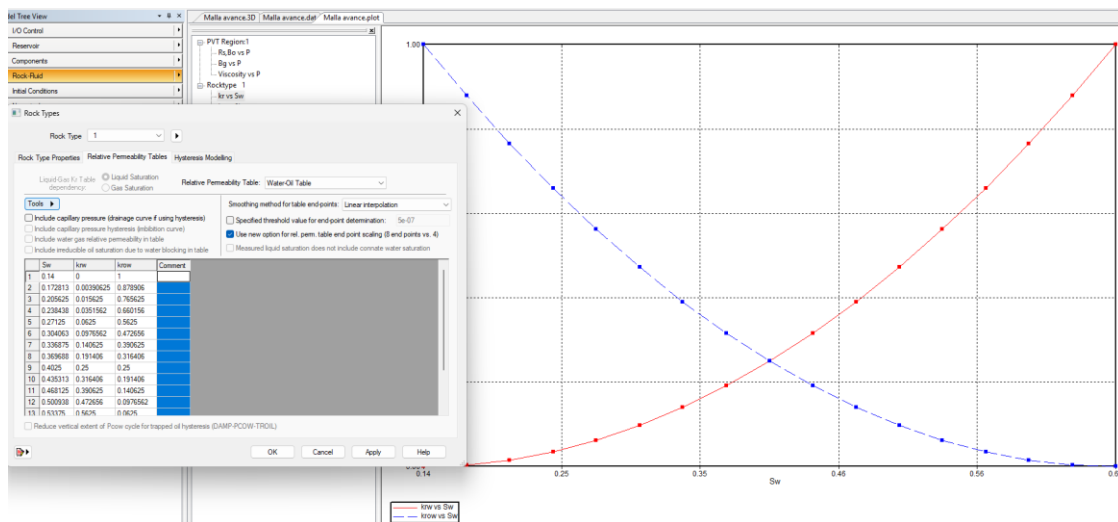


Figura 35. Curvas de permeabilidad relativa agua–petróleo en el modelo de roca.

Fuente: (Espín, 2026)

3.7.10 Condiciones iniciales del reservorio

Se establecieron las condiciones iniciales del reservorio mediante el equilibrio gravitacional–capilar, considerando un sistema agua–petróleo. Esta configuración permite representar el estado inicial del yacimiento antes del inicio de la producción, asegurando coherencia física en la distribución de saturaciones y presiones.

Se seleccionó el caso Water–Oil Equilibrium, adecuado para reservorios sin presencia inicial de casquete de gas. La presión de referencia fue definida en 4141 psi, con una profundidad de referencia de 8924 ft. Adicionalmente, se estableció un contacto agua–petróleo (DWOC) a 9200 ft, lo que permite delimitar correctamente la transición entre fases dentro del modelo.

Estas condiciones garantizan una correcta inicialización del sistema, asegurando estabilidad numérica y una representación realista del comportamiento del reservorio en las etapas posteriores de simulación.

Initial Conditions

Perform Gravity-Capillary Equilibrium of A Reservoir Initially Containing

☐ Water, Oil, Gas (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_OIL_GAS EQUIL)

☒ Water, Oil (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_OIL EQUIL)

☐ Water, Gas (VERTICAL DEPTH_AVE WATER_GAS EQUIL NOTRANZONE)

There will be no residual saturation in Gas Cap (GASZONE NOOIL)

Reference Pressure and Depth

Pressure (REFPRES) 4141 psi

Depth (REFDEPTH) 8924 ft

Phase Contact Depths

Water-Oil Contact (DWOC) 9200 ft

Gas-Oil Contact (DGOC)

Water-Gas Contact (DWGC)

Figura 36. Definición de condiciones iniciales del reservorio en CMG IMEX.

Fuente: (Espín, 2026)

3.7.11 Escenarios base de inyección en el modelo numérico de CMG IMEX

Escenario cinco puntos

En el modelo de simulación desarrollado en CMG IMEX se define un escenario base de inyección con el objetivo de evaluar el comportamiento del yacimiento bajo un esquema de recuperación secundaria mediante inyección de agua. La configuración contempla cuatro pozos productores ubicados en las esquinas del modelo (Auca-1D, Auca-2D, Auca-3D y Auca-4D) y un pozo inyector localizado en la zona central (Auca-INY1).

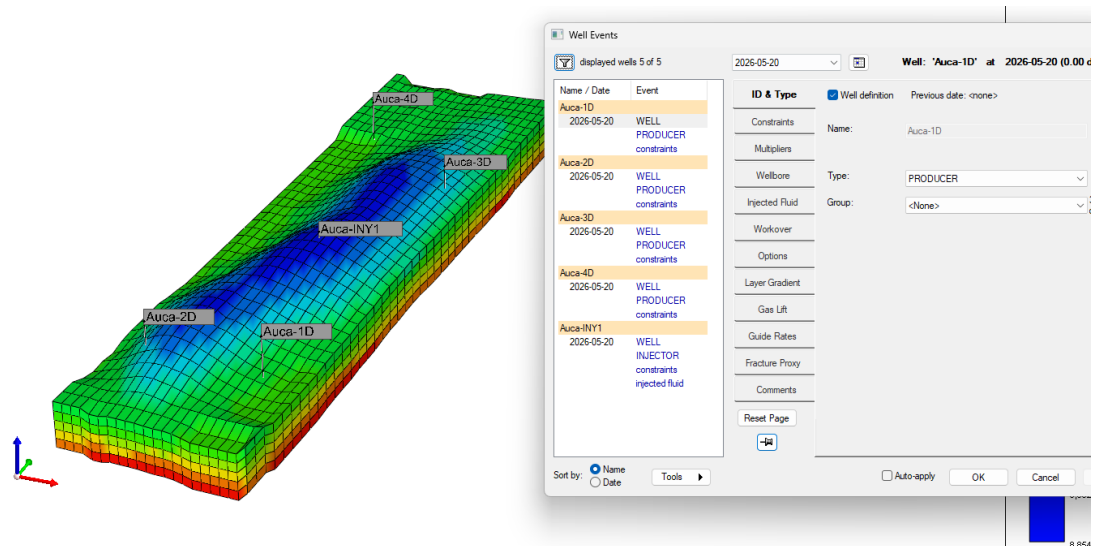


Figura 37. Escenario base de inyección cinco puntos.

Fuente: (Espín, 2026)

También se consideró el siguiente arreglo debido su posible beneficio en la aplicación de la recuperación secundaria

Escenario siete puntos

Esta configuración contempla seis pozos productores ubicados en las esquinas del modelo (Auca-1D, Auca-2D, Auca-3D, Auca-4D, Auca-5D y Auca-7D) y un pozo inyector localizado en la zona central (Auca-INY1).

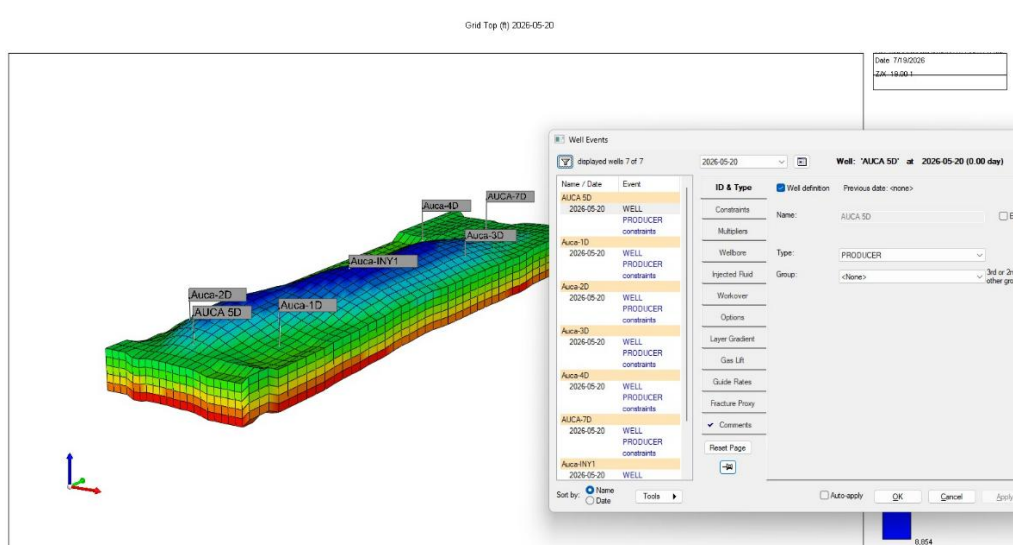


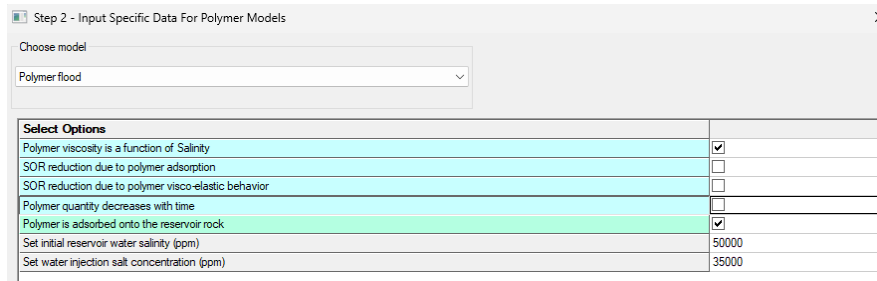
Figura 38. Escenario base de inyección siete puntos.

Fuente: (Espín, 2026)

Estas disposiciones permiten generar un flujo convergente hacia el centro del sistema, favoreciendo el desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores y mejorando la eficiencia de barrido areal. En la sección de eventos de pozos se establecen las condiciones operativas de cada uno, definiendo control de producción para los productores y control de inyección para el pozo central.

Los escenarios muestran una configuración base de evaluación para analizar el desempeño del sistema bajo condiciones de inyección controlada y flujo multifásico en el reservorio.

3.7.12 Configuración del modelo de inyección de polímero en CMG IMEX



Select Options	
Polymer viscosity is a function of Salinity	☒
SOR reduction due to polymer adsorption	☐
SOR reduction due to polymer visco-elastic behavior	☐
Polymer quantity decreases with time	☐
Polymer is adsorbed onto the reservoir rock	☒
Set initial reservoir water salinity (ppm)	50000
Set water injection salt concentration (ppm)	35000

Figura 39. Configuración de opciones del modelo de inyección de polímero.

Fuente: (Espín, 2026)

Se define la configuración del modelo de inyección de polímero (Polymer Flood), estableciendo los parámetros necesarios para representar el comportamiento del fluido en el medio poroso. En esta etapa se activan opciones relacionadas con la dependencia de la viscosidad del polímero respecto a la salinidad, así como la adsorción del polímero en la roca del reservorio.

Se considera una salinidad inicial del agua del yacimiento de 50.000 ppm y una concentración de sal en el agua de inyección de 35.000 ppm, lo cual permite representar el contraste iónico entre el fluido de formación y el fluido inyectado. Estas condiciones influyen directamente en el desempeño del polímero dentro del sistema, afectando su viscosidad y movilidad.

El resto de los mecanismos, como la reducción del petróleo residual (SOR) por adsorción o comportamiento viscoelástico, así como la degradación del polímero en el tiempo, se mantienen desactivados en esta etapa, con el fin de trabajar bajo un escenario base controlado de simulación.

3.7.13 Relación viscosidad–concentración del polímero en función de la salinidad

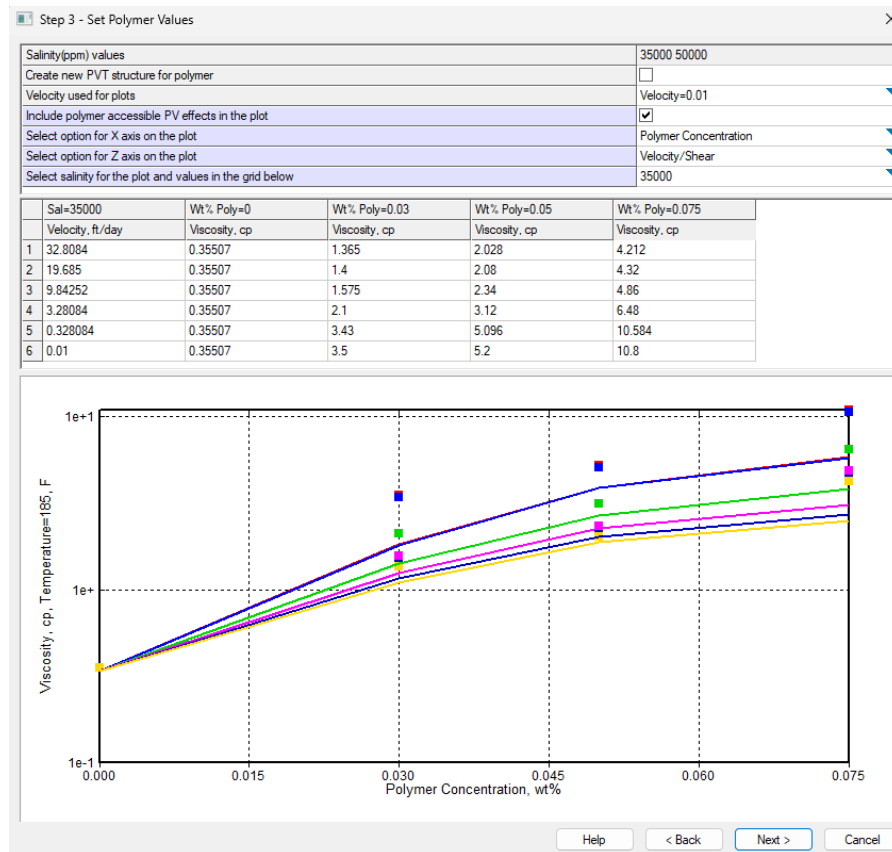


Figura 40. Relación entre viscosidad del polímero y concentración bajo diferentes condiciones de salinidad.

