



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

TEMA:

**“ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN
MEJORADA DE PETRÓLEO PARA EVALUAR SU FACTIBILIDAD
TÉCNICA E INCREMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO EN UN
YACIMIENTO DEL ORIENTE ECUATORIANO”**

**TRABAJO DE TITULACIÓN
PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEO**

AUTORES:

**GABRIELA PAOLA CHARCOPA MOREIRA
CHRISTIAN MANUEL AGUILAR PINOS**

TUTOR:

ING. CARLOS ALFREDO MALAVÉ CARRERA, MSc.

LA LIBERTAD –ECUADOR

2020

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

TEMA:

**“ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN
MEJORADA DE PETRÓLEO PARA EVALUAR SU FACTIBILIDAD
TÉCNICA E INCREMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO EN UN
YACIMIENTO DEL ORIENTE ECUATORIANO”**

**TRABAJO DE TITULACIÓN
PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN PETRÓLEO**

AUTORES:

GABRIELA PAOLA CHARCOPA MOREIRA

CHRISTIAN MANUEL AGUILAR PINOS

TUTOR:

ING. CARLOS ALFREDO MALAVÉ CARRERA, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2020

DECLARACIÓN EXPRESADA

Nosotros, **GABRIELA PAOLA CHARCOPA MOREIRA** con C.I. **1600630212** y **CHRISTIAN MANUEL AGUILAR PINOS** con C.I. **2300543549**, declaramos bajo juramento que el presente trabajo denominado “**ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO PARA EVALUAR SU FACTIBILIDAD TÉCNICA E INCREMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO EN UN YACIMIENTO DEL ORIENTE ECUATORIANO**” es de nuestra autoría; el cual no ha sido presentado para ningún grado o calificación profesional y que hemos consultado las referencias bibliográficas incluidas en este documento.

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



Gabriela Paola Charcopa Moreira

C.I. 1600630212



Christian Manuel Aguilar Pinos

C.I. 2300543549

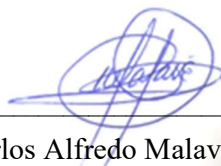
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Carlos Alfredo Malavé Carrera; Mg.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

En mi calidad de Tutor del presente trabajo “**ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO PARA EVALUAR SU FACTIBILIDAD TÉCNICA E INCREMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO EN UN YACIMIENTO DEL ORIENTE ECUATORIANO**”, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo, elaborado por **GABRIELA PAOLA CHARCOPA MOREIRA** y **CHRISTIAN MANUEL AGUILAR PINOS**, egresados de la Carrera de Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, lo apruebo en todas sus partes.



Ing. Carlos Alfredo Malavé Carrera; Mg.

CI. 0912370095

TUTOR

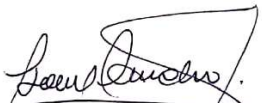
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

CERTIFICO

Que, he revisado aspectos relacionados a la redacción, ortografía y sintaxis del trabajo de titulación, con el tema **“ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO PARA EVALUAR SU FACTIBILIDAD TÉCNICA E INCREMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO EN UN YACIMIENTO DEL ORIENTE ECUATORIANO”**, elaborado por **GABRIELA PAOLA CHARCOPA MOREIRA** y **CHRISTIAN MANUEL AGUILAR PINOS**, para optar por el Grado Académico de **INGENIERO EN PETRÓLEO**, de la Carrera Ingeniería en Petróleo, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

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

La Libertad, marzo 2021


Lic. Isabel Camacho Polo

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



CERTIFICADO ANTIPLAGIO

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

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

La Libertad, 12 de marzo de 2021

002-CAMC-2021

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado “**ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO PARA EVALUAR SU FACTIBILIDAD TÉCNICA E INCREMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO EN UN YACIMIENTO DEL ORIENTE ECUATORIANO**” elaborado por los estudiantes **GABRIELA PAOLA CHARCOPA MOREIRA** y **CHRISTIAN MANUEL AGUILAR PINOS**, egresados de la Carrera de Petróleo, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero de Petróleo, me permito declarar que una vez analizado en el sistema anti plagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con **3%** de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Adjunto reporte de similitud.

Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.
DOCENTE TUTOR
CI. 0912370095

“ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO PARA EVALUAR SU FACTIBILIDAD TÉCNICA E INCREMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO EN UN YACIMIENTO DEL ORIENTE ECUATORIANO”

AUTORES: GABRIELA PAOLA CHARCOPA MOREIRA y CHRISTIAN MANUEL AGUILAR PINOS

URKUND	
Documento	Tesis Aguilar-Charcopa.docx (D98187725)
Presentado	2021-03-12 19:34 (-05:00)
Presentado por	cmalave@upse.edu.ec
Recibido	cmalave.upse@analysis.orkund.com
	3% de estas 45 páginas, se componen de texto presente en 13 fuentes.

AGRADECIMIENTO

*A **Dios**, por cuidar y guiar nuestros pasos, por no abandonarnos en los momentos difíciles y darnos la sabiduría y fortaleza de lograr cumplir con nuestro objetivo de tan anhelada carrera.*

*A **nuestros padres**, que han sido el apoyo principal y fundamental, por habernos forjado como personas de bien con valores y principios, exigiéndonos siempre el respeto y cumplimiento de nuestras obligaciones indirectamente y sobre todo, motivarnos continuamente a alcanzar nuestra meta.*

*A **nuestros amigos**, por acompañarnos en el transcurso de nuestra carrera universitaria compartiendo un mismo objetivo, demostrando ser calidad de personas y por su apoyo incondicional en tiempos difíciles.*

*Al **Ing. Carlos Alfredo Malavé Carrera**, por ser nuestro tutor y darnos la oportunidad de realizar este trabajo bajo su asesoría, brindándonos sus conocimientos y colaboración para lograr desarrollar este trabajo de investigación.*

*A **nuestros maestros**, por sus enseñanzas a lo largo de esta carrera profesional, por su paciencia y tiempo para reforzar nuestros conocimientos.*

*A la **Universidad Estatal Península de Santa Elena**, por acogernos en sus instalaciones y permitir formarnos como profesionales, perteneciendo a la carrera de Ingeniería en Petróleo.*

*Al **señor Víctor Manuel Salazar Araque**, Gerente América Latina y el Caribe de la empresa **Computer Modelling Group Ltd (CMG)**, por la predisposición en la facilitación de la licencia y permisos necesarios para utilizar Reservoir Simulation Software, apoyando a la educación e innovación en los trabajos de investigación.*

Gracias a todos por el apoyo brindado

DEDICATORIA

*A **Dios** por guiar y bendecir mi camino con salud y paz.*

*A mis padres **Gladys Pinos Dávila** y **Manuel Aguilar Montaña**, por toda su dedicación, esfuerzo y su ardua labor por querer sacarme adelante con mis estudios, fueron fundamentales en mi vida y gracias al apoyo incondicional que me brindaron pude culminar mi proyecto de tesis y mi carrera universitaria. Muchas gracias por todo, los amo mucho.*

*A mis hermanos **Dyna Pinos, Marco Aguilar** y **Alexander Aguilar**, por confiar y brindarme sus consejos para poder culminar mis estudios.*

*A mi novia **Renata Vega**, por brindarme su apoyo desde el primer día que nos conocimos en la universidad, por ser mi amiga y compañera, por estar presente en momentos importantes de mi carrera, donde gracias a la misma nos pudimos conocer. Hoy por hoy hemos culminado juntos esta etapa de nuestras vidas, te amo y gracias por tu amor incondicional.*

*A mis **maestros**, por haberme brindado todo su conocimiento y tiempo para mejorar mi vida profesional.*

*A mis mascotas **Muñeca, Oso, Bigotes** y **Whisky**, por llenarme de felicidad en momentos difíciles.*

Christian Manuel Aguilar Pinos

*Dedico este trabajo de investigación a **Dios**, por darme la fuerza y fortaleza durante todo este tiempo para lograr culminar mi carrera universitaria y estar conmigo en todo momento.*

*A mi mamá **María Valencia**, por ser la primera persona en creer en mí, por ser mi motivación y aliento cada mañana, brindándome su apoyo y amor incondicional y mediante sus enseñanzas y valores educarme de manera ejemplar, estando en los momentos más difíciles y deseando siempre lo mejor para mí.*

*A mi papá **Gastón Vega**, por acogerme en sus brazos y ser un gran padre, por darme todo sin esperar nada a cambio, porque hasta cuando siente que no puede más no se rinde y su ayuda ha sido fundamental y de gran importancia en el transcurso de mi vida.*

*A mis hermanos **Sandra, Valeria y Ricardo**, por estar siempre a mi lado, apoyarme en los momentos más difíciles y compartir lo mejor de cada uno, demostrándome que la familia tiene que ser unida y para siempre.*

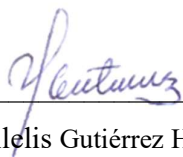
*A mi sobrina **Darla Dakota**, por ser la luz del hogar y enseñarme el amor más bonito que puede existir en el mundo, siendo mi motivación de seguir adelante y brindarle todo lo mejor.*

*A la señora **Gladys Pinos**, por su ayuda incondicional y desinteresada a lo largo de este proceso, convirtiéndose en una de las personas importantes en mi vida, por los consejos brindados y los buenos momentos compartidos.*

*A **Christian**, por conocernos e iniciar juntos esta travesía y después de 6 años lograr culminar este proceso, por haber estado en situaciones turbulentas y jamás abandonarme, por conocer lo fácil o complicado de lograr este objetivo, por las risas, llantos y tiempo que hemos compartido apoyándonos el uno al otro, por ser el dueño de mis sentimientos y el amor de mi vida.*

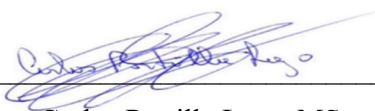
Gabriela Paola Charcopa Moreira

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



Ing. Marilelis Gutiérrez Hinestroza, PhD.