Fuente: (Espín, 2026)

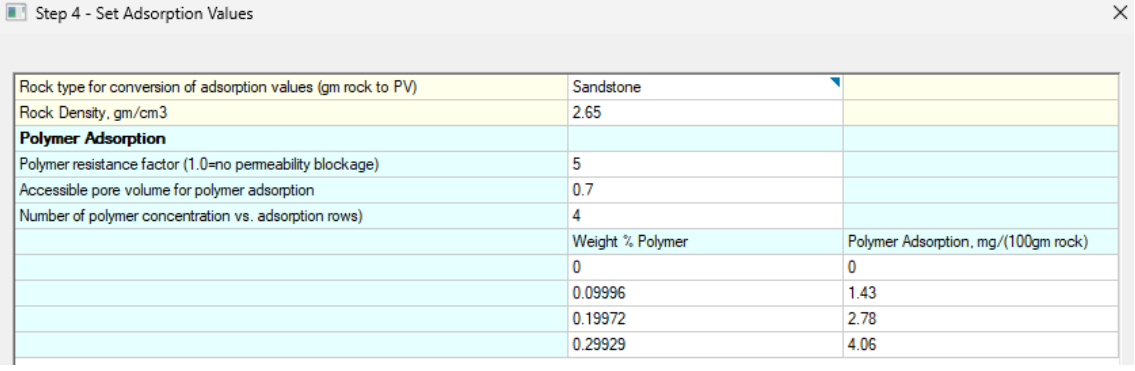
Se define la relación entre la viscosidad del polímero y la concentración del mismo, considerando diferentes niveles de salinidad del sistema. Este análisis permite representar el comportamiento reológico del polímero en función de su concentración (wt%), incorporando además el efecto de la salinidad en la respuesta del fluido.

Los resultados muestran que la viscosidad del polímero aumenta progresivamente a medida que incrementa la concentración, evidenciando un comportamiento no lineal característico de soluciones poliméricas. Asimismo, se observa

que la salinidad influye de manera directa en la reducción de la viscosidad, siendo más pronunciado este efecto a mayores concentraciones de sal, lo cual impacta en la eficiencia del desplazamiento durante el proceso de inyección.

Estas curvas permiten calibrar el modelo numérico y garantizar una representación más realista del comportamiento del polímero bajo condiciones de reservorio.

3.7.14 Parámetros de adsorción del polímero



Step 4 - Set Adsorption Values		
Rock type for conversion of adsorption values (gm rock to PV)	Sandstone	
Rock Density, gm/cm ³	2.65	
Polymer Adsorption		
Polymer resistance factor (1.0=no permeability blockage)	5	
Accessible pore volume for polymer adsorption	0.7	
Number of polymer concentration vs. adsorption rows	4	
	Weight % Polymer	Polymer Adsorption, mg/(100gm rock)
	0	0
	0.09996	1.43
	0.19972	2.78
	0.29929	4.06

Figura 41. Parámetros de adsorción del polímero.

Fuente: (Espín, 2026)

Se establecen los parámetros asociados a la adsorción del polímero en el medio poroso, considerando un tipo de roca arenisca (sandstone) con una densidad de 2.65 g/cm³. Estos parámetros permiten representar la interacción entre el polímero inyectado y la matriz rocosa del yacimiento.

Se define un factor de resistencia del polímero de 5, el cual controla el posible bloqueo de permeabilidad inducido por la adsorción, y un volumen de poro accesible para adsorción de 0.7, que representa la fracción del espacio poroso disponible para la interacción polímero-roca. Asimismo, se incorporan valores de adsorción en

función de la concentración del polímero, evidenciando un incremento progresivo de la masa adsorbida a medida que aumenta la concentración.

Estos parámetros son fundamentales para evaluar las pérdidas de polímero en el sistema y su impacto en la eficiencia del proceso de inyección.

CAPÍTULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL RESERVORIO BAJO ESCENARIOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

4.1.1 Análisis de la tasa de petróleo “Oil Rate” en los escenarios evaluados

➤ **Cinco puntos**

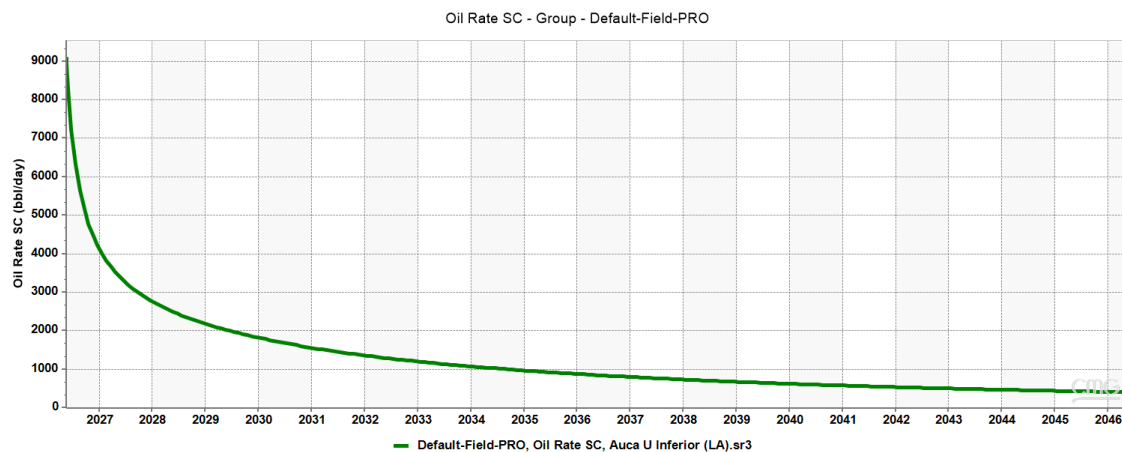


Figura 42. Escenario cinco puntos.

Fuente: (Espín, 2026)

La figura 42 muestra la evolución de la tasa de petróleo para el arreglo de pozos cinco pozos durante el periodo de simulación. El comportamiento evidencia una tendencia de declinación continua, característica de un reservorio sometido a producción primaria, donde la capacidad de aporte disminuye conforme avanza el tiempo de explotación.

Durante la etapa inicial se alcanza una tasa cercana a 9000 bbl/día, seguida de una reducción significativa en los primeros años hasta aproximadamente 3000 bbl/día en 2028. Esta disminución representa la etapa de mayor pérdida de productividad del sistema, asociada a la reducción de la presión disponible para el flujo de fluidos hacia los pozos productores.

Posteriormente, la curva presenta una declinación con menor pendiente, manteniendo una reducción progresiva hasta valores cercanos a 500 bbl/día al finalizar la simulación. Este comportamiento indica que, bajo la configuración de **siete puntos** sin métodos adicionales de recuperación, existe una disminución gradual de la capacidad productiva del reservorio.

➤ Siete puntos

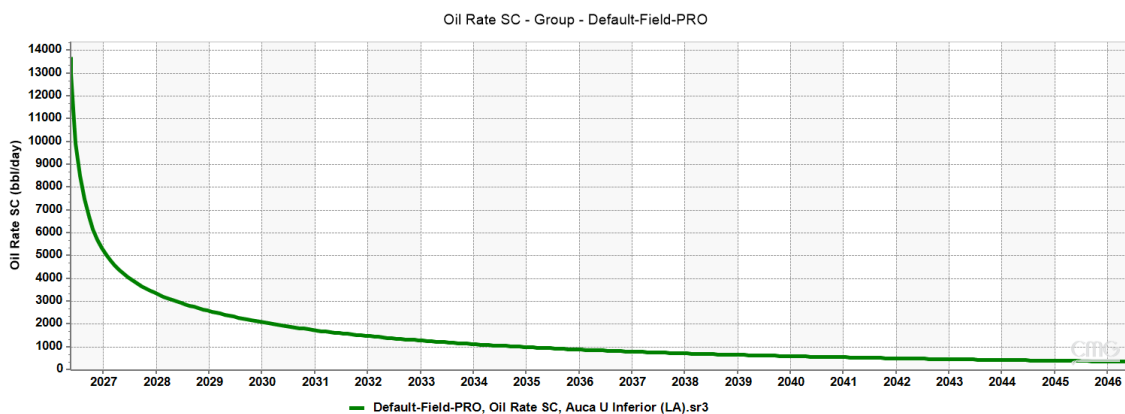


Figura 43. Escenario siete puntos.

Fuente: (Espín, 2026)

La figura 43 presenta la evolución de la tasa de petróleo correspondiente al arreglo de pozos siete puntos durante el periodo de simulación. La respuesta productiva muestra una disminución progresiva de la tasa de producción, con una etapa inicial de

mayor aporte seguida por una declinación gradual asociada al comportamiento natural del reservorio.

Al inicio de la simulación se observa una producción cercana a 13 500 bbl/día, alcanzando los mayores valores de aporte del sistema. Posteriormente, se presenta una reducción pronunciada durante los primeros años, hasta valores aproximados de 4000 bbl/día en 2028, reflejando una pérdida inicial de capacidad productiva debido a la disminución de la presión efectiva y al agotamiento de los fluidos con mayor movilidad.

A partir de esta etapa, la curva mantiene una tendencia descendente más uniforme, con una reducción progresiva de la producción hasta alcanzar valores cercanos a 500 bbl/día al final del periodo evaluado. Este comportamiento evidencia una mayor respuesta productiva inicial del arreglo de siete puntos respecto al escenario de cinco puntos; sin embargo, ambos presentan una declinación característica bajo condiciones sin aplicación de métodos de recuperación mejorada.

4.1.2 Análisis del Factor recobro de petróleo “Oil Recovery Factor” por campo en los escenarios evaluados

➤ **Cinco puntos**

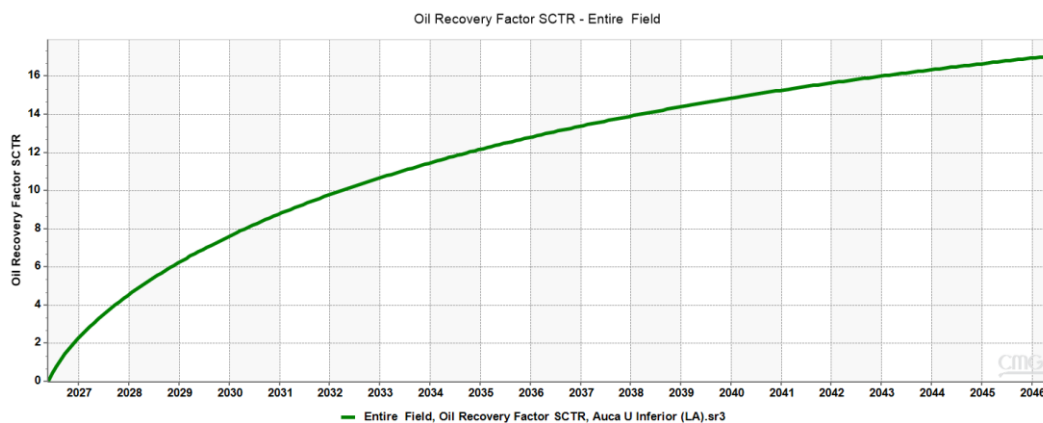


Figura 44. Análisis del Factor de recobro por campo – Escenario cinco puntos.

Fuente: (Espín, 2026)

La figura 44 presenta la evolución del factor de recobro de petróleo para el arreglo de pozos de cinco puntos durante el periodo de simulación. Se observa un incremento continuo del factor de recobro a medida que transcurre el tiempo, evidenciando la acumulación progresiva de petróleo producido respecto al volumen original de hidrocarburos disponible en el reservorio.

Durante los primeros años de evaluación se identifica un aumento significativo del ORF, alcanzando aproximadamente 6 % para el año 2029, debido a la mayor contribución a la producción en la etapa inicial del proyecto. Posteriormente, la curva mantiene una tendencia ascendente con una menor pendiente, indicando una reducción gradual en la eficiencia de extracción conforme disminuye la disponibilidad de petróleo móvil.

Al finalizar el periodo simulado, el escenario de cinco puntos alcanza un factor de recobro cercano al 17 %, lo que representa la recuperación obtenida bajo las condiciones actuales de explotación sin la aplicación de métodos de recuperación mejorada. La tendencia observada refleja que, aunque el arreglo permite una recuperación progresiva del hidrocarburo, existe una limitación asociada a la eficiencia de barrido del sistema.

➤ Siete puntos

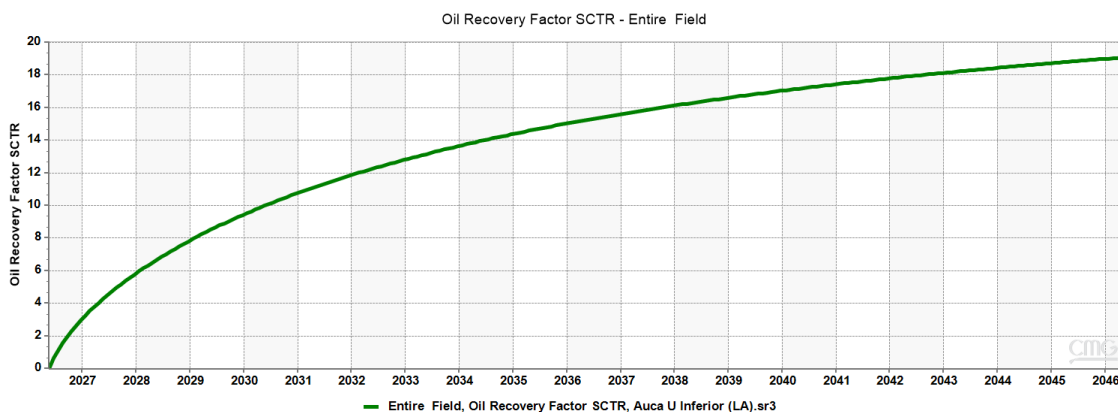


Figura 45. Análisis del Factor de recobro por campo – Escenario siete puntos.

Fuente: (Espín, 2026)

La figura 45 presenta la evolución del Factor de recobro del petróleo para el arreglo de pozos siete puntos durante el periodo de simulación. La curva muestra un comportamiento ascendente continuo, indicando un incremento progresivo de la recuperación acumulada de petróleo a medida que avanza la vida productiva del reservorio.

En la etapa inicial se evidencia un crecimiento acelerado del factor de recobro, alcanzando aproximadamente 8 % alrededor del año 2029, asociado a la mayor contribución de producción durante los primeros años de explotación. Posteriormente, la

pendiente de la curva disminuye gradualmente, reflejando una menor velocidad de incorporación de reservas recuperables debido a la reducción de la movilidad del petróleo y al agotamiento progresivo del sistema.

Al finalizar el periodo evaluado, el arreglo siete puntos alcanza un factor de recobro de petróleo cercano al 19 % superior al obtenido en el escenario cinco puntos. Este comportamiento indica una mayor eficiencia de desplazamiento bajo esta configuración de pozos, posiblemente relacionada con una distribución más favorable de los pozos inyectores y productores, permitiendo un mejor contacto con el volumen del reservorio.

4.1.3 Comparación del desempeño productivo entre los arreglos cinco puntos y siete puntos

La evaluación comparativa del comportamiento productivo entre los arreglos de cinco y siete puntos en el yacimiento U Inferior de la formación Napo del campo Auca, bajo condiciones de producción con levantamiento artificial, permite identificar las diferencias asociadas a la configuración de pozos y su influencia sobre la capacidad de extracción de hidrocarburos.

Los resultados obtenidos muestran que ambos arreglos presentan una tendencia de declinación progresiva de la tasa de petróleo “Oil Rate” durante el periodo de simulación, comportamiento esperado debido a la reducción gradual de la presión del reservorio y a la disminución de la energía disponible para movilizar el petróleo hacia los pozos productores. Sin embargo, el arreglo de siete puntos presenta una mayor tasa de producción inicial, alcanzando valores cercanos a 13 500 bbl/día, mientras que el arreglo

de cinco puntos inicia con aproximadamente 9000 bbl/día, evidenciando una mayor capacidad de aporte durante la etapa temprana de explotación.

Esta diferencia se mantiene a lo largo del periodo evaluado, donde el arreglo de siete puntos conserva mayores niveles de producción respecto al de cinco puntos, aunque ambos escenarios convergen hacia valores bajos al final de la simulación debido a la madurez del yacimiento. El mejor desempeño de siete puntos se relaciona con una distribución más amplia de los pozos dentro del patrón de flujo, favoreciendo el drenaje del reservorio y una mayor conexión entre las zonas productoras e inyectoras.

En cuanto al factor de recobro de petróleo, el arreglo de siete puntos alcanza aproximadamente 19 %, mientras que el de cinco puntos obtiene valores cercanos al 17 % al finalizar la simulación. Esta diferencia refleja una mayor eficiencia de recuperación de siete puntos bajo las condiciones evaluadas, indicando un mejor aprovechamiento del volumen de hidrocarburos disponibles en la Arenisca U Inferior.

4.2 ANÁLISIS DE LA RECUPERACIÓN SECUNDARIA MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA

4.2.1 Evaluación del desempeño del arreglo cinco puntos

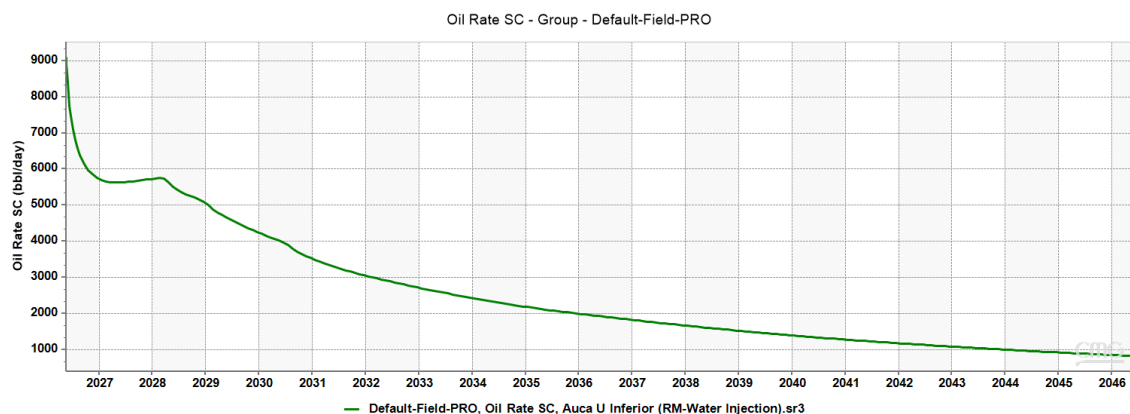


Figura 46. Comportamiento de la tasa de producción de petróleo para el arreglo cinco puntos bajo inyección de agua.

Fuente: (Espín, 2026)

La figura 46 presenta el comportamiento de la tasa de petróleo para el arreglo de pozos en cinco puntos bajo el escenario de inyección de agua en el yacimiento U Inferior del campo Auca. La respuesta productiva evidencia el efecto de la incorporación del fluido inyectado sobre la capacidad de desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores.

Durante la etapa inicial de simulación se observa una disminución rápida de la tasa de producción desde valores cercanos a 9000 bbl/día, hasta aproximadamente 5600 bbl/día, seguida de una etapa de estabilización temporal alrededor de 2027–2028. Este comportamiento está asociado al periodo de adaptación del reservorio ante la presencia del agua inyectada y al establecimiento del frente de desplazamiento dentro del patrón de cinco puntos.

La producción presenta una declinación gradual, alcanzando valores aproximados de 3000 bbl/día alrededor del año 2032 y reduciéndose progresivamente hasta valores inferiores a 1000 bbl/día al finalizar el periodo evaluado. La disminución observada responde al avance del frente de agua, la reducción del volumen de petróleo móvil y el incremento gradual de la influencia del agua en las zonas productoras.

En comparación con el escenario de producción base, la inyección de agua permite mantener una mayor sostenibilidad del flujo durante la vida del proyecto, debido al mantenimiento de presión y al desplazamiento adicional de hidrocarburos hacia los pozos productores. Sin embargo, la tendencia decreciente evidencia que la eficiencia del barrido del arreglo en cinco puntos puede estar limitada por la heterogeneidad del reservorio y la movilidad relativa entre el agua y el petróleo.

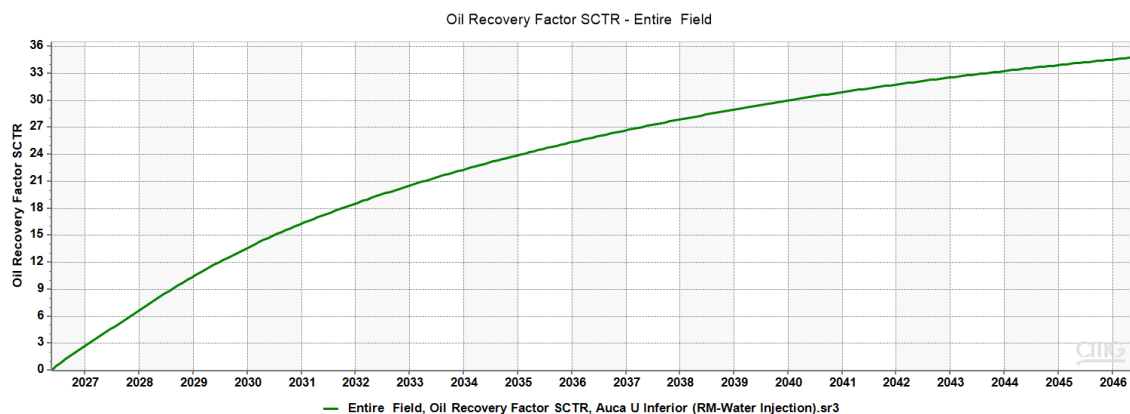


Figura 47. Factor de recobro de petróleo para el arreglo en cinco puntos bajo inyección de agua.

Fuente: (Espín, 2026)

La figura 47 muestra la evolución del factor de recobro del petróleo para el arreglo de cinco puntos bajo el escenario de inyección de agua en la Arenisca U Inferior. La curva evidencia un incremento continuo del factor de recobro durante el

periodo de simulación, reflejando el aporte de la recuperación secundaria mediante el desplazamiento del petróleo por el fluido inyectado.

Durante los primeros años se observa un aumento significativo del ORF, alcanzando valores cercanos al 10 % alrededor del año 2029, debido al mayor aporte de producción asociado al mantenimiento de presión y al avance inicial del frente de agua dentro del patrón de inyección. Posteriormente, la pendiente de crecimiento disminuye progresivamente, indicando una reducción en la velocidad de incorporación de nuevas reservas recuperables conforme el proceso de desplazamiento avanza.

Al finalizar el periodo evaluado, el escenario de cinco puntos alcanza un factor de recobro aproximado del 34 %, evidenciando un incremento considerable respecto al caso de producción sin inyección de agua. Este resultado demuestra la capacidad del arreglo para mejorar la recuperación mediante el aumento del contacto entre el agua inyectada y las zonas con presencia de hidrocarburos móviles.

Sin embargo, la tendencia de estabilización en los últimos años indica una disminución de la eficiencia del proceso, asociada principalmente al avance del agua y a posibles limitaciones relacionadas con la eficiencia de barrido en el reservorio. Por ello, este escenario constituye la base de comparación para analizar posteriormente el efecto de la inyección de polímero HPAM, cuya aplicación busca mejorar el control de movilidad y alcanzar mayores valores de recuperación final.

4.2.2 Evaluación del desempeño del arreglo siete puntos

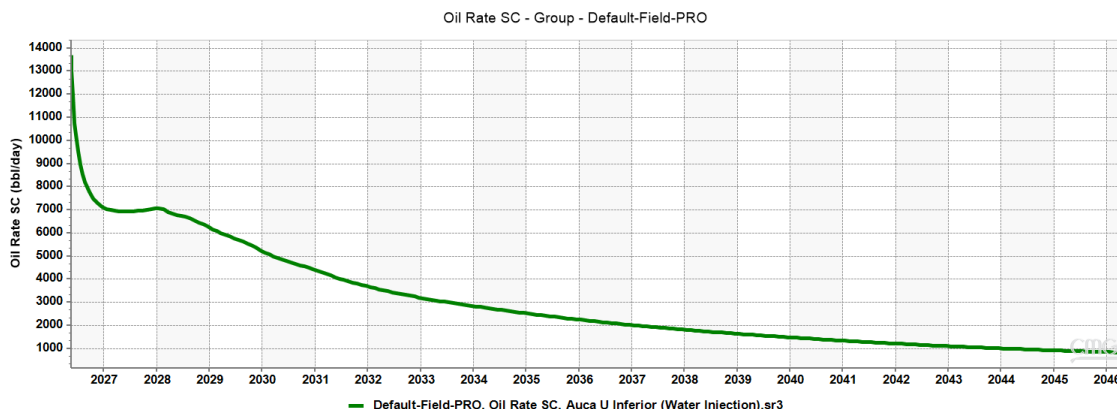


Figura 48. Comportamiento de la tasa de producción de petróleo para el arreglo en siete puntos bajo inyección de agua.

Fuente: (Espín, 2026)

La figura 48 presenta la evolución de la tasa de petróleo correspondiente al arreglo en siete puntos bajo el esquema de inyección de agua aplicado al yacimiento U Inferior del campo Auca. La respuesta productiva evidencia una disminución progresiva de la tasa de petróleo durante el periodo simulado, influenciada por la dinámica de desplazamiento generada por el agua inyectada.

En la etapa inicial se observa una reducción rápida de la producción desde valores cercanos a 13 500 bbl/día hasta aproximadamente 7000 bbl/día, seguida de un periodo de relativa estabilidad entre los años 2027 y 2028. Este comportamiento representa la transición inicial del reservorio ante la incorporación del mecanismo de mantenimiento de presión y la propagación del frente de agua dentro del arreglo de pozos.

Posteriormente, la producción presenta una declinación gradual, alcanzando valores cercanos a 4000 bbl/día alrededor del año 2031 y disminuyendo hasta aproximadamente 1000 bbl/día al final de la simulación. La tendencia observada refleja

una reducción progresiva del volumen de petróleo movilizable, asociada al avance del agua en el medio poroso y a la disminución de la eficiencia de desplazamiento con el tiempo.

El comportamiento del arreglo de siete puntos muestra una respuesta productiva favorable durante la etapa inicial debido a su mayor aporte de caudal; sin embargo, la declinación posterior indica la necesidad de aplicar métodos complementarios que permitan mejorar el control de movilidad y aumentar el volumen de petróleo recuperado. Estos resultados servirán como referencia para evaluar el desempeño de la inyección de polímero HPAM en este patrón de distribución de pozos.