DIRECTOR (E) DE LA CARRERA
DE PETRÓLEOS



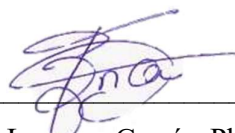
Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc.

PROFESOR DE ARÉA



Ing. Carlos Malavé Carrera, Mgs.

PROFESOR TUTOR



Lic. Erica Lorenzo García, PhD.

SECRETARÍA

ÍNDICE GENERAL

DECLARACIÓN EXPRESADA	i
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	ii
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA	iii
CERTIFICADO ANTIPLAGIO.....	iv
AGRADECIMIENTO	vi
DEDICATORIA	vii
TRIBUNAL DE GRADUACIÓN	ix
ÍNDICE GENERAL	ii
ÍNDICE DE GRÁFICAS.....	ix
ÍNDICE DE TABLAS	xiv
ÍNDICE DE ECUACIONES	xvii
RESUMEN	xx
ABSTRAC	xxi
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
ASPECTOS GENERALES	3
1.1. DESCRIPCIÓN DEL TEMA.....	3
1.2. ANTECEDENTES	3
1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	5
1.4. JUSTIFICACIÓN	5
1.5. OBJETIVOS.....	6
1.5.1. Objetivo General.....	6
1.5.2. Objetivos Específicos.	6

1.6.	ALCANCE	7
1.7.	HIPÓTESIS	7
1.8.	VARIABLES.....	7
1.8.1.	Variable Independiente.....	7
1.8.2.	Variable Dependiente.....	7
CAPÍTULO II.....		8
MARCO TEÓRICO		8
2.1.	GENERALIDADES DEL CAMPO FRONTERA.....	8
2.1.1.	Historia del campo.....	8
2.1.2.	Ubicación.....	8
2.1.3.	Condiciones del campo.....	9
2.2.	GEOLOGÍA DEL CAMPO	12
2.2.1.	Geofísica.....	12
2.2.2.	Estratigrafía.....	13
2.2.3.	Litología.....	17
2.3.	PROPIEDADES DE LA ROCA	19
2.3.1.	Porosidad.....	19
2.3.2.	Permeabilidad.....	20
2.3.2.1.	Clasificación de permeabilidad.....	21
2.3.3.	Saturación.....	22
2.3.4.	Presión Capilar.....	23
2.3.5.	Humectabilidad.....	25
2.3.6.	Comprensibilidad.....	27
2.3.6.1.	Comprensibilidad de la roca matriz.....	28
2.3.6.2.	Comprensibilidad del volumen total de la roca.....	28
2.3.6.3.	Comprensibilidad de los poros.....	28

2.3.6.4.	Comprensibilidad total de un reservorio	29
2.4.	PROPIEDADES PVT DE LOS FLUIDOS.....	29
2.4.1.	Densidad del petróleo.	29
2.4.2.	Gravedad específica.....	30
2.4.3.	Factor volumétrico de petróleo.....	30
2.4.4.	Viscosidad del petróleo.....	31
2.4.5.	Factor del volumen de formación del petróleo.....	32
2.4.6.	Presión de Burbuja.....	33
2.4.7.	Clasificación del crudo.....	33
2.4.8.	Gravedad API.....	34
2.4.9.	Composición del crudo.....	34
2.4.10.	Factor de recobro.....	35
2.5.	RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO.....	35
2.5.1.	Recuperación primaria.....	38
2.5.2.	Recuperación secundaria.....	39
2.5.2.1.	Inyección de agua.....	39
2.5.2.2.	Inyección de gas.....	42
2.5.2.3.	Inyección de agua y gas.....	43
2.5.3.	Recuperación terciaria o mejorada.....	43
2.5.3.1.	Factores principales que afectan la recuperación mejorada.....	43
2.5.3.1.1.	Desplazamiento microscópico.....	43
2.5.3.1.2.	Desplazamiento macroscópico.....	45
2.5.3.1.3.	Relación de movilidad.....	48
2.5.3.1.4.	Digitación viscosa.....	49
2.5.3.1.5.	Heterogeneidad del yacimiento.....	50
2.5.4.	Petróleo incremental.....	50

2.6.	TÉCNICAS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.....	51
2.6.1.	Métodos Térmicos.....	51
2.6.1.1.	Inyección de vapor.....	51
2.6.1.1.1.	Inyección de vapor cíclica.....	52
2.6.1.1.2.	Inyección de vapor continua.....	54
2.6.1.2.	Combustión in-situ.....	57
2.6.1.3.	Inyección de agua caliente.....	60
2.6.2.	Gases Miscibles.....	62
2.6.2.1.	Inyección de CO ₂	62
2.6.2.2.	Inyección de N ₂	65
2.6.2.3.	Presión mínima de miscibilidad (MMP).....	66
2.6.2.4.	Gases Inmiscibles.....	68
2.6.3.	Métodos Químicos.....	68
2.6.3.1.	Inyección de polímeros.....	68
2.6.3.2.	Inyección de surfactantes.....	72
2.6.3.3.	Inyección de soluciones alcalinas.....	75
2.6.3.3.1.	Inyección álcali – surfactante AS.....	77
2.6.3.3.2.	Inyección álcali –surfactante-polímero ASP.....	78
CAPÍTULO III.....		80
METODOLOGÍA.....		80
3.1.	METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN.....	80
3.1.1.	Tipo de investigación.....	80
3.1.2.	Recopilación de información y datos.....	80
3.1.3.	Población y muestra.....	81
3.1.4.	Procesamiento de Información.....	81
3.2.	METODOLOGÍA DE ANÁLISIS.....	81

3.2.1.	Selección del método.....	81
3.2.1.1.	Comparación de la inyección térmica de vapor.....	81
3.2.1.2.	Comparación de la inyección térmica por combustión insitu.....	84
3.2.1.3.	Comparación de la inyección térmica de agua caliente.....	86
3.2.1.4.	Comparación de la inyección por gas miscible de CO ₂	88
3.2.1.5.	Comparación de la inyección por gas miscible de N ₂	89
3.2.1.6.	Comparación de la inyección por gases inmiscibles.....	91
3.2.1.7.	Comparación de inyección química de polímeros.....	92
3.2.1.8.	Comparación de la inyección química de álcali – surfactantes.....	94
3.2.1.9.	Comparación de la inyección química de ASP.....	95
3.2.2.	Software Eorgui.....	100
3.3.	SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.....	101
3.3.1.	Simulador CMG 2021.....	102
3.4.	RESERVORIO DE SIMULACIÓN.....	103
3.4.1.	Construcción Modelo Estático.....	103
3.4.2.	Unidad Geológica del Modelo-Reservorio.....	104
3.4.3.	Configuración de la Malla.....	107
3.4.4.	Variables Estáticas.....	110
3.4.4.1.	Definición sobre el cálculo de propiedades del mallado.....	110
3.4.4.2.	Definición de Arenas (Sectorización).....	111
3.4.4.3.	Valores de Porosidad.....	112
3.4.4.4.	Valores de Permeabilidad.....	114
3.4.5.	Variables Dinámicas.....	115
3.4.5.1.	Modelo de Crudo.....	115
3.4.5.2.	Modelo de permeabilidades relativas.....	125
3.4.5.3.	Condiciones Iniciales.....	130

3.4.6. Pozos.....	135
3.4.6.1. Historial de pozos.....	137
3.4.7. History Match.	142
3.4.7.1. U inferior.....	143
3.4.7.2. T inferior.....	144
CAPÍTULO IV	146
ANÁLISIS DE RESULTADOS	146
4.1. SELECCIÓN DEL MÉTODO EOR	146
4.1.1. Interpretación de la comparación de aplicabilidad de los métodos EOR en el campo Frontera.	146
4.1.2. Interpretación de la comparación de aplicabilidad de los métodos EOR en el campo Frontera con el Software Eorgui	147
4.1.3. Evaluación del método seleccionado.....	148
4.2. SIMULACIÓN CAMPO FRONTERA.....	148
4.2.1. Pronóstico de Producción sin aplicar EOR.....	148
4.2.1.1. U inferior.....	149
4.2.1.2. T inferior.....	149
4.2.2. Inyección de Gas Inmiscible, Arena T inferior.....	151
4.2.2.1. U inferior.....	151
4.2.2.2. T inferior.....	154
CAPÍTULO V.....	164
ANÁLISIS ECONÓMICO	164
5.1. FACTIBILIDAD ECONÓMICA DEL CAMPO FRONTERA.....	164
5.1.1. Producción de petróleo, agua, y fluido.	164
5.1.2. Precio de petróleo.	165
5.1.3. Inyección de N ₂	166

5.1.4.	Precio de N ₂ para inyección.....	166
5.1.5.	Costos de producción, workover y perforación.	167
5.1.6.	Costo implementación método EOR.	167
5.1.7.	Costo conversión de Pozo productor a inyector.	168
5.1.8.	Tasa de Inflación.....	168
5.1.9.	Tasa de interés pasiva efectivas referenciales por plazo.....	168
5.1.10.	Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento.	169
5.1.11.	Indicadores económicos.	169
5.1.12.	Valor Presente Neto (VPN).....	169
5.1.12.1.	U inferior.....	169
5.1.12.2.	T inferior.	169
5.1.13.	Tasa Interna de Retorno (TIR).	170
5.1.13.1.	U inferior.....	170
5.1.13.2.	T inferior.	170
5.1.14.	Relación Costo Beneficio (CB).....	171
5.1.14.1.	U inferior.....	171
5.1.14.2.	T inferior.	171
CAPÍTULO VI		179
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		179
6.1.	CONCLUSIONES.....	179
6.2.	RECOMENDACIONES	180
BIBLIOGRAFÍA		182
ANEXOS		189

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Figura 1. Ubicación geográfica del campo Frontera	9
Figura 2. Ubicación de los pozos del Campo Frontera.....	11
Figura 3. Sísmica 2D del campo Frontera	12
Figura 4. Sísmica 3D del campo Frontera	12
Figura 5. Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente	15
Figura 6. Columna estratigráfica del campo Frontera	16
Figura 7. Correlación estructural NE – SW	17
Figura 8. Porosidad del reservorio.....	20
Figura 9. Representación de la ley de Darcy	21
Figura 10. Representación de permeabilidades relativas de agua y petróleo	22
Figura 11. Presión capilar.....	24
Figura 12. Comportamiento de la presión capilar en la fase de drenaje e imbibición....	24
Figura 13. Tensiones interfaciales y ángulos de contacto de los fluidos en el medio poroso	25
Figura 14. Mojabilidad de los poros.....	25
Figura 15. Comportamiento de permeabilidades relativas y saturaciones en un proceso de inyección.....	27
Figura 16. Curva típica de la viscosidad del petróleo en el reservorio a temperatura constante	32
Figura 17. Producción mundial de petróleo.....	36
Figura 18. Influencia de los mecanismos de producción en el recobro de petróleo.....	38
Figura 19. Generalidades de la inyección de agua	39
Figura 20. Arreglos de pozos para un reservorio.....	40
Figura 21. Ubicación de pozos inyectores y productores de manera dispersa	41
Figura 22. Inyección de gas.....	42
Figura 23. Eficiencia de barrido vertical en procesos de recuperación mejorada	47
Figura 24. Eficiencia de barrido areal en procesos de recuperación mejorada	47
Figura 25. Fenómeno de digitación viscosa	49
Figura 26. Recuperación incremental producto de los métodos EOR.....	51

Figura 27. Proceso de inyección de vapor	52
Figura 28. Sistema de inyección de vapor cíclica	53
Figura 29. Fases de la inyección cíclica	53
Figura 30. Inyección cíclica de vapor.....	54
Figura 31. Proceso de inyección de vapor continua	55
Figura 32. Combustión Insitu	57
Figura 33. Zonas presentes en el yacimiento durante un proceso de combustión in-situ	58
Figura 34. Diagrama esquemático de perfiles y zonas de temperatura y saturación en combustión in situ.....	58
Figura 35. Proceso de inyección de agua caliente	61
Figura 36. Proceso del método de inyección de CO ₂	63
Figura 37. Sistema de inyección de CO ₂	63
Figura 38. Esquema de un polímero	69
Figura 39. Inyección de polímeros	70
Figura 40. Etapas de la inyección de polímeros	71
Figura 41. Grupos de tensioactivos	72
Figura 42. Curva de comportamiento entre la tensión superficial y la concentración ...	73
Figura 43. Micela y grupos para formar el surfactante.....	73
Figura 44. Absorción de surfactante y cambio en la mojabilidad	74
Figura 45. Etapas de la solución de surfactantes	74
Figura 46. Inyección de soluciones alcalinas	76
Figura 47. Etapas de la inyección de soluciones alcalinas	77
Figura 48. Inyección ASP.....	78
Figura 49. Etapas de la inyección ASP.....	79
Figura 50. Comparación entre las arenas productoras y los criterios de inyección de vapor	83
Figura 51. Comparación entre las arenas productoras y los criterios de combustión insitu	85
Figura 52. Comparación entre las arenas productoras y los criterios de agua caliente ..	87
Figura 53. Comparación entre las arenas productoras y los criterios de CO ₂	89
Figura 54. Comparación entre las arenas productoras y los criterios de N ₂	90

Figura 55. Comparación entre las arenas productoras y los criterios de gases inmiscibles	92
Figura 56. Comparación entre las arenas productoras y los criterios de inyección de polímeros	93
Figura 57. Comparación entre las arenas productoras y los criterios inyección AS	95
Figura 58. Comparación entre las arenas productoras y los criterios de inyección ASP	97
Figura 59. Porcentaje de aplicabilidad de los métodos EOR en la arena U Inferior. ...	100
Figura 60. Screening de aplicabilidad de los métodos EOR en la arena U Inferior.....	100
Figura 61. Porcentaje de aplicabilidad de los métodos EOR en la arena T Inferior ...	101
Figura 62. Screening de aplicabilidad de los métodos EOR en la arena T Inferior	101
Figura 63. Ventana de Inicio	103
Figura 64. Digitación de tope de arena, U inferior.....	104
Figura 65. Digitación de tope de arena, T inferior	104
Figura 66. Digitación de espesor de arena, U inferior.....	105
Figura 67. Digitación de espesor de arena, T inferior	105
Figura 68. Importación de mapa isópaco, U inferior.....	106
Figura 69. Vista del mapa isópaco	107
Figura 70. Importación de la Trayectoria de los pozos	108
Figura 71. Importación de la Trayectoria de los pozos	108
Figura 72. Configuración de la Malla.....	109
Figura 73. Grid Ejecutado	109
Figura 74. Ingreso de Topes y Espesor, U inferior y T inferior	110
Figura 75. Definición de sectores, U inferior	111
Figura 76. Definición de sectores, T inferior.....	112
Figura 77. Ingreso de Porosidad por sectores.....	114
Figura 78. Ingreso de data de Permeabilidad por sectores	115
Figura 79. Generación de Datos PVT usando correlaciones, U inferior	116
Figura 80. Generación de Datos PVT usando correlaciones, T inferior.....	116
Figura 81. Match PVT Arena U inferior, PVT sintético	120
Figura 82. Match PVT Arena U inferior, PVT ajustado	120
Figura 83. Match PVT Arena T inferior, PVT sintético.....	121
Figura 84. Match PVT Arena T inferior, PVT ajustado	121