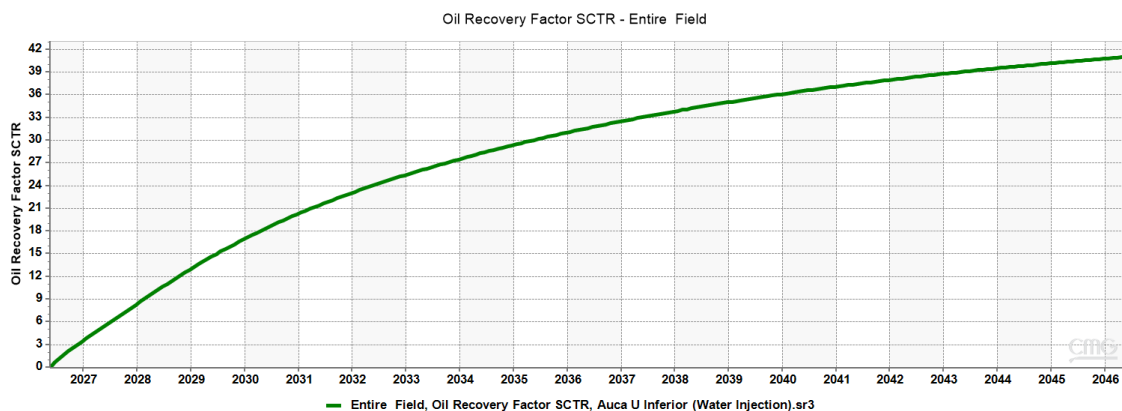


Figura 49. Factor de recobro de petróleo para el arreglo en siete puntos bajo inyección de agua.

Fuente: (Espín, 2026)

La figura 49 muestra la evolución del factor de recobro de petróleo para el arreglo en siete puntos durante la aplicación de inyección de agua en el yacimiento U Inferior del campo Auca. El comportamiento obtenido evidencia un incremento sostenido del factor de recobro, asociado al desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores mediante el mantenimiento de presión generado por el fluido inyectado.

Durante la fase inicial se observa un crecimiento acelerado del ORF, alcanzando valores cercanos al 13 % alrededor del año 2029, debido a la mayor contribución del proceso de desplazamiento en las primeras etapas de operación. Posteriormente, la curva mantiene una tendencia ascendente con una menor pendiente, indicando una reducción progresiva de la eficiencia de recuperación conforme aumenta el tiempo de contacto entre el agua y el reservorio.

Al finalizar el periodo de simulación, el arreglo siete puntos alcanza un factor de recobro aproximado del 41 %, mostrando un desempeño superior respecto al arreglo de cinco puntos bajo el mismo mecanismo de recuperación secundaria. Este comportamiento sugiere una mayor eficiencia del patrón siete puntos para contactar y movilizar los hidrocarburos presentes en la formación.

4.2.3 Comparación del factor de recobro y eficiencia de desplazamiento entre arreglos

La comparación de los resultados obtenidos mediante inyección de agua en los arreglos cinco y siete puntos del yacimiento U Inferior de la formación Napo del campo Auca permite evaluar la influencia de la configuración de pozos sobre la eficiencia del proceso de recuperación secundaria.

Los resultados de simulación muestran que ambos arreglos presentan un incremento significativo del factor de recobro de petróleo respecto al escenario de producción sin inyección, evidenciando el efecto positivo del mantenimiento de presión y del desplazamiento de petróleo mediante el fluido inyectado. Sin embargo, el arreglo de siete puntos presenta un desempeño superior, alcanzando un factor de recobro

aproximado de 41 %, mientras que el arreglo de cinco puntos, alcanza valores cercanos al 34 % al finalizar el periodo evaluado.

La diferencia observada indica una mayor eficiencia de desplazamiento en el arreglo siete, atribuida a una distribución de pozos que favorece una mayor cobertura del volumen de reservorio y una mejor interacción entre los pozos inyectoros y productores. Esto permite un contacto más efectivo del agua con las zonas saturadas de petróleo, incrementando el volumen de hidrocarburo movilizado.

En términos de comportamiento productivo, el arreglo de siete puntos también presenta mayores tasas iniciales de producción, alcanzando aproximadamente 13 500 bbl/día, mientras que el cinco puntos inicia alrededor de 9000 bbl/día. No obstante, ambos escenarios muestran una declinación progresiva hacia el final de la simulación debido al avance del frente de agua y a la disminución del petróleo disponible para desplazamiento.

4.3 EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMERO HPAM EN EL ARREGLO DE CINCO PUNTOS

4.3.1 Análisis del efecto de la concentración de HPAM sobre el comportamiento productivo

- 0.015 % wt

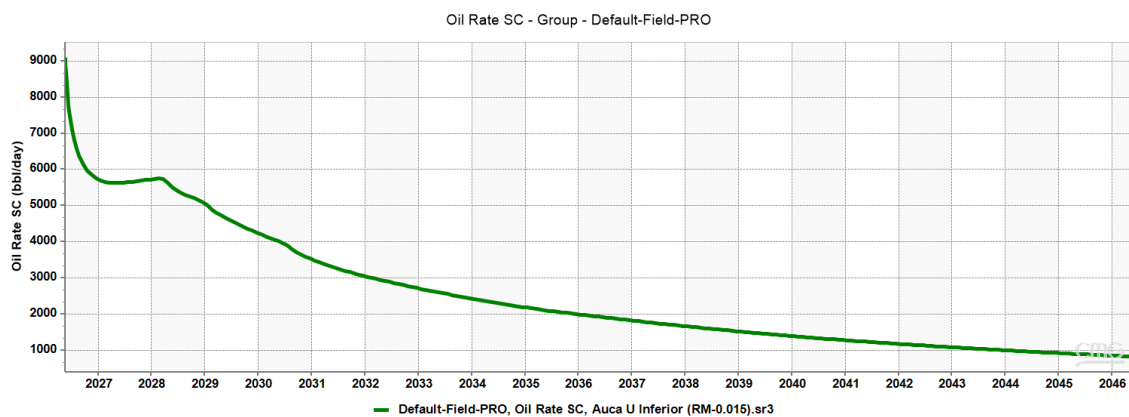


Figura 50. Comportamiento de la tasa de producción de petróleo para la inyección de HPAM al 0.015 % wt en el arreglo cinco puntos.

Fuente: (Espín, 2026)

La figura 50 presenta la respuesta de la tasa de petróleo para el escenario de inyección de polímero HPAM a una concentración de 0.015 % wt en el arreglo en cinco puntos del yacimiento U Inferior del campo Auca. El comportamiento observado refleja la influencia del polímero en el desplazamiento del petróleo mediante la modificación de las condiciones de movilidad dentro del sistema roca-fluido.

Durante la etapa inicial de simulación se evidencia una disminución de la tasa de producción desde valores cercanos a 9000 bbl/día hasta aproximadamente 5600 bbl/día, seguida de un periodo de estabilización temporal. Esta respuesta inicial

corresponde a la transición del reservorio hacia un nuevo equilibrio de flujo debido a la incorporación del polímero en el proceso de inyección.

Posteriormente, la producción presenta una declinación gradual, alcanzando valores aproximados de 3000 bbl/día alrededor del año 2032 y reduciéndose hasta valores inferiores a 1000 bbl/día al finalizar el periodo evaluado. La tendencia indica que la concentración de 0.015 % wt de HPAM permite mantener una producción sostenida durante la etapa media del proyecto, aunque la reducción progresiva del caudal evidencia una disminución de la capacidad de desplazamiento conforme avanza la inyección.

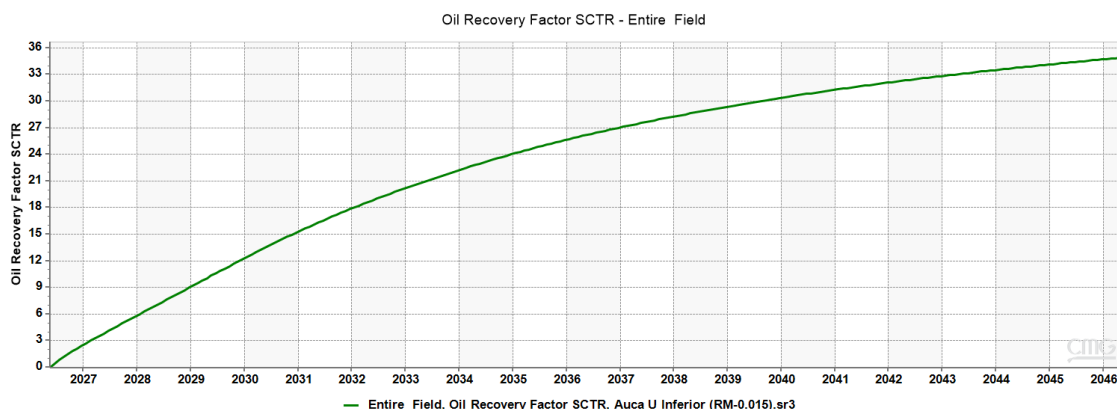


Figura 51. Factor de recobro de petróleo para la inyección de HPAM al 0.015 % wt en el arreglo de cinco puntos.

Fuente: (Espín, 2026)

La figura 51 presenta la evolución del Factor de recobro de petróleo obtenido mediante la aplicación de HPAM a una concentración de 0.015 % wt en el arreglo de cinco puntos. El resultado evidencia un incremento progresivo del factor de recobro durante el periodo simulado, asociado a la mejora en las condiciones de desplazamiento generada por la presencia del polímero en el fluido inyectado.

En la etapa inicial se observa un crecimiento acelerado del ORF, alcanzando valores cercanos al 10 % alrededor del año 2029, debido al aporte inicial del proceso de recuperación mejorada. Posteriormente, la curva mantiene una tendencia ascendente con una disminución gradual de su pendiente, indicando que la incorporación de nuevas reservas recuperables ocurre a una menor velocidad conforme avanza la producción.

Al finalizar la simulación, el escenario con 0.015 % wt de HPAM alcanza un factor de recobro aproximado del 34 %, mostrando una mejora en la eficiencia de desplazamiento respecto al escenario de inyección de agua convencional para el mismo arreglo. Este comportamiento demuestra la capacidad del polímero para reducir los efectos asociados a la diferencia de movilidad entre el agua y el petróleo, favoreciendo un barrido más uniforme del reservorio.

Sin embargo, la estabilización progresiva de la curva hacia los últimos años indica que la concentración evaluada presenta un límite en su capacidad de recuperación, por lo que será comparada con concentraciones superiores de HPAM para determinar la condición más favorable en términos de incremento del factor de recobro y eficiencia del proceso.

- **0.03 % wt**

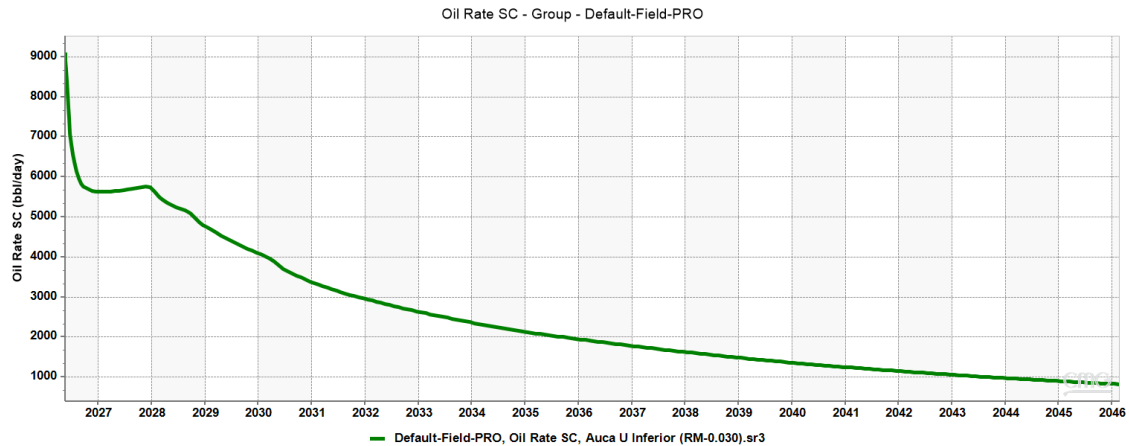


Figura 52. Comportamiento de la tasa de producción de petróleo (Oil Rate) para la inyección de HPAM al 0.03 % wt en el arreglo de cinco puntos.

Fuente: (Espín, 2026)

La figura 52 presenta la evolución de la tasa de producción de petróleo para el escenario de inyección de HPAM al 0.03 % wt aplicado en el arreglo de cinco puntos. La respuesta obtenida muestra una disminución progresiva de la producción, manteniendo un comportamiento más estable durante la etapa media de simulación debido al efecto del polímero sobre la movilidad del fluido desplazante.

En la fase inicial se observa una reducción de la tasa desde aproximadamente 9000 bbl/día hasta valores cercanos a 5600 bbl/día, seguida de un corto periodo de estabilidad alrededor de los primeros años de operación. Posteriormente, la producción inicia una declinación gradual, alcanzando valores aproximados de 3000 bbl/día en 2032 y disminuyendo hasta valores inferiores a 1000 bbl/día hacia el final del periodo evaluado.

El comportamiento del escenario con 0.03 % wt de HPAM evidencia una respuesta productiva sostenida, asociada a una mejora en el control del desplazamiento del agua dentro del medio poroso. La presencia del polímero favorece una distribución más uniforme del fluido inyectado, reduciendo la tendencia al avance preferencial del agua y permitiendo un contacto más efectivo con las zonas productoras.