Figura 85. Parámetros de fluido en superficie. U inferior	122
Figura 86. Parámetros de fluido en superficie. T inferior	122
Figura 87. Data complementaria para generar el PVT, U inferior	123
Figura 88. Especificación de Datos PVT para U inferior y T inferior	125
Figura 89. Correlación pozo Frontera 003.....	126
Figura 90. Correlación pozo Frontera 004B.....	126
Figura 91. Correlación pozo Frontera 003.....	127
Figura 92. Correlación pozo Frontera 004B.....	127
Figura 93. Interfaz de aplicación de correlaciones para permeabilidades	130
Figura 94. Especificación de presión de burbuja.....	131
Figura 95. Condiciones iniciales del reservorio. U inferior	132
Figura 96. Condiciones iniciales del reservorio. T inferior	132
Figura 97. Configuración del acuífero, U inferior.....	133
Figura 98. Configuración del acuífero, U inferior.....	134
Figura 99. Configuración del acuífero. T inferior	134
Figura 100. Configuración del acuífero. T inferior	135
Figura 101. Fecha de perforado Pozo FRN-001.....	136
Figura 102. Intervalos perforados de pozos.....	137
Figura 103. Interfaz de ingreso de Historial de Producción	138
Figura 104. Definición de parámetros y unidades, historial de producción	138
Figura 105. Ingreso de data de producción.....	139
Figura 106. Configuración del Grupo de pozos	139
Figura 107. Estado del pozo	141
Figura 108. Eventos de pozos.....	141
Figura 109. Informe en la Inicialización del modelo.....	142
Figura 110. History Match, tasa de petróleo U inferior.....	143
Figura 111. History Match, tasa de agua U inferior	144
Figura 112. History Match, tasa de petróleo T inferior	145
Figura 113. History Match, tasa de agua T inferior	145
Figura 114. Selección del método EOR	147
Figura 115. Presentación de modelo definido, U inferior - T inferior.....	148
Figura 116. Pronóstico U inferior, pozos por default, sin EOR	149

Figura 117. Pronóstico T inferior, pozos por default, sin EOR.....	150
Figura 118. Pronóstico de FRN-004B, Arena T inferior sin EOR	150
Figura 119. Pronóstico de FRN-002, Arena T inferior sin EOR.....	151
Figura 120. Caudal de petróleo, escenarios sin y con EOR, U inferior.....	152
Figura 121. Factor de recobro de petróleo, escenarios de pozos inyectoras, U inferior	152
Figura 122. Petróleo por unidad de área [ft ³ /ft ²], Pozo FRN-002, Arena U inferior. .	153
Figura 123. Petróleo por unidad de área [ft ³ /ft ²], Pozo FRN-004B, Arena U inferior	154
Figura 124. Factor de recobro de petróleo, escenarios de pozos inyectoras, T inferior	155
Figura 125. Petróleo por unidad de área [ft ³ /ft ²], Pozo FRN-002, T inferior	156
Figura 126. Petróleo por unidad de área [ft ³ /ft ²], Pozo FRN-004B, T inferior.....	156
Figura 127. Caudal de petróleo, escenarios sin y con EOR, T inferior	157
Figura 128. Corte de agua, escenarios sin y con EOR, T inferior	157
Figura 129. Potencia de petróleo, con y sin EOR, T inferior	158
Figura 130. Factor de recobro de petróleo, escenarios de tasas de inyección, T inferior	158
Figura 131. Tasa de producción de petróleo y corte de agua, 400K ft ³ /día de tasa de inyección por pozo, T inferior	159
Figura 132. Tasa de producción de petróleo y corte de agua, Pozo FRN-004B, T inferior, Sin EOR.....	159
Figura 133. Tasa de producción de petróleo y corte de agua, Pozo FRN-004B, T inferior, Con EOR	160
Figura 134. Tasa de producción de petróleo y corte de agua, Pozo FRN-006D, T inferior, Sin EOR (Izquierda) – Con EOR (Derecha)	160
Figura 135. Tasa de producción de petróleo y corte de agua, Pozo FRN-002, T inferior, Sin EOR.....	161
Figura 136. Tasa de producción de petróleo y corte de agua, Pozo FRN-002, T inferior, Con EOR	161
Figura 137. Tasa de producción de petróleo y corte de agua, Pozo FRN-005R, T inferior, Sin EOR.....	162
Figura 138. Tasa de producción de petróleo y corte de agua, Pozo FRN-005R, T inferior, Con EOR	162

Figura 139. Tasa de producción de petróleo y corte de agua, Pozo FRN-001R, T inferior, Sin EOR.....	163
Figura 140. Tasa de producción de petróleo y corte de agua, Pozo FRN-001R, T inferior Con EOR	163

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Reservas del campo Frontera	10
Tabla 2. Pozos del campo Frontera	10
Tabla 3. Datos del Reservorio, U inferior	18
Tabla 4. Datos del Reservorio, T Inferior.....	19
Tabla 5. Clasificación del crudo por la gravedad API.....	34
Tabla 6. Composición del crudo.....	35
Tabla 7. Cuadro comparativo entre las arenas productoras del campo frontera y los criterios de selección de la inyección de vapor	83
Tabla 8. Cuadro comparativo entre las arenas productoras del campo frontera y los criterios de selección de la combustión in-situ.....	85
Tabla 9. Cuadro comparativo entre los criterios de selección del agua caliente y las arenas productoras del campo frontera	87
Tabla 10. Cuadro comparativo entre los criterios de selección del CO ₂ Miscible y las arenas productoras del campo frontera	88
Tabla 11. Cuadro comparativo entre los criterios de selección del N ₂ Miscible y las arenas productoras del campo frontera	90
Tabla 12. Cuadro comparativo entre los criterios de selección de gases inmiscibles y las arenas productoras del campo frontera	91
Tabla 13. Cuadro comparativo entre los criterios de selección de polímeros y las arenas productoras del campo frontera	93
Tabla 14. Cuadro comparativo entre los criterios de selección de AS y las arenas productoras del campo frontera	94
Tabla 15. Cuadro comparativo entre los criterios de selección de ASP y las arenas productoras del campo frontera	96
Tabla 16. Interpretación de la comparación de las arenas productoras U Inferior y T Inferior del campo Frontera junto con los criterios de selección de EOR.....	98
Tabla 17. Configuración de Malla.....	109
Tabla 18. Datos petrofísicos y de fluidos de Arenas Napo	113
Tabla 19. Prueba de Liberación Diferencial U inferior	117

Tabla 20. Prueba de Liberación Diferencial T inferior	117
Tabla 21. Prueba de Viscosidad, U inferior.....	119
Tabla 22. Prueba de Viscosidad, T inferior	119
Tabla 23. Data petróleo subsaturado, U inferior	123
Tabla 24. Data petróleo subsaturado, T inferior.....	124
Tabla 25. Saturaciones y Permeabilidades relativas (end points), posterior al ajuste matemático.....	128
Tabla 26. Permeabilidades relativas ajustadas, U inferior.....	128
Tabla 27. Permeabilidades relativas ajustadas, T inferior	129
Tabla 28. Condiciones iniciales del modelo	130
Tabla 29. Data de acuíferos	133
Tabla 30. Fecha de intervalos perforados.....	135
Tabla 31. Intervalos de cierre de pozos	140
Tabla 32. Parámetros especificados en el menú Numerical	142
Tabla 33. POES, Petroamazonas Vs Caso Estudio	142
Tabla 34. Resultados en porcentaje de aplicabilidad de los métodos EOR (Eorgui) ...	147
Tabla 35. Producción de Petróleo, Agua, Caso base - Caso inmisible, U inferior	164
Tabla 36. Producción de Petróleo, Agua, Caso base - Caso inmisible, T inferior	165
Tabla 37. Precio de Petróleo, pronóstico.....	165
Tabla 38. Inyección de N ₂ , U inferior.....	166
Tabla 39. Inyección de N ₂ , T inferior	166
Tabla 40. Costo de producción, workover y perforación	167
Tabla 41. Costo de Implementación de método EOR	167
Tabla 42. Costos por operaciones en conversión de pozo productor a inyector	168
Tabla 43. Tasa de inflación nacional	168
Tabla 44. VAN – Precio bajo de petróleo, U inferior.....	172
Tabla 45. VAN – Precio referencial de petróleo, U inferior	173
Tabla 46. VAN – Precio alto de petróleo, U inferior	174
Tabla 47. VAN – Precio bajo de petróleo, T inferior	175
Tabla 48. VAN – Precio referencial de petróleo, T inferior.....	176
Tabla 49. VAN – Precio alto de petróleo, T inferior	177
Tabla 50. TIR, U inferior.....	178

Tabla 51. TIR, T inferior	178
Tabla 52. CB, U inferior.....	178
Tabla 53. CB, T inferior	178
Tabla 54. Resumen de resultado de parámetros de producción, U inferior.....	189
Tabla 55. Resumen de resultado de parámetros de producción, T inferior	189

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1. Porosidad.....	19
Ecuación 2. Permeabilidad	21
Ecuación 3. Permeabilidad Efectiva	21
Ecuación 4. Permeabilidad Relativa	22
Ecuación 5. Saturación	22
Ecuación 6. Saturación del fluido	23
Ecuación 7. Saturación del Petróleo	23
Ecuación 8. Suma de fases.....	23
Ecuación 9. Presión Capilar.....	23
Ecuación 10. Tipos de Presión Capilar.....	24
Ecuación 11. Tensión Superficial	26
Ecuación 12. Angulo de Contacto	26
Ecuación 13. Comprensibilidad.....	28
Ecuación 14. Comprensibilidad de la roca matriz	28
Ecuación 15. Comprensibilidad del volumen total de la roca	28
Ecuación 16. Comprensibilidad de los poros.....	28
Ecuación 17. Comprensibilidad total de un reservorio.....	29
Ecuación 18. Densidad del petróleo	29
Ecuación 19. Densidad del Petróleo con propiedades PVT.....	30
Ecuación 20. Gravedad específica	30
Ecuación 21. Factor volumétrico de petróleo	31
Ecuación 22. Factor del volumen de formación del petróleo	32
Ecuación 23. Gravedad API.....	34
Ecuación 24. Factor de recobro	35
Ecuación 25. Fuerzas viscosas.....	45
Ecuación 26. Eficiencia de desplazamiento microscópica	45
Ecuación 27. Eficiencia total de desplazamiento.....	46
Ecuación 28. Eficiencia volumétrica de barrido	46
Ecuación 29. Eficiencia de barrido vertical (Ev).....	46

Ecuación 30. Eficiencia de barrido áreal	47
Ecuación 31. Relación de movilidad	48
Ecuación 32. División entre el fluido desplazante y el fluido desplazado	48
Ecuación 33. Número Capilar.....	48
Ecuación 34. Modelo de permeabilidades relativas.....	125
Ecuación 35. Permeabilidades relativas ajustadas, U inferior	128
Ecuación 36. Permeabilidades relativas ajustadas, T inferior	129

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

“ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO PARA EVALUAR SU FACTIBILIDAD TÉCNICA E INCREMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO EN UN YACIMIENTO DEL ORIENTE ECUATORIANO”

Autores: Gabriela Paola Charcopa Moreira
Christian Manuel Aguilar Pinos

Tutor: Ing. Carlos Alfredo Malavé Carrera

RESUMEN

El presente trabajo muestra un análisis detallado de nueve métodos de recuperación mejorada, en los que se compararon algunos parámetros básicos de las arenas productoras U Inferior y T Inferior del campo Frontera, junto con los criterios de selección de cada método mediante la tabulación de tablas, gráficas comparativas y el uso de la interfaz de selección rápida del software Eorgui. Se constató dicho análisis y se seleccionó el método idóneo que posteriormente se ejecutó en el simulador CMG, en el que se estableció un modelo estático del reservorio con la importación de datos como: porosidad, topes de formación, permeabilidad, profundidades y el modelo dinámico del crudo, permeabilidades relativas y condiciones de los pozos. Los resultados muestran que para las dos arenas del campo el mejor método a usar es el de gases inmiscibles, teniendo un porcentaje de aplicabilidad del 100% para la arena U Inferior y entre un 83% a 94% para la arena T Inferior. En términos de factor de recobro los resultados se muestran favorables para la arena T Inferior que incrementó un 60,6% con la aplicabilidad de la inyección de gas inmisible por nitrógeno, mientras que para la arena U Inferior solo se logró incrementar el recobro en un 54,13% en base al método aplicado. Lo que indica que el método seleccionado por gases inmiscibles si resultó viable en el campo Frontera, ya que se logró recuperar un porcentaje considerable del factor de recobro.

PALABRAS CLAVE: Recuperación Mejorada de Petróleo - Factor de Recobro – Simulación de yacimientos – Gases inmiscibles.

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

“ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO PARA EVALUAR SU FACTIBILIDAD TÉCNICA E INCREMENTAR EL FACTOR DE RECOBRO EN UN YACIMIENTO DEL ORIENTE ECUATORIANO”

Autores: Gabriela Paola Charcopa Moreira
Christian Manuel Aguilar Pinos

Tutor: Ing. Carlos Alfredo Malavé Carrera

ABSTRACT

The present work shows a detailed analysis of nine enhanced recovery methods, in which some basic parameters of the Lower U and Lower T producing sands of the Frontera field were compared, together with the selection criteria of each method by tabulating tables, comparative graphs and using the quick selection interface of the Eorgui software. This analysis was verified, and the suitable method was selected and subsequently run in the CMG simulator, where a static model of the reservoir was established with the import of data such as: porosity, formation tops, permeability, depths, and the dynamic model of the crude, relative permeabilities and well conditions. The results show that for the two sands of the field the best method to use is the immiscible gas method, having an applicability percentage of 100% for the Lower U sand and between 83% to 94% for the Lower T sand. In terms of recovery factor, the results are favorable for the Lower T sand, which increased by 60.6% with the applicability of nitrogen immiscible gas injection, while for the Lower U sand it was only possible to increase recovery by 54.13% based on the applied method. This indicates that the immiscible gas method selected was viable in the Frontera field, since a considerable percentage of the recovery factor was recovered.

KEYWORDS: Enhanced Oil Recovery - Recovery Factor - Reservoir Simulation - Immiscible gases.

INTRODUCCIÓN

Es necesario el aporte de estudios investigativos o de campo, que faciliten el entendimiento y conocimiento de la factibilidad temprana para implementar métodos de recuperación mejorada (EOR), para el incremento del factor de recobro y la mejora del yacimiento en cuanto a sus propiedades petrofísicas, características, y mecanismo de producción, es por eso que mediante este proyecto se desea cumplir cada uno de estos requerimientos, escogiendo la mejor alternativa de inyección que genere buenos resultados. Este estudio contiene los siguientes capítulos:

Capítulo I, contiene los aspectos generales que enfatizan las siguientes aristas: una breve descripción del tema, antecedentes referentes a los procesos de inyección por gases inmiscibles aplicados en la industria petrolera, objetivo general, objetivos específicos, detalles de la problemática y porqué se realizó este proyecto.

Capítulo II, presenta una investigación bibliográfica del campo Frontera, describiendo su historia, ubicación geográfica, geología, condiciones del campo, propiedades PVT, un resumen de la recuperación mejorada de petróleo y sus diferentes técnicas de recuperación.

Capítulo III, se indica la metodología de investigación basada en la recopilación de datos e información, tipo de investigación y procesamiento de la información. También se presenta la metodología de análisis que indica los criterios técnicos de selección, para los distintos métodos de inyección y las características de las arenas productoras del campo Frontera: U Inferior y T Inferior, realizando un análisis crítico comparativo para seleccionar el método que mejor se ajuste a las particularidades del yacimiento.

Además, se garantizó la selección del método con la ayuda del software Eorgui, que es una interfaz gráfica para el análisis de selección. Posteriormente, se estableció una base de datos en el software CMG y se realizó una simulación numérica con el método seleccionado por inyección de gases inmiscibles, para verificar su factibilidad y la interpretación del proceso de inyección con los parámetros involucrados.

Capítulo IV, muestra una recopilación de los resultados primordiales del análisis de selección y de la simulación indicando los aportes más relevantes del proyecto.

Capítulo V, manifiesta un análisis técnico económico del proceso de inyección simulado, tomando en cuenta diferentes aspectos a considerar, de tal manera que, evalúa la rentabilidad económica del proyecto.

Capítulo VI, contiene las conclusiones y recomendaciones del proyecto.

CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES

1.1. DESCRIPCIÓN DEL TEMA

El presente trabajo investigativo tiene como objetivo evaluar la factibilidad de nueve métodos de recuperación mejorada para el campo Frontera, debido a que este presenta una declinación en la producción, por consecuencia del incremento de la curva en el corte de agua, convirtiéndolo en un candidato potencial para realizar un proyecto de recuperación mejorada.

Mediante un análisis crítico comparativo de las características de las arenas y los parámetros o criterios técnicos de la inyección de vapor, combustión in situ, inyección de agua caliente, inyección de gases miscibles e inmiscibles, inyección de polímeros, álcali-surfactantes y ASP, se determinará el método idóneo para realizar el presente estudio.

Se analizarán las reservas actuales e iniciales, presiones, características del yacimiento, con el objetivo final de mejorar el factor de recobro, el cual se verá reflejado mediante la ayuda de un Software de Ingeniería que indicará las curvas de producción y el comportamiento futuro del yacimiento para conocer si el proyecto tiene una viabilidad rentable a un tiempo determinado.

Con la simulación numérica de yacimientos, se desea demostrar que los resultados del modelo de campo estén dentro del rango de aplicabilidad real y muestren un potencial significativo entorno a la recuperación mejorada de petróleo.