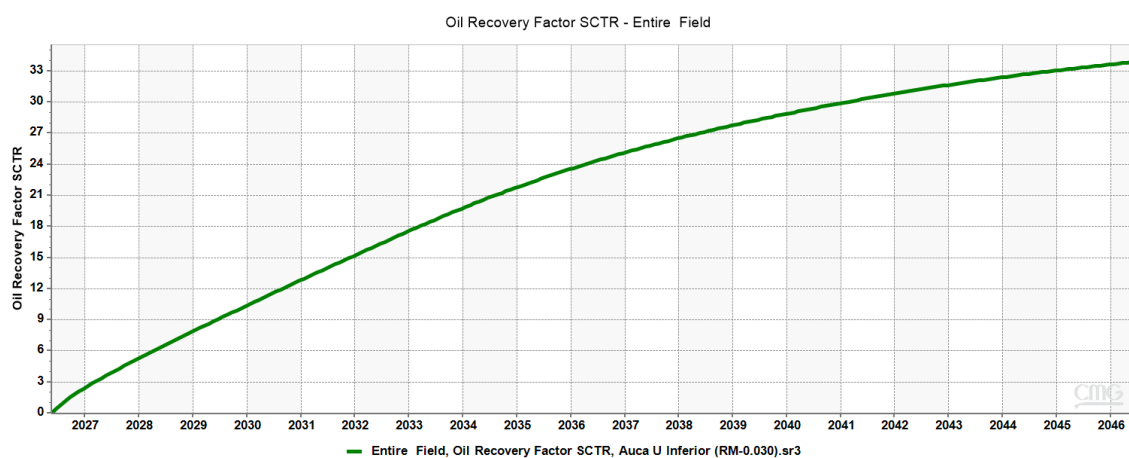


Figura 53. Factor de recobro de petróleo para la inyección de HPAM al 0.03 % wt en el arreglo cinco puntos.

Fuente: (Espín, 2026)

La figura 53 muestra la evolución del factor de recobro del petróleo para el escenario de inyección de HPAM al 0.03 % wt en el arreglo en cinco puntos. La curva presenta un incremento continuo del factor de recobro durante el periodo de simulación, evidenciando una respuesta favorable del reservorio ante la aplicación del polímero como agente de recuperación mejorada.

En los primeros años se observa un aumento significativo del ORF, alcanzando valores cercanos al 8 % alrededor del año 2029, debido al efecto inicial del desplazamiento del petróleo generado por el fluido inyectado. Posteriormente, el crecimiento continúa de manera progresiva, aunque con una reducción gradual de la

pendiente, asociada a la disminución del volumen de petróleo fácilmente movilizable y al avance del proceso de recuperación.

Al finalizar el periodo evaluado, el escenario con 0.03 % wt de HPAM alcanza un factor de recobro aproximado del 33 %, mostrando una mejora en la eficiencia del desplazamiento dentro del patrón de cinco puntos. Este comportamiento refleja el aporte del polímero en la reducción de la relación de movilidad entre el agua y el petróleo, favoreciendo un barrido más eficiente del reservorio.

- **0.05 % wt**

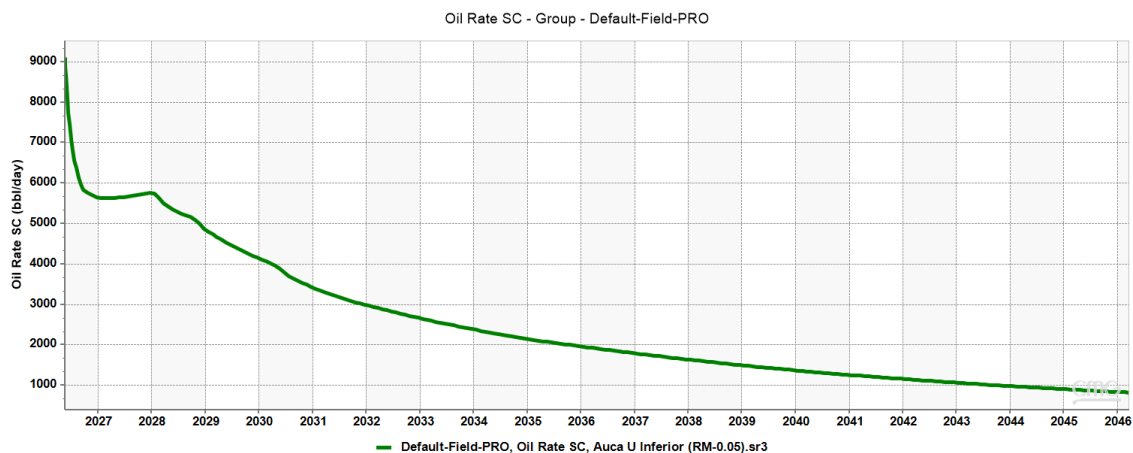


Figura 54. Comportamiento de la tasa de producción de petróleo para la inyección de HPAM al 0.05 % wt en el arreglo cinco puntos.

Fuente: (Espín, 2026)

La figura 54 presenta la variación de la tasa de producción de petróleo obtenida para el escenario de inyección de HPAM al 0.05 % wt en el arreglo en cinco puntos. La curva muestra una respuesta productiva caracterizada por una disminución inicial seguida de una declinación gradual durante el periodo de simulación.

Al inicio del proceso se observa una reducción de la tasa desde valores cercanos a 9000 bbl/día hasta aproximadamente 5600 bbl/día, manteniéndose posteriormente una ligera estabilización en los primeros años. A partir de este punto, la producción inicia una disminución progresiva, alcanzando valores cercanos a 3000 bbl/día alrededor del año 2032 y continuando hasta valores inferiores a 1000 bbl/día al finalizar la simulación.

El comportamiento obtenido refleja la influencia del aumento en la concentración de HPAM sobre la movilidad del sistema, favoreciendo una distribución más controlada del fluido inyectado dentro del reservorio. Esto permite mantener una respuesta productiva sostenida durante un periodo más prolongado, reduciendo la presencia de desplazamientos preferenciales del agua hacia los pozos productores.

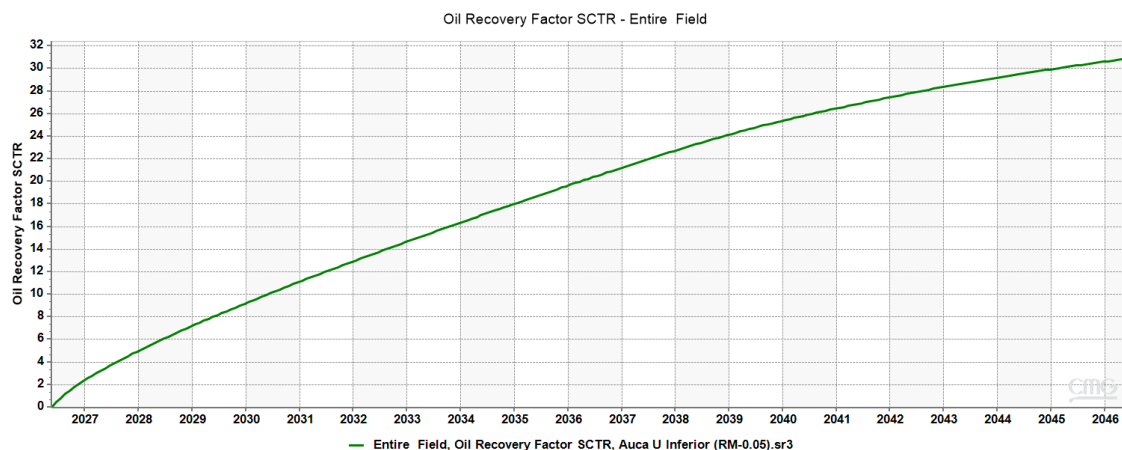


Figura 55. Factor de recobro de petróleo (Oil Recovery Factor) para la inyección de HPAM al 0.05 % wt en el arreglo de cinco puntos.

Fuente: (Espín, 2026)

La figura 55 representa la evolución del Factor de recobro del petróleo obtenido mediante la inyección de HPAM al 0.05 % wt en el arreglo de cinco puntos. La curva evidencia un incremento continuo del factor de recobro durante la simulación, asociado al mejoramiento de las condiciones de desplazamiento del petróleo dentro del medio poroso.

Durante la etapa inicial se observa un crecimiento progresivo del ORF, alcanzando valores cercanos al 8 % alrededor del año 2029. Posteriormente, la recuperación continúa aumentando de forma gradual, aunque con una menor pendiente, debido a que el proceso alcanza una etapa más madura donde la incorporación de nuevo petróleo recuperable ocurre a una menor velocidad.

Al finalizar el periodo evaluado, el escenario con 0.05 % wt de HPAM alcanza un factor de recobro aproximado del 31 %. Este resultado refleja el efecto del polímero en la mejora del control de movilidad, permitiendo un desplazamiento más eficiente del petróleo en comparación con la inyección de agua convencional.

Aunque el incremento de la concentración de HPAM favorece el control del flujo del fluido desplazante, el comportamiento obtenido debe analizarse juntamente con las demás concentraciones evaluadas, debido a que una mayor cantidad de polímero no necesariamente representa una mejora proporcional en la recuperación.

- **0.075 % wt**

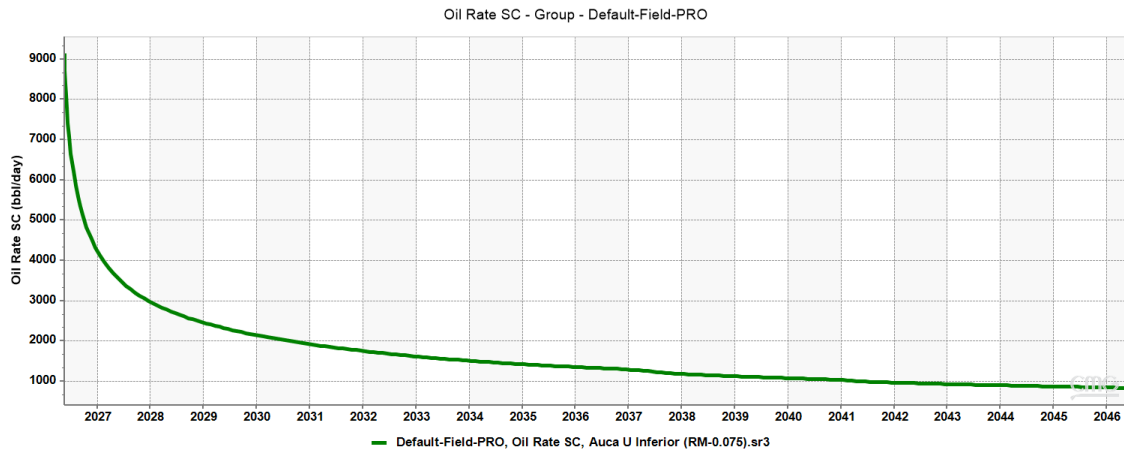


Figura 56. Comportamiento de la tasa de producción de petróleo (Oil Rate) para la inyección de HPAM al 0.075 % wt en el arreglo cinco puntos.

Fuente: (Espín, 2026)

La figura 56 muestra la evolución de la tasa de producción de petróleo para el escenario de inyección de HPAM al 0.075 % wt aplicado en el arreglo de cinco puntos. La respuesta productiva presenta una disminución continua de la tasa de producción durante el periodo evaluado, con una caída más marcada en la etapa inicial de la simulación.

Al inicio del proceso se observa una reducción desde valores cercanos a 9000 bbl/día, alcanzando aproximadamente 3000 bbl/día alrededor del año 2028. Posteriormente, la curva mantiene una tendencia descendente más moderada, llegando a valores cercanos a 1000 bbl/día hacia el final del periodo de simulación.

El comportamiento obtenido indica que el incremento de la concentración de HPAM modifica las condiciones de flujo dentro del reservorio, favoreciendo un mayor

control de movilidad del fluido inyectado; sin embargo, esta mejora no se refleja necesariamente en un incremento proporcional de la tasa de producción. La menor respuesta del caudal respecto a concentraciones inferiores puede estar relacionada con un aumento de la resistencia al flujo generado por una mayor viscosidad del fluido desplazante.

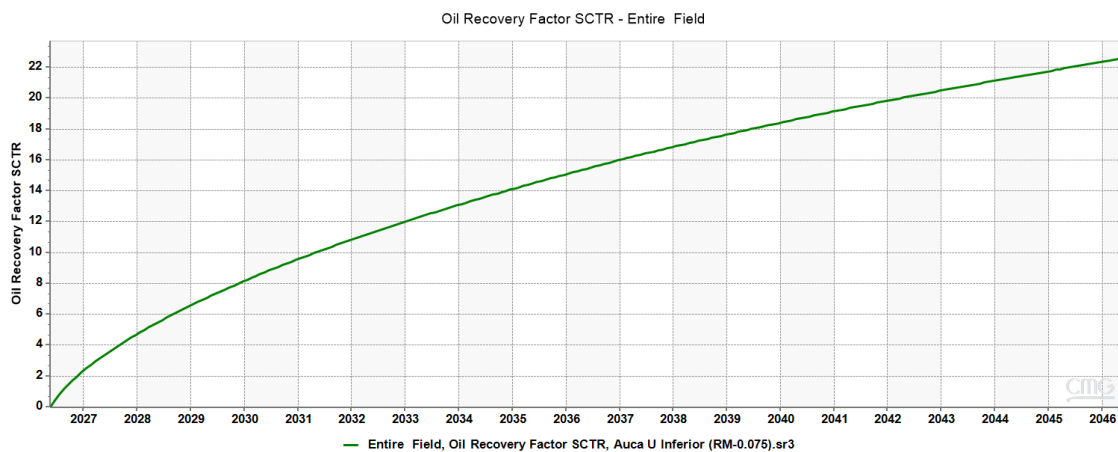


Figura 57. Factor de recobro de petróleo para la inyección de HPAM al 0.075 % wt en el arreglo cinco puntos.