1.2. ANTECEDENTES

En 1975, en el campo Bloque 31 en Texas, la presión de miscibilidad del gas fluyente fue idéntica a la de inyección de gas hidrocarburo destacando el N₂, con el 87% de efectividad, 12% CO₂ y 1% CO. (Hardy, Jay & Robertson, 1975)

En 1978, se realizó pruebas de laboratorio con un 90% del volumen de N₂ para recuperar crudo, el modelo fue saturado con petróleo y desplazado por N₂ a 4820 psi, a temperatura de yacimiento. Se obtuvo una recuperación del 90% del crudo y un alcance de la miscibilidad después de varios contactos. (Paterson, 1978)

En 1982, más de $500 * 10^6$ ft³/d de N₂, se inyectaron en yacimientos de petróleo y gas. (Carway & Lowery, 1990) Uno de los campos que implemento este método fue el campo Andector - Ellenberger, EE. UU operado por Phillips, en donde se inyectó 2MMscf/d de N₂, a una temperatura de 55.44 °C y 2000 psi de presión, en un área de 6.784 Km² de un anticlinal fallado de rocas carbonatadas realizando un proceso de desplazamiento inmisible. (Barston, 1976)

En 1984, se inyectaron $49 * 10^6$ pcs de CO₂ seguidos de $54 * 10^6$ pcs de N₂, luego de dos meses y medio de inyección, el gas se presentó en un pozo lejano a la zona. En poco tiempo hubo un incremento en uno de los pozos productores de cuatro veces su producción de crudo. (Denoyelle, Bardon & Couve, 1988, pág.202)

En 1985, ya se había implementado la inyección de N₂ como recuperación mejorada en 30 campos, la aplicabilidad de este método se lo utilizó en: procesos de desplazamiento miscible e inmisible, drenaje por gravedad y como fluido motor de un bache miscible. (Clancy, Gilchrist, Cheng & Bywater, 1985, pág.1097)

En el año 2005, se realizaron tres proyectos comerciales vinculados a la captación de CO₂ con el almacenamiento geológico: el proyecto Sleipner de refinamiento de gas natural en la costa de Noruega, el proyecto Weyburn de recuperación mejorada de petróleo (EOR) aplicado en Canadá (que almacena el CO₂ captado en Estados Unidos) y el proyecto In Salah de gas natural en Argelia. Cada uno de ellos captura y almacena entre 1 y 2 megatoneladas (Mt) de CO₂ al año. (IPCC, 2005)

El primer proyecto comercial de CO₂-EOR en un acuífero salino profundo, es el del yacimiento Sleipner de gas natural y condensado operado por la compañía Statoil en el Mar del Norte, desde el año 1996 y hasta la actualidad, se han inyectado anualmente alrededor de 1Mt de CO₂ y por consecuencia de los elevados niveles de CO₂ presentes en el gas, realizaron una separación del gas con él y lo inyectaron en el fondo del Mar del norte a unos 800mts de la formación Utsira. (IPCC, 2005)

En un yacimiento de gas natural del campo In Salah en Argelia, desde el año 2004 se maneja los procesos de inyección por CO₂, a cargo de las empresas Statoil, Sonatrach y BP, que inyectan CO₂ para la recuperación del petróleo por debajo de la capa de gas.

Al oeste de Texas en Estados Unidos, 30 Mt de CO₂ se inyectaron anualmente en diferentes campos petrolíferos, alrededor de 73 proyectos de CO₂, son los que se han realizados desde los años 70. Entre los años 1972 y 1995 se realizó el primer piloto de

CO₂ - EOR denominado SACROC en el que se utilizó CO₂ antropogénico a escala comercial. (Moberg, Stewart & Stachniak, 2003)

En Arabia Saudita una de las compañías de mayor producción y exportación de hidrocarburos como lo es ARAMCO SAUDI, evalúa el riesgo de establecer proyectos de inyección de CO₂ - EOR en varios de sus yacimientos. (Morberg, Stewart & Stachniak, 2003)

En el año 2013 en el campo petrolífero Weyburn, operado por la compañía ENCANA, al sur de Saskatchewan en Canadá, se implementó un proyecto de CO₂ - EOR en donde inyectó hasta 2Mt de CO₂ anualmente y se monitoreo el comportamiento almacenado del CO₂ el cual no presentó escape del dióxido de carbono hacia la superficie. (White, Burrowes, Davis & Hajnal, 2004)

1.3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En el activo Libertador, el campo Frontera gerenciado por Petroamazonas EP, lleva varias décadas de operación y debido al incremento en el corte de agua ha comenzado a declinar su curva de producción de petróleo, a su vez existe poca eficiencia de barrido en una de sus arenas productoras.

De acuerdo a las características físicas e historial de producción de este campo, los pozos empezaron a perder presión y energía lo que causa una limitación en la producción actual del yacimiento, por lo que se plantea la necesidad de evaluar al campo y encontrar la manera óptima de aumentar o mantener la producción en los próximos años por medio de técnicas de recuperación mejorada de petróleo que aporten en el aumento de la producción y en la calidad del yacimiento.

1.4. JUSTIFICACIÓN

Puesto que muchos de los campos petrolíferos en el Ecuador están en una etapa de producción decreciente, se tiene la necesidad de adoptar por métodos de recuperación que logren mantener, sostener e incrementar el recobro y la energía del reservorio.

La constante extracción de los hidrocarburos genera la disminución de esta energía por razones geológicas que prohíben la fluidez del petróleo o del gas a una rapidez requerida. Esto se origina cuando más del 50% de las reservas ya han sido extraídas por lo que continuar con su extracción resulta muy costoso, muy lento y a la vez la calidad del recurso es sumamente inferior. (Bolaños & Pinto, 2016, p.16)

Para realizar una intervención en los campos es necesario aportar con energía adicional y así poder recuperar las reservas del yacimiento, cabe resaltar que existen problemas adicionales como canalizaciones, pérdidas de presión y temperatura, por lo que implementar nuevas técnicas de recuperación es fundamental.

Basándose en los parámetros de control del yacimiento, como datos PVT, historial de producción, factor de recuperación, correlaciones, geometría del pozo y junto con los criterios de selección requeridos, se puede establecer un modelo de inyección que permita profundizar la simulación del yacimiento, obtener predicciones no tan lejos de la realidad e interpretar correctamente los resultados.

Mejorar el factor de recobro es motivación suficiente para que cualquier empresa incluya un estudio de viabilidad sobre el implemento de nuevas tecnologías de recuperación mejorada de petróleo, también conocido como EOR, "Emprove Oil Recovery".

1.5. OBJETIVOS

1.5.1. Objetivo General.

- ✓ Evaluar la alternativa más adecuada de recuperación mejorada de petróleo mediante la simulación numérica de yacimientos, para incrementar el factor de recobro en el campo Frontera del Oriente Ecuatoriano.

1.5.2. Objetivos Específicos.

- ✓ Comparar los métodos EOR preseleccionados y posteriormente escoger el más idóneo para las arenas U y T Inferior del campo Frontera.
- ✓ Establecer un historial de producción que permita un mejor ajuste de la producción del campo.
- ✓ Determinar uno o dos pozos inyectores que influyan en el aumento del factor de recobro.
- ✓ Realizar la simulación numérica de yacimientos a diferentes tasas de inyección para las dos arenas del campo.
- ✓ Generar las curvas de factor de recobro y tasas de producción del fluido.
- ✓ Evaluar la factibilidad económica para determinar qué tan rentable resulta la aplicabilidad del método EOR seleccionado en el campo Frontera.

1.6. ALCANCE

El alcance de este proyecto está enfocado en evaluar la viabilidad técnica de la recuperación mejorada de petróleo, eligiendo una tecnología adecuada que sostenga factibilidad de éxito en cuanto a los resultados, mediante un análisis previo de la selección de criterios junto con las características de las arenas, para luego realizar una simulación numérica con el fin de analizar su comportamiento e incrementar el recobro en el campo Frontera.

1.7. HIPÓTESIS

Es posible incrementar el factor de recobro en las arenas del campo Frontera, una vez testeado el método EOR seleccionado.

1.8. VARIABLES

1.8.1. Variable Independiente.

- ✓ Métodos de recuperación mejorada de petróleo.
- ✓ Criterios de selección de recuperación mejorada.

1.8.2. Variable Dependiente.

- ✓ Simulación numérica de yacimientos.
- ✓ Viscosidad.
- ✓ Temperatura.
- ✓ Tasa de desplazamiento.
- ✓ Factor de recobro.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. GENERALIDADES DEL CAMPO FRONTERA

2.1.1. Historia del campo.

La exploración del campo Frontera se inicia en 1987, su historia tiene un desarrollo en procesos sísmicos e interpretación debido a su ubicación en la zona fronteriza, a cargo de las empresas estatales (CEPE) Compañía Estatal de petróleo de Ecuador, actualmente es Petroamazonas EP y (Ecopetrol) Compañía Colombiana de Petróleo.

El Comité Técnico Nacional colombo - ecuatoriano, determinó que era una estructura de características similares al que llamaron Frontera – Quillacinga. A finales de 1987, se perforó el pozo exploratorio FRN-001 en el lado ecuatoriano a una profundidad de 9254 ft, produciendo la arenisca Napo U y Napo T. El pozo Quillacinga-1 fue perforado en el lado colombiano en 1988 resultando ser muy productivo.

Para precisar la extensión e interpretación de un nuevo mapa estructural, se corrieron las líneas sísmicas (P87-1090 y P87-1320) por CEPE y (P87-1210 y P871220) por Ecopetrol. En junio de 1988 se perforaron los pozos FRN-002 y Quillacinga-2, indicando que el segundo pozo se encontraba seco lo que demostró que su estructura era diferente. (Petroecuador, 1999, pág. 20)

El 17 de abril de 1991, el comité técnico de ambas partes (Ecuador-Colombia) trazó un modelo geológico de la estructura Frontera – Quillacinga a consecuencia del cambio lateral de facies concordantes a la línea de frontera, ambos yacimientos resultaron ser discontinuos, de manera que en julio del mismo año el campo Frontera comenzó a ser explotado de forma independiente. (Baby, Rivadeneira & Barragán, 2004, pag.65)

2.1.2. Ubicación.

La figura 1, muestra que el campo Frontera se encuentra ubicado al norte del lado ecuatoriano en la provincia de Sucumbios del cantón Lago Agrio, perteneciendo al activo Libertador (bloque 57), ubicado entre los países de Ecuador y Colombia.

Las coordenadas del campo son 0 ° 14' 28.1" N y 76 ° 33'27.72" W, al noreste de los campos petroleros Tapi - Tetete. (Petroamazonas EP, 2017)

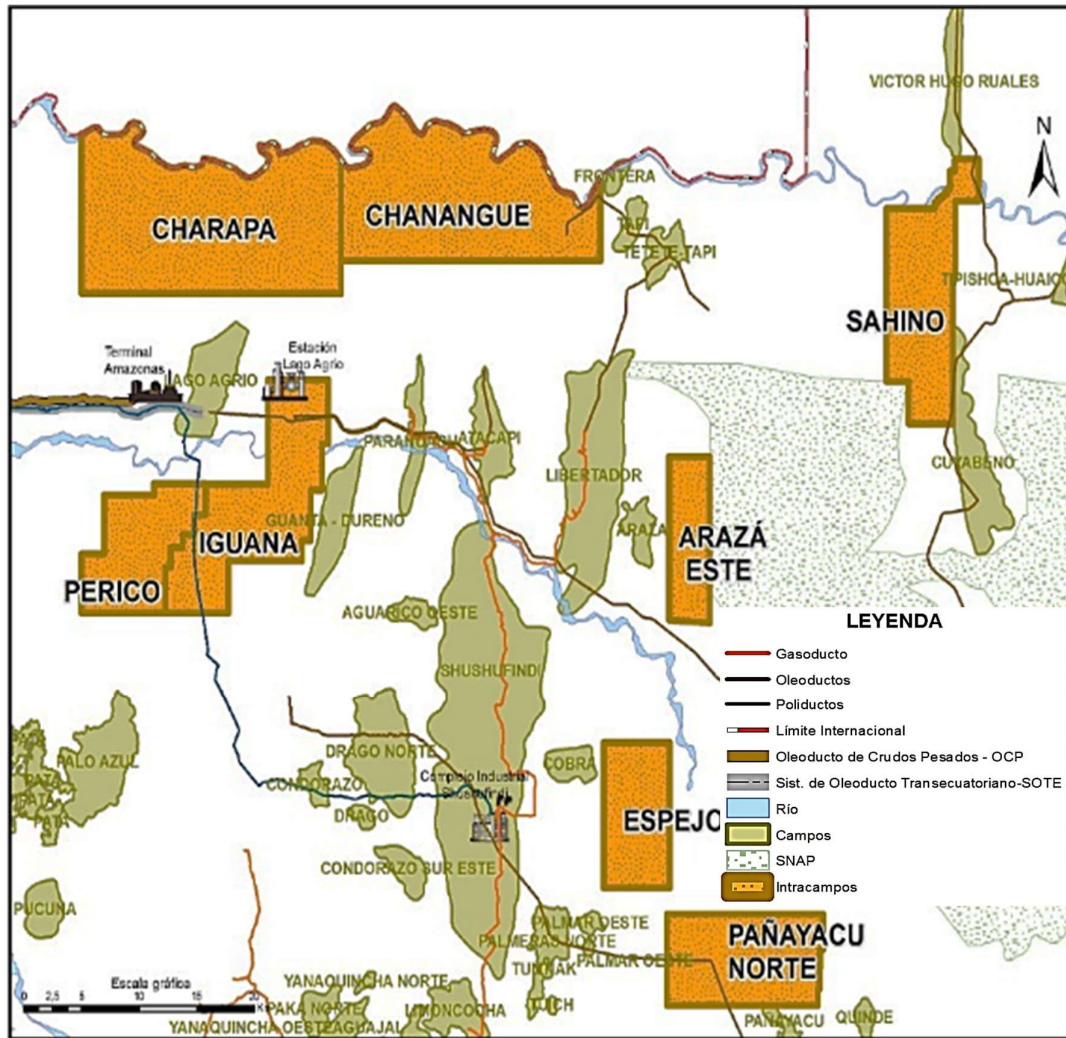


Figura 1. Ubicación geográfica del campo Frontera

Fuente: (Secretaría de Hidrocarburos, 2018)

2.1.3. Condiciones del campo.

Las condiciones del campo Frontera presentan una producción acumulada de petróleo de 14.81 MMbbl, con 8 pozos perforados desde Julio de 1991, su producción actual es de 226,77 Bls, con un corte de agua del 98%. API ponderado de 34 grados, los reservorios productores son U Inferior / T Inferior/ T Superior sobresaliendo T Inferior y un sistema de levantamiento artificial por bombeo electro sumergible en dos pozos. (Petroamazonas, 2017)

Tabla 1. Reservas del campo Frontera

CAMPO	Reservorio	Petróleo Original en Sitio POES Bls	Reservas Probadas (1P) Bls	Reservas Probadas + Probables (2P) Bls	Reservas Probadas + Probables + Posibles (3P) Bls
FRONTERA	U Inferior	14,047,637	3,159	385,559	385,559
	T Superior	352,114			
	T Inferior	17,104,250	578,929	578,929	578,929
Subtotal Frontera		31,504,002	582,088	964,488	964,488

Fuente: (Petroamazonas, 2017)

Tabla 2. Pozos del campo Frontera

Pozos del campo Frontera		
Productores	2	FRN-002, FRN-004B
Cerrados	3	FRN-001R, FRN-005R, FRN-006
Abandonados definitivamente	2	FRN-001, FRN- 005
Reinyectores	1	FRN-003
Nº total de pozos perforados	8	

Fuente: (Petroamazonas, 2017)