Fuente: (Espín, 2026)

La figura 57 presenta la evolución del factor de recobro de petróleo para el escenario de inyección de HPAM al 0.075 % wt en el arreglo cinco puntos. La curva evidencia un incremento progresivo del factor de recobro durante la simulación, aunque con una respuesta inferior respecto a concentraciones menores de polímero evaluadas.

Durante los primeros años se observa un aumento inicial del ORF, alcanzando valores cercanos al 7 % alrededor del año 2029. Posteriormente, la recuperación continúa creciendo de manera gradual hasta alcanzar aproximadamente 22 % al finalizar el periodo simulado.

El menor valor de recuperación obtenido con esta concentración indica que un aumento excesivo de la viscosidad del fluido inyectado puede limitar la capacidad de desplazamiento dentro del reservorio, reduciendo la facilidad de flujo hacia los pozos productores. Aunque el HPAM mejora el control de movilidad y disminuye la posibilidad de avance preferencial del agua, su efecto depende de una concentración adecuada que permita equilibrar eficiencia de barrido y capacidad de inyección.

4.3.2 Comparación de tasa de producción y factor de recobro de petróleo para la selección del mejor escenario

La evaluación comparativa de los escenarios de inyección de HPAM en el arreglo de cinco puntos del yacimiento U Inferior de la formación Napo del campo Auca permite determinar la influencia de la concentración del polímero sobre el desempeño productivo y la recuperación final de petróleo.

Los resultados obtenidos muestran diferencias significativas entre las concentraciones evaluadas (0.015 % wt, 0.03 % wt, 0.05 % wt y 0.075 % wt). En términos de tasa de producción de petróleo, los escenarios presentan comportamientos de declinación progresiva; sin embargo, las concentraciones intermedias mantienen una respuesta productiva más favorable durante mayor tiempo de simulación. Los escenarios con 0.015 % wt y 0.03 % wt presentan una mejor sostenibilidad del caudal respecto a concentraciones mayores, evidenciando un equilibrio adecuado entre capacidad de desplazamiento y control de movilidad.

Por otro lado, el análisis del factor de recobro de petróleo muestra que el incremento de concentración de HPAM no genera una mejora proporcional en la

recuperación. El escenario de 0.015 % wt alcanza aproximadamente un 34 % de factor de recobro, siendo superior a los escenarios de 0.03 % wt (33 %), 0.05 % wt (31%) y 0.075 % wt (22 %). Este comportamiento indica que una concentración moderada de polímero permite mejorar la eficiencia de barrido sin generar restricciones significativas al flujo.

La reducción del desempeño observada a concentraciones mayores puede asociarse al incremento de viscosidad del fluido inyectado, lo cual mejora el control de movilidad, pero puede disminuir la facilidad de inyección y limitar el desplazamiento efectivo del petróleo hacia los pozos productores.

En función de los resultados de producción y recuperación obtenidos, el escenario de inyección de HPAM al 0.015% wt en el arreglo de cinco puntos se identifica como la alternativa con mejor desempeño técnico, debido a que presenta el mayor factor de recobro de petróleo y mantiene un comportamiento productivo favorable. Por lo tanto, esta concentración representa la condición más eficiente para mejorar la recuperación de petróleo en el yacimiento U Inferior bajo las condiciones simuladas.

4.4 EVALUACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMERO HPAM EN EL ARREGLO DE SIETE PUNTOS

4.4.1 Análisis del efecto de la concentración de HPAM sobre el comportamiento productivo

- **0.015 % wt**

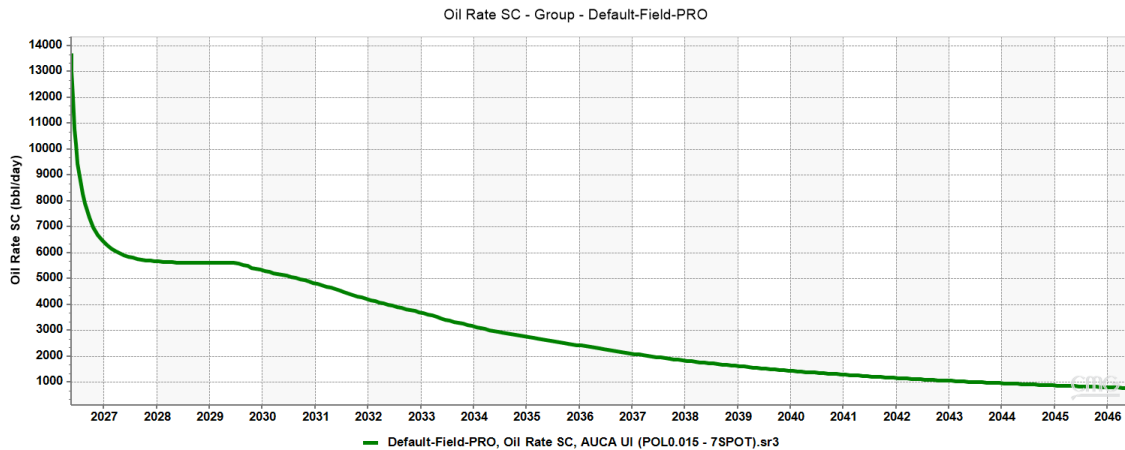


Figura 58. Comportamiento de la tasa de producción de petróleo para la inyección de HPAM al 0.015 % wt en el arreglo de siete puntos.

Fuente: (Espín, 2026)

La figura 58 presenta la evolución de la tasa de producción de petróleo para el escenario de inyección de HPAM al 0.015 % wt aplicado en el arreglo de siete puntos del yacimiento U Inferior del campo Auca. La curva muestra la respuesta del sistema ante la incorporación del polímero como mecanismo de recuperación mejorada, evidenciando una disminución gradual de la producción durante el periodo de simulación.

En la etapa inicial se observa una caída desde valores cercanos a 13 500 bbl/día hasta aproximadamente 6000 bbl/día, seguida de un periodo de comportamiento relativamente estable entre los años 2027 y 2029. Esta respuesta inicial refleja la adaptación del reservorio al proceso de inyección y el establecimiento del desplazamiento del petróleo dentro del patrón Seven Spot.

Posteriormente, la tasa de producción presenta una declinación progresiva, alcanzando valores cercanos a 3000 bbl/día alrededor del año 2035 y reduciéndose hasta aproximadamente 1000 bbl/día al final de la simulación. La tendencia indica que la

concentración evaluada permite mantener una producción sostenida durante una etapa prolongada, favoreciendo el control de movilidad y una distribución más uniforme del fluido inyectado.

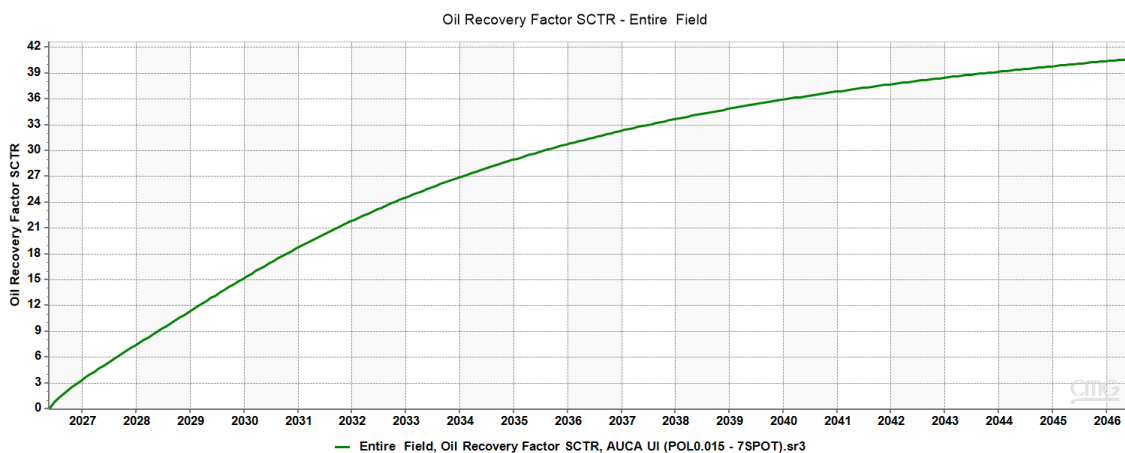


Figura 59. Factor de recobro de petróleo para la inyección de HPAM al 0.015 % wt en el arreglo de siete puntos.

Fuente: (Espín, 2026)

La figura 59 muestra la evolución del factor de recobro de petróleo para el escenario de inyección de HPAM al 0.015 % wt en el arreglo de siete puntos. La curva evidencia un incremento progresivo de la recuperación de petróleo durante el periodo de simulación, asociado al efecto del polímero en el control de movilidad y en la mejora de la eficiencia de desplazamiento dentro del reservorio.

Durante los primeros años se observa un aumento significativo del factor de recobro, alcanzando valores cercanos al 12 % alrededor del año 2029. Posteriormente, la recuperación continúa incrementándose de manera gradual hasta alcanzar aproximadamente 40 % al finalizar el periodo evaluado.

El comportamiento obtenido refleja una respuesta favorable del arreglo de siete puntos frente a la aplicación de HPAM, debido a que la modificación de la movilidad del fluido inyectado permite un contacto más eficiente con las zonas saturadas de petróleo. La tendencia de crecimiento con menor pendiente hacia los últimos años indica una etapa de madurez del proceso, donde la incorporación de nuevas reservas recuperables ocurre a menor velocidad.

- **0.03 % wt**

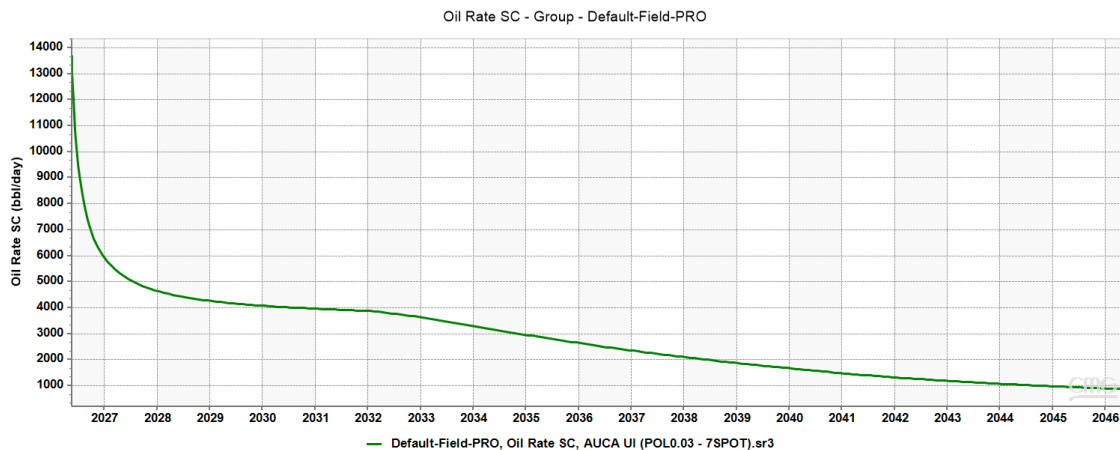


Figura 60. Comportamiento de la tasa de producción de petróleo para la inyección de HPAM al 0.03 % wt en el arreglo de siete puntos.

Fuente: (Espín, 2026)

La figura 60 presenta la evolución de la tasa de producción de petróleo para el escenario de inyección de HPAM al 0.03 % wt en el arreglo de siete puntos. El comportamiento obtenido muestra una disminución progresiva de la producción durante el periodo evaluado, manteniendo una respuesta estable conforme avanza el proceso de recuperación mejorada.

En la etapa inicial se observa una reducción de la tasa desde valores cercanos a 13 500 bbl/día hasta aproximadamente 4500 bbl/día alrededor del año 2028, asociada a la etapa inicial de ajuste del reservorio frente a la inyección del polímero. Posteriormente, la curva presenta una declinación más gradual, alcanzando valores cercanos a 3000 bbl/día en 2035 y reduciéndose hasta aproximadamente 1000 bbl/día al finalizar la simulación.

El comportamiento de esta concentración evidencia una influencia favorable del HPAM sobre la movilidad del sistema, permitiendo mantener una producción más uniforme durante un periodo prolongado. La acción del polímero contribuye a mejorar la distribución del fluido inyectado y disminuir la tendencia del agua a desplazarse preferencialmente por zonas de mayor permeabilidad.

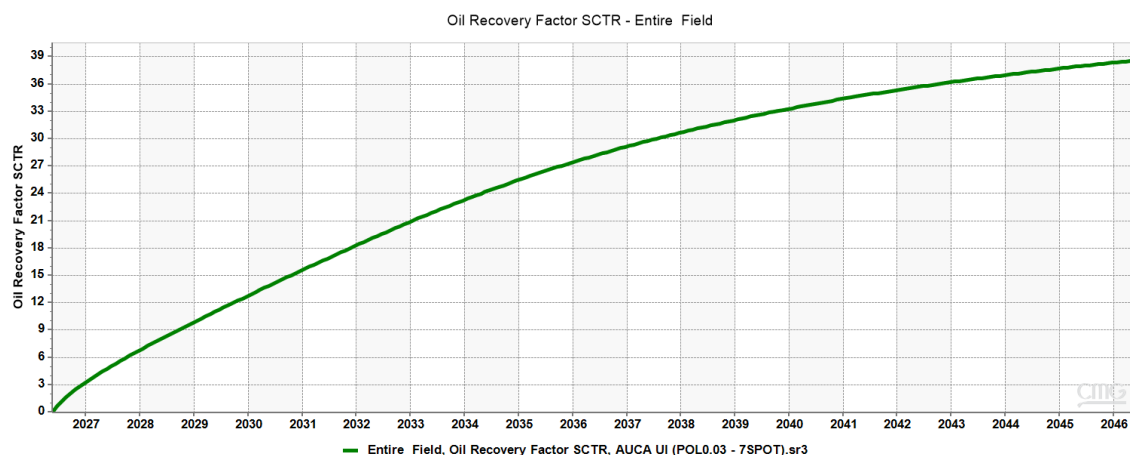


Figura 61. Factor de recobro de petróleo para la inyección de HPAM al 0.03 % wt en el arreglo de siete puntos.

Fuente: (Espín, 2026)

La Figura 61 presenta la evolución del factor de recobro de petróleo obtenido mediante la inyección de HPAM al 0.03 % wt en el arreglo de siete puntos. La curva muestra un incremento continuo de la recuperación acumulada de petróleo durante el periodo de simulación, reflejando el efecto favorable del polímero sobre la eficiencia de desplazamiento dentro del reservorio.

En la etapa inicial se observa un crecimiento progresivo del factor de recobro, alcanzando valores cercanos al 10 % alrededor del año 2029. Posteriormente, la recuperación mantiene una tendencia ascendente con una reducción gradual de la pendiente, indicando que el proceso continúa incorporando petróleo recuperable, aunque a una menor velocidad conforme avanza la vida del proyecto.

Al finalizar la simulación, el escenario con 0.03 % wt de HPAM alcanza un factor de recobro aproximado del 38 %, evidenciando una respuesta positiva del arreglo de siete puntos frente a la aplicación del polímero. Este comportamiento está relacionado con la capacidad del HPAM para mejorar la relación de movilidad entre el fluido inyectado y el petróleo, favoreciendo una distribución más uniforme del desplazamiento en el medio poroso.

4.4.2 Comparación de la tasa de producción y el factor de recobro de petróleo entre escenarios simulados

La comparación de los escenarios de inyección de HPAM al 0.015 % wt y 0.03 % wt en el arreglo de siete puntos del yacimiento U Inferior de la formación Napo del campo Auca permite determinar la influencia de la concentración del polímero sobre el desempeño productivo y la recuperación acumulada de petróleo.

En relación con la tasa de producción, ambos escenarios presentan una tendencia de declinación progresiva durante el periodo de simulación. La concentración de 0.015 % wt mantiene una mayor estabilidad productiva en la etapa media del proyecto, conservando valores de producción superiores durante un mayor intervalo de tiempo. Por otro lado, el escenario con 0.03 % wt presenta una respuesta productiva favorable, aunque con una reducción más marcada de la tasa conforme avanza la simulación, asociada al incremento de la resistencia al flujo debido a una mayor viscosidad del fluido inyectado.

Respecto al factor de recobro de petróleo, el escenario con 0.015 % wt de HPAM alcanza aproximadamente un 40 % de recuperación, mientras que la concentración de 0.03 % wt obtiene valores cercanos al 38 % al finalizar el periodo evaluado. Estos resultados indican que el incremento de concentración del polímero no genera una mejora proporcional en la recuperación final, debido a que una mayor viscosidad puede limitar la capacidad de desplazamiento del fluido dentro del reservorio.

La comparación evidencia que la concentración de 0.015 % wt de HPAM presenta el mejor desempeño global para el arreglo de siete puntos, al combinar una mayor recuperación de petróleo con un comportamiento productivo más favorable. Este resultado demuestra la importancia de establecer una concentración óptima de polímero, donde se logre mejorar la eficiencia de barrido sin afectar significativamente la capacidad de flujo del sistema.

Por lo tanto, bajo las condiciones simuladas para el yacimiento U Inferior del campo Auca, el escenario de siete puntos con inyección de HPAM al 0.015 % wt se identifica como la alternativa más eficiente entre los casos evaluados, al proporcionar el

mayor potencial de recuperación mediante un adecuado control de movilidad del fluido desplazante.

4.5 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA EN LOS ESCENARIOS EVALUADOS

4.5.1 Evolución del corte de agua en el arreglo de cinco puntos

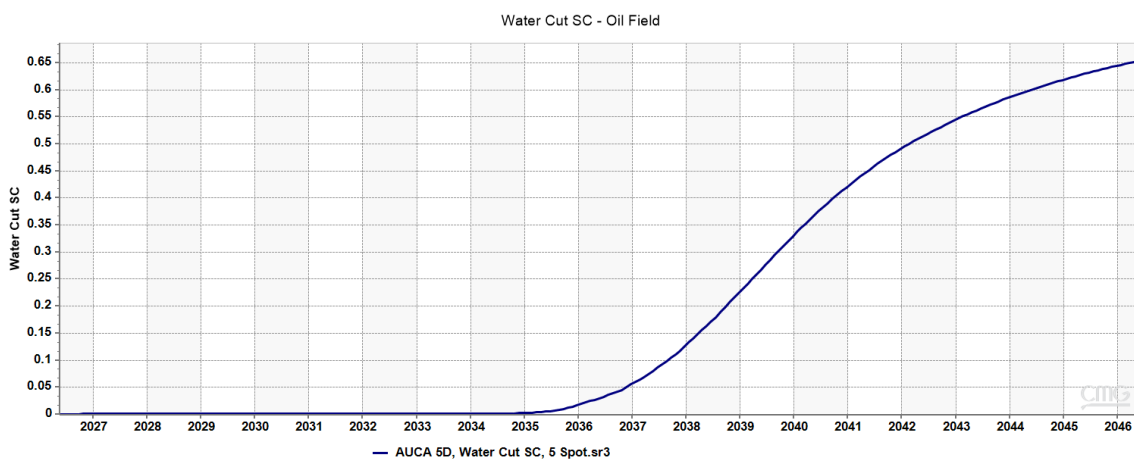


Figura 62. Evolución del corte de agua (Water Cut) en el arreglo de cinco puntos.

Fuente: (Espín, 2026)

La figura 62 muestra el comportamiento del corte de agua durante el periodo de simulación para el arreglo de cinco puntos en el yacimiento U Inferior del campo Auca. La respuesta obtenida permite analizar el avance del agua dentro del reservorio y su influencia sobre la producción de fluidos.

Durante los primeros años de evaluación, el corte de agua permanece prácticamente constante y cercano a cero, indicando una producción predominante de petróleo y una limitada influencia del frente de agua en los pozos productores. A partir del año 2035 se evidencia un incremento progresivo del corte de agua, asociado al avance del agua inyectada hacia las zonas productoras.

El crecimiento se intensifica entre los años 2038 y 2041, donde el corte de agua alcanza valores aproximados de 0.35 a 0.45, reflejando una mayor participación del agua dentro de la producción total. Posteriormente, la tendencia continúa aumentando hasta alcanzar cerca de 0.65 al finalizar la simulación, indicando una etapa madura del proceso de desplazamiento.

4.5.2 Evolución del corte de agua en el arreglo de siete puntos

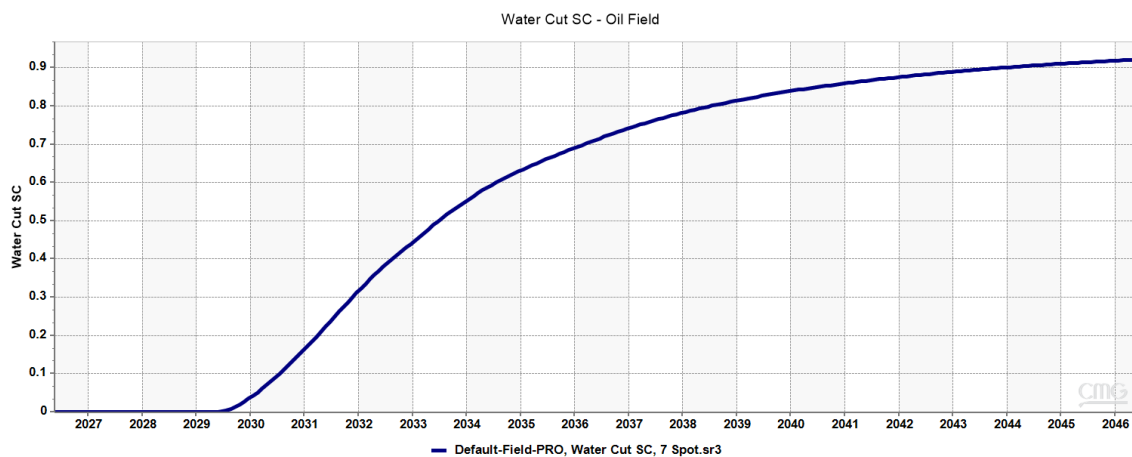


Figura 63. Evolución del corte de agua (Water Cut) en el arreglo de siete puntos.

Fuente: (Espín, 2026)

La figura 63 presenta la evolución del corte de agua para el arreglo de siete puntos durante el periodo de simulación en el yacimiento U Inferior del campo Auca. El comportamiento observado permite analizar la respuesta del reservorio frente al avance del agua hacia los pozos productores y su efecto sobre la composición del fluido producido.

Durante la etapa inicial, el corte de agua se mantiene cercano a cero hasta aproximadamente el año 2029, indicando una producción dominada por petróleo y una

limitada comunicación del frente de agua con las zonas productoras. Posteriormente, se observa un incremento progresivo del corte de agua, asociado al desplazamiento del agua inyectada dentro del patrón de flujo del arreglo de siete puntos.

El aumento más representativo ocurre entre los años 2030 y 2035, donde el corte de agua alcanza valores cercanos a 0.60, evidenciando una mayor presencia de agua en la producción total. A partir de este periodo, la curva continúa aumentando con una menor pendiente hasta alcanzar aproximadamente 0.92 al finalizar la simulación, reflejando una etapa avanzada de producción con predominio del agua sobre el petróleo.

El comportamiento del patrón de siete puntos muestra una llegada más temprana y mayor influencia del agua en comparación con otros escenarios evaluados, lo cual está relacionado con la distribución de los pozos y la eficiencia de contacto del fluido inyectado con el reservorio.

4.6 SELECCIÓN DEL ESCENARIO ÓPTIMO DE RECUPERACIÓN

La selección del escenario óptimo se realizó mediante la comparación integral de los resultados obtenidos en las diferentes estrategias de explotación evaluadas para el yacimiento U Inferior de la formación Napo del campo Auca. El análisis considera el comportamiento productivo, el incremento del factor de recobro de petróleo, la eficiencia de desplazamiento y el efecto de la concentración de HPAM en los arreglos de cinco y siete puntos.

Los escenarios analizados incluyen la producción inicial bajo condiciones de levantamiento artificial, la aplicación de recuperación secundaria mediante inyección

de agua y los casos de recuperación mejorada mediante inyección de polímero HPAM con diferentes concentraciones. Esta evaluación permite determinar la alternativa con mayor capacidad para incrementar la recuperación de hidrocarburos y mejorar el desempeño del reservorio.

4.6.1 Comparación integral de los escenarios de producción evaluados

La comparación de los escenarios simulados evidencia que la incorporación de métodos de recuperación secundaria y mejorada genera un incremento significativo en el desempeño del reservorio respecto al escenario base de producción.

El escenario de producción sin inyección presenta los menores valores de recuperación, alcanzando factores de recobro aproximados de 17 % para el arreglo de cinco puntos y 19% para los siete puntos, debido a que el proceso depende principalmente de la energía disponible del yacimiento. La implementación de inyección de agua incrementa considerablemente la recuperación, alcanzando valores cercanos al 34 % en el arreglo de cinco puntos y al 41 % en el de siete puntos, demostrando el efecto positivo del mantenimiento de presión y del desplazamiento adicional de petróleo.

Posteriormente, la aplicación de HPAM permitió evaluar el comportamiento del sistema bajo recuperación mejorada. En el arreglo de cinco puntos, las concentraciones analizadas presentaron valores de recuperación entre aproximadamente 22 % y 34 %, donde la concentración de 0.015 % wt obtuvo el mejor desempeño. Para el arreglo de siete puntos, los escenarios evaluados con 0.015 % wt y 0.03 % wt alcanzaron factores de recobro cercanos al 40 % y 38 %, respectivamente.

De manera general, el arreglo de siete puntos presentó una mayor capacidad de recuperación frente al de cinco puntos, debido a una distribución más

favorable de los pozos, permitiendo una mayor cobertura del volumen del reservorio y mejor contacto entre el fluido inyectado y las zonas con petróleo móvil.

La siguiente tabla resume el desempeño relativo de los principales escenarios evaluados:

Tabla 17. Valores relativos de factor de recobro en función a escenarios.

Escenario	Arreglo	Factor de recobro aproximado (%)
Producción base	Five Spot	17
Producción base	Seven Spot	19
Inyección de agua	Five Spot	34
Inyección de agua	Seven Spot	41
HPAM 0.015 % wt	Five Spot	34
HPAM 0.015 % wt	Seven Spot	40
HPAM 0.03 % wt	Seven Spot	38

Fuente: (Espín, 2026)

Los resultados indican que el incremento de concentración de polímero no genera necesariamente una mejora proporcional en la recuperación, debido a que concentraciones elevadas pueden aumentar la resistencia al flujo y limitar la movilidad dentro del medio poroso.

4.6.2 Identificación del escenario con mayor eficiencia de barrido y factor de recobro

A partir del análisis integral de los parámetros evaluados, el escenario que presenta el mejor desempeño corresponde al arreglo de siete puntos con inyección de HPAM al 0.015 % wt.

Este escenario alcanza un factor de recobro cercano al 40 %, manteniendo además un comportamiento productivo estable durante la vida del proyecto. La concentración seleccionada permite obtener un equilibrio adecuado entre el control de movilidad del agua y la capacidad de desplazamiento del petróleo, favoreciendo una mayor eficiencia de barrido dentro del yacimiento.

Aunque la inyección de agua en el arreglo de siete puntos alcanzó valores de recuperación ligeramente superiores, la aplicación de HPAM proporciona ventajas relacionadas con el control del avance del agua y una distribución más uniforme del fluido desplazante, reduciendo posibles efectos de canalización y mejorando el aprovechamiento del volumen contactado.

Por lo tanto, bajo las condiciones de simulación desarrolladas en CMG para la Arenisca U Inferior del campo Auca, el escenario siete puntos con HPAM al 0.015 % wt se establece como la alternativa técnicamente más favorable, al presentar una combinación óptima entre factor de recobro, eficiencia de barrido y comportamiento productivo, cumpliendo con el objetivo de maximizar la recuperación de petróleo mediante una estrategia de recuperación mejorada.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La caracterización de las propiedades petrofísicas de la Arenisca U Inferior de la formación Napo del campo Auca permitió identificar los parámetros que controlan el comportamiento del desplazamiento de fluidos dentro del reservorio. Las variaciones de permeabilidad, porosidad y distribución de propiedades de roca influyen directamente sobre la transmisibilidad del medio poroso, condicionando la conectividad entre pozos productores e inyectores y afectando la eficiencia de barrido durante los procesos de recuperación secundaria y mejorada.
- El análisis del escenario base de producción evidenció una disminución progresiva del desempeño del reservorio debido al agotamiento de la energía disponible y a la reducción de la capacidad de flujo hacia los pozos productores. Los arreglos evaluados mostraron diferencias en su comportamiento, donde el patrón siete puntos presentó una mayor capacidad de recuperación respecto al de cinco puntos, asociado a una distribución más favorable de los pozos y una mayor cobertura del volumen contactado.
- La simulación de inyección de agua mediante CMG demostró un incremento significativo del factor de recobro debido al mantenimiento de presión y al desplazamiento del petróleo hacia los pozos productores. Sin embargo, el proceso estuvo limitado por fenómenos asociados a la diferencia de movilidad entre el

agua y el petróleo, generando una menor eficiencia de desplazamiento a medida que avanzó el frente de agua.

- Durante la evaluación de recuperación secundaria se identificó la presencia del fenómeno de fingering viscoso, originado por la mayor movilidad del agua respecto al petróleo. Este comportamiento favorece la formación de canales preferenciales de flujo y acelera la llegada del agua a los pozos productores (breakthrough), incrementando el corte de agua y reduciendo la eficiencia volumétrica del barrido del reservorio.
- La aplicación del polímero HPAM permitió mejorar las condiciones de desplazamiento al reducir la relación de movilidad agua-petróleo, incrementando la resistencia al flujo del agua inyectada y favoreciendo una distribución más uniforme del frente de desplazamiento. Este efecto contribuyó a disminuir la tendencia al avance preferencial del agua y mejorar la eficiencia de barrido areal y vertical del yacimiento.
- La evaluación de diferentes concentraciones de HPAM evidenció que un incremento en la concentración del polímero no necesariamente genera mayores recuperaciones. Concentraciones elevadas pueden aumentar excesivamente la viscosidad del fluido inyectado, reduciendo la capacidad de inyección y afectando la transmisibilidad efectiva del sistema. Por esta razón, la concentración óptima debe establecer un equilibrio entre control de movilidad y capacidad de desplazamiento.
- Los escenarios simulados de HPAM mostraron que para el arreglo de cinco puntos, la concentración de 0.015 % wt presentó el mejor desempeño, alcanzando aproximadamente un 34 % de factor de recobro, superior a las concentraciones

evaluadas de 0.03 % wt, 0.05 % wt y 0.075 % wt. Este resultado confirma que una concentración moderada permite mejorar la eficiencia de barrido sin generar restricciones significativas al flujo.

- Para el arreglo de siete puntos, la evaluación comparativa determinó que la inyección de HPAM al 0.015 % wt presentó el escenario más favorable, alcanzando aproximadamente un 40 % de factor de recobro, debido a la combinación entre una adecuada movilidad del fluido desplazante, mayor contacto con el reservorio y mejor aprovechamiento del volumen de hidrocarburos móviles.
- El análisis del corte de agua permitió identificar la influencia del avance del frente de agua sobre la producción. En ambos arreglos se observó un incremento progresivo del corte de agua como consecuencia del desplazamiento del fluido inyectado; sin embargo, la aplicación de HPAM representa una alternativa técnica para retrasar el avance del agua y controlar los efectos asociados al breakthrough temprano.
- La simulación numérica desarrollada en CMG permitió identificar al escenario de siete puntos con inyección de HPAM al 0.015 % wt como la alternativa técnicamente más favorable para el yacimiento U Inferior del campo Auca, debido a que presentó el mejor equilibrio entre factor de recobro, eficiencia de barrido, control de movilidad y comportamiento productivo, cumpliendo con el objetivo de fortalecer la recuperación final de petróleo mediante un método EOR.

5.2 RECOMENDACIONES

- Realizar una caracterización geológica y petrofísica más detallada del yacimiento U Inferior, incorporando análisis de heterogeneidad, distribución de permeabilidad y continuidad de capas, con el propósito de mejorar la representación de las rutas preferenciales de flujo y reducir la incertidumbre en los modelos de simulación.
- Evaluar mediante simulación numérica diferentes estrategias de operación del proceso EOR, considerando variaciones en tasas de inyección, concentración de polímero, tiempo de inicio de inyección y volumen de baches de HPAM, con la finalidad de optimizar el desempeño técnico y económico del proyecto.
- Incorporar al modelo numérico el análisis de fenómenos asociados a la histeresis de permeabilidades relativas, debido a que los ciclos de desplazamiento agua-petróleo pueden modificar las condiciones de flujo y afectar la predicción del avance del frente de agua y la recuperación final.
- Realizar estudios de laboratorio de compatibilidad roca-fluido para determinar la estabilidad del HPAM bajo las condiciones reales del campo Auca, considerando salinidad, temperatura, presencia de minerales y posibles mecanismos de degradación química o mecánica del polímero.
- Evaluar el impacto de la adsorción y retención del polímero en la roca, ya que estos fenómenos pueden reducir la concentración efectiva de HPAM dentro del reservorio y modificar la eficiencia esperada del proceso de recuperación mejorada.

- Analizar económicamente el escenario seleccionado mediante indicadores como inversión, costo del polímero, producción incremental y tiempo de recuperación de inversión, con el objetivo de determinar la viabilidad de implementación a escala de campo.
- Implementar un seguimiento continuo del comportamiento del Water Cut, presión del reservorio, tasas de inyección y producción, con el fin de identificar oportunamente fenómenos de canalización, pérdida de eficiencia de barrido o aparición temprana de breakthrough durante una posible aplicación piloto.
- Considerar la ejecución de una prueba piloto de inyección de HPAM en el arreglo Seven Spot seleccionado, permitiendo validar los resultados obtenidos mediante simulación y ajustar los parámetros operacionales antes de una aplicación a mayor escala en el campo Auca

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abadiano, C. D. (2021). *Estudio de la influencia de surfactantes base solvente en las emulsiones petróleo-agua mediante análisis experimentales para recuperación mejorada* [Universidad Central del Ecuador]. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/22763>
- Bernal, C. A. (2010). *Metodología de la investigación*. www.FreeLibros.me
- Caicedo, A. D., & Cuenca, W. E. (2009). *Optimización de las facilidades de producción del Campo Auca para las actuales condiciones de operación del Campo* [Escuela Politécnica Nacional]. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/1804>
- Castillo, F. L. (2019). *Evaluación técnica-económica de la aplicación del registro gyro-microguide (modo continuo pie a pie) para el posicionamiento de bombas electro sumergibles - mecánicas en pozos petroleros del ecuador, mediante la simulación de tortuosidad/micro-doglegs* [Universidad Central del Ecuador]. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/21109>
- Escobar, F. H. (2012). *Fundamentos de la Ingeniería en Yacimientos*.
- Espín, M. E., & Salas, D. J. (2021). *Diseño de un plan piloto para la implementación de un método químico de recuperación mejorada (EOR) en la arena U inferior del campo Shushufindi - Bloque 57* [Universidad Central del Ecuador]. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/23984>
- Garcia, J. S., & Molina, A. M. (2019). *Análisis técnico del efecto de la inyección de polímero como método de recobro mejorado mediante simulación en el Campo Palogrande-Cebú* [Fundación Universidad de América]. <https://hdl.handle.net/20.500.11839/7646>
- Guato, H. G. (2018). *Optimización de la producción utilizando análisis nodal en pozos de petróleo para la mini estación Auca Sur1 del Campo Auca Sur en el bloque 61*

- [Universidad Central del Ecuador].
<http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/17070>
- Guerrero, A. X., & Valencia, P. F. (2010). *Ubicación y prognosis de pozos a perforar en los campos Auca - Auca Sur*.
- Lastra, B. A., & Suntaxi, C. L. (2020). *Estudio para la optimización de la producción en el proyecto de inyección de agua en la arenisca Basal Tena para el campo Auca Central – Bloque 61 del año 2019* [Universidad Central del Ecuador].
<http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/21256>
- León, S. (2018). *Efecto del polímero utilizado en el proceso de recuperación mejorada, en la formación y estabilidad de las emulsiones en corrientes de producción del área de petrocedeño*.
- Loyola, R. I., & Ariadel, H. F. (2023). *Estudio para la inyección de polímeros como método de recuperación mejorada a la arena U inferior en el campo Sacha* [Universidad Central del Ecuador].
<http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/30834>
- Melendres del pezo, R. S., & González, G. C. (2024). *Evaluación del comportamiento de la tasa de producción y factor de recobro basado en la aplicación de inyección del polímero poliacrilamida parcialmente hidrolizada en la arena U inferior del campo Shushufindi*. [Universidad Estatal Península de Santa Elena,].
<https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/10787>
- Modon, A. (2017). *Teoría de mecánica de los fluidos*.
- Morales, J. D., & Perdomo, J. V. (2020). *Evaluación de un proceso de inyección de polímero mediante simulación numérica considerando diferentes fuentes de agua de inyección y su impacto técnico-económico para el campo Yarigui-Cantagallo*. Fundación Universidad de América.
- Navarrete, F. J. (2020). *Evaluación de los resultados obtenidos del modelo predictivo basado en el método de Dake-Welge de los pozos Auca-179 y Auca-176d*

- influenciados por la inyección de agua* [Universidad UTE].
<https://hdl.handle.net/20.500.13066/23998>
- Neill, D. A., & Cortez, L. (2017). *Procesos y Fundamentos de la Investigación Científica*.
- Neira, D. M., & Tomalá, L. I. (2018). *Simulación de la inyección de polímeros para la optimización del factor de recobro en yacimientos a diferentes temperaturas* [Universidad Estatal Península de Santa Elena].
<http://repositorio.upse.edu.ec:8080/jspui/handle/46000/4493>
- Paris de Ferrer, M. (1988). *Fundamentos de Ingeniería en Yacimiento*.
- Parris de Ferrer, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*.
- Pérez Arias, G. (2013). *Análisis de la producción, porosidad, permeabilidad y saturación (aceite-agua), en el sector norte del Campo Tajín de la Cuenca de Chicontepec* [Universidad Nacional Autónoma de México].
<http://132.248.52.100:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/6745>
- Pinto, B. L., & Zambrano, J. J. (2023). *Análisis del modelo planteado por la Universidad de Tulsa aplicado a una muestra de pozos con sistema de levantamiento artificial tipo jet de distintos campos del Oriente Ecuatoriano*. [Escuela Politécnica Nacional]. <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/25049>
- Reyes, C. E., & Lainez, A. J. (2024). *Evaluación del desplazamiento de un polímero de alto peso molecular para maximizar el factor de recobro del pozo SSF_122DTI del campo Shushufindi*. [Universidad Estatal Península de Santa Elena].
<https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/10789>
- Ruiz, L. F., & Santana, P. A. (2012). *Determinación del diámetro de las gargantas porales y presiones capilares usando el Equipo de Presión Capilar con picnómetro de Mercurio para la caracterización del reservorio Arenisca U del campo Auca, mediante pruebas de Laboratorio* [Escuela Politécnica Nacional].
<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/4629>

- Salazar, F. X. (2017). *Estudio de factibilidad de la técnica casing while drilling en el campo Auca-proyecto Shaya* [Escuela Politécnica Nacional]. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/18364>
- Servio, R. R. (2022). *Análisis técnico para la inyección de polímeros en el yacimiento Basal Tena del campo Amo, bloque 16* [Universidad Central del Ecuador]. <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/28107>
- Tigrero, E. I. (2025). *Simulación de la inyección de polímeros para la optimización del factor de recobro en el campo Cuyabeno, aplicando el software CMG*. [Universidad Estatal Península de Santa Elena]. <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/13001>
- Tomalá, D. G. (2023). *Evaluación del mecanismo en reservorios con tecnología Dumpsflooding mediante un modelo matemático en un caso de estudio del activo Auca* [Universidad Estatal Península de Santa Elena]. <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/9360>
- Yáñez, L. M. (2017). *Evaluación de un pozo productor de crudo Utilizando la herramienta mobile test unit en el campo Auca de la Amazonia Ecuatoriana* [Universidad UTE]. <https://hdl.handle.net/20.500.13066/21360>

ANEXOS