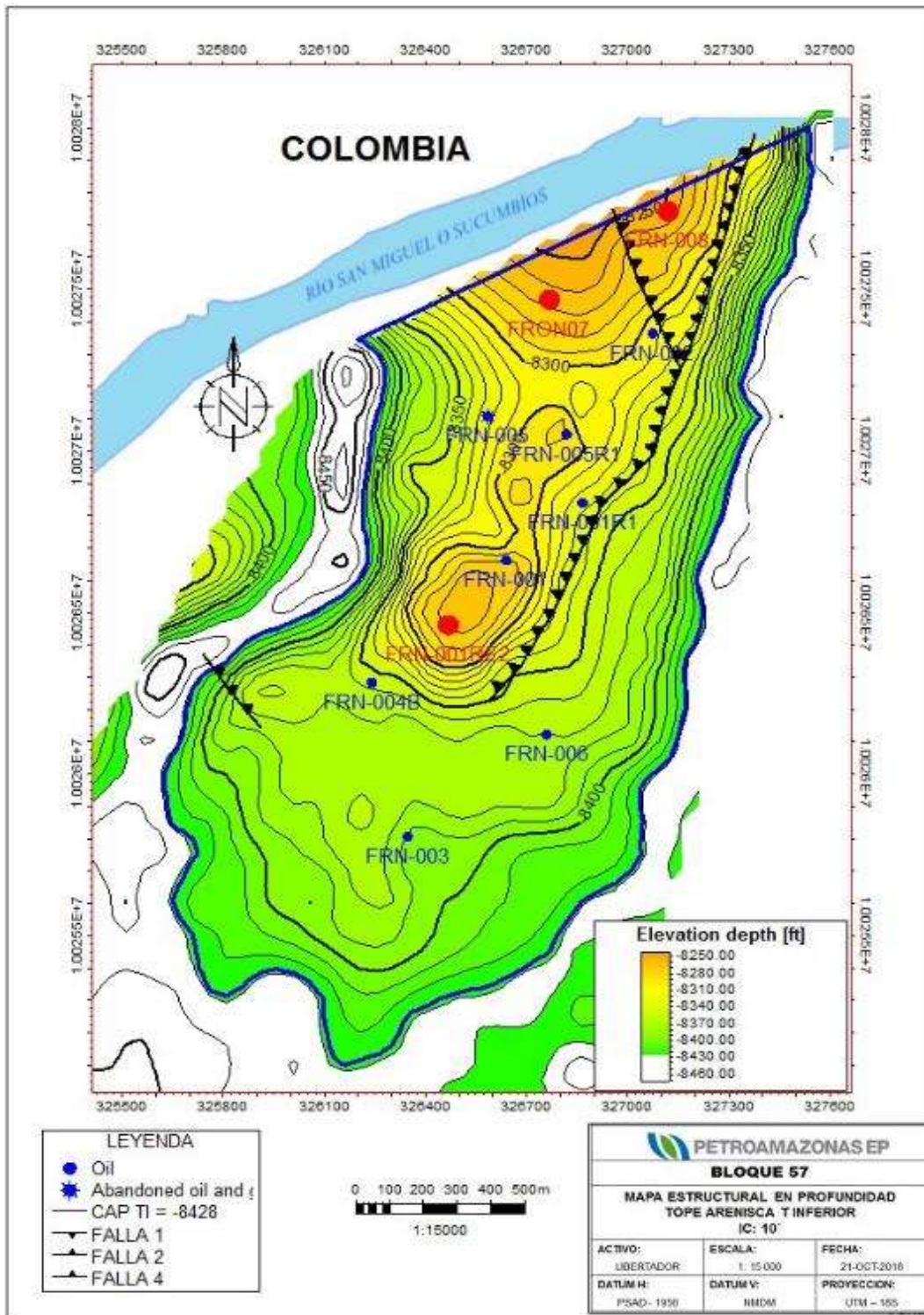


Figura 2. Ubicación de los pozos del Campo Frontera

Fuente: (Petroamazonas, 2017)

2.2. GEOLOGÍA DEL CAMPO

2.2.1. Geofísica.

La geofísica del campo Frontera es sísmica 2D de 9 líneas en dirección NE - SW y 3D a 20.34km² del área con 142 líneas internas y 196 líneas de cruce. (Petroamazonas, 2017)



Figura 3. Sísmica 2D del campo Frontera

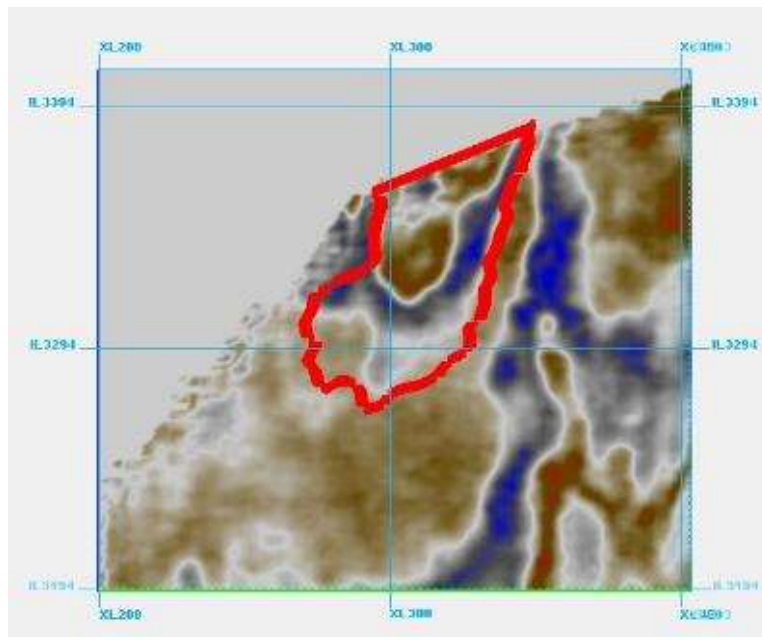


Figura 4. Sísmica 3D del campo Frontera

En la figura 3 y 4 se puede ver una estructura en sentido N-NE, con simetría lineal la cual está limitada por una falla inversa en su flanco oriental en sentido norte de menor ángulo, junto a la estructura Quillacinga en Colombia y su flanco Oeste presenta una falla inversa y se extiende sobre lo más elevado del basamento ígneo.

La geofísica de los pozos FRN-001 y FRN-002 presenta dos fallas estructurales que intervienen en la continuidad del campo, una de las fallas proviene del pozo FRN-001 en dirección NE-SW al extremo sur con los pozos FRN-003 y FRN-4B en continuidad del flanco que divide el pozo FRN-003 al norte del valle con la estructura principal y de los demás pozos. Al oeste del campo se presenta la proyección de una falla que interviene en la relación de los pozos FRN-002 y FRN-005 lo que ocasiona la segunda falla.

El pozo FRN-001 que tiene una continuidad y un mejor desarrollo en dirección norte con los pozos FRN-002 y FRN-005 incide en la arenisca T, a diferencia de la arenisca U la cual se forma en los pozos FRN-001 y FRN-4B provocando una alteración en las facies con los extremos opuestos, a la vez esta arenisca resulta ser homogénea. (Petroamazonas EP, 2017)

2.2.2. Estratigrafía.

El campo Frontera integra el corte cretácico de la Cuenca Oriente, la cual presenta una columna estratigráfica como se observa en la figura 5, siendo una cuenca sedimentaria en donde se encuentran rocas permeables y porosas, que tienen un gran potencial de roca reservorio, con calizas negras y arcillas. (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004, pág.206)

Las formaciones de mayor interés son:

❖ Formación Hollín

Esta formación contiene areniscas cuarzosas que varían en el tamaño, en la parte superior de esta formación se tiene presencia de lignito y una capa de limolitas que intercalan la parte inferior; posee un espesor entre 0 y 150 m, presenta areniscas de ambiente marino litoral de grano fino en la parte superior de la formación y en la inferior areniscas gruesas continentales. (Petroamazonas, 2017, pág. 11)

❖ Formación Napo

Esta formación está constituida por la arena Napo Inferior, donde se localiza la arenisca U, que tiene una matriz arcillosa saturada de hidrocarburo de areniscas glauconitas enlazadas con calizas, contiene laminación crinkle, ripple, horizontal,

bidireccional, inclinada de 10° a 20°; la caliza M2 se encuentra en la arena Napo Media y la caliza M1 en Napo Superior. También está la formación basal Napo que posee areniscas glauconitas, enlazadas con calizas y lutitas de grano fino a medio, su espesor es de 60m; además de la arenisca T que también desarrolla glauconitas. (Petroamazonas, 2017, pág. 12).

❖ *Formación Tena*

Se encuentran areniscas llamadas Basal Tena, de espesor variado en dirección Este a 300m y hacia el suroeste a 1000m de la zona. Esta formación está dividida en T Inferior y Superior, de areniscas calcáreas con lutita, el porcentaje elevado de glauconita que se encuentra en T Superior genera la coloración verdosa, lo que discrepa de T Inferior. (Irua, 2017, pág. 12)

En la figura 6, se puede ver las zonas de mayor interés del campo Frontera que son: U y T de la formación Napo, siendo Napo Basal la de mayor productividad, por lo que se perforo esta formación someramente con los pozos FRN-001 y FRN-002 que contienen la caliza C y las areniscas T que son de arenas glauconíticas, divididas en T Superior de areniscas calcáreas con lutita y T inferior limpia de areniscas limosas, todas estas intercaladas.

Sobre Napo Basal esta Napo inferior a 30 ft de espesor, el cual contiene un estrato de caliza B, después una capa de lutita que divide la formación de las demás areniscas. La arenisca U Inferior es la más relevante ya que en todo el campo es una arenisca basal limpia que presenta limosas al tope y enlaces de areniscas calcáreas y lutitas. La arenisca U Superior con enlaces de lutita y arenisca calcárea.

Dentro de la formación Napo se encuentra Napo Media, a esta corresponde el otro contador litológico que vale para correlaciones del campo Frontera, la caliza A calcárea, con espesor igual que la caliza B es de poco interés. (Petroamazonas, 2017, pág. 26)

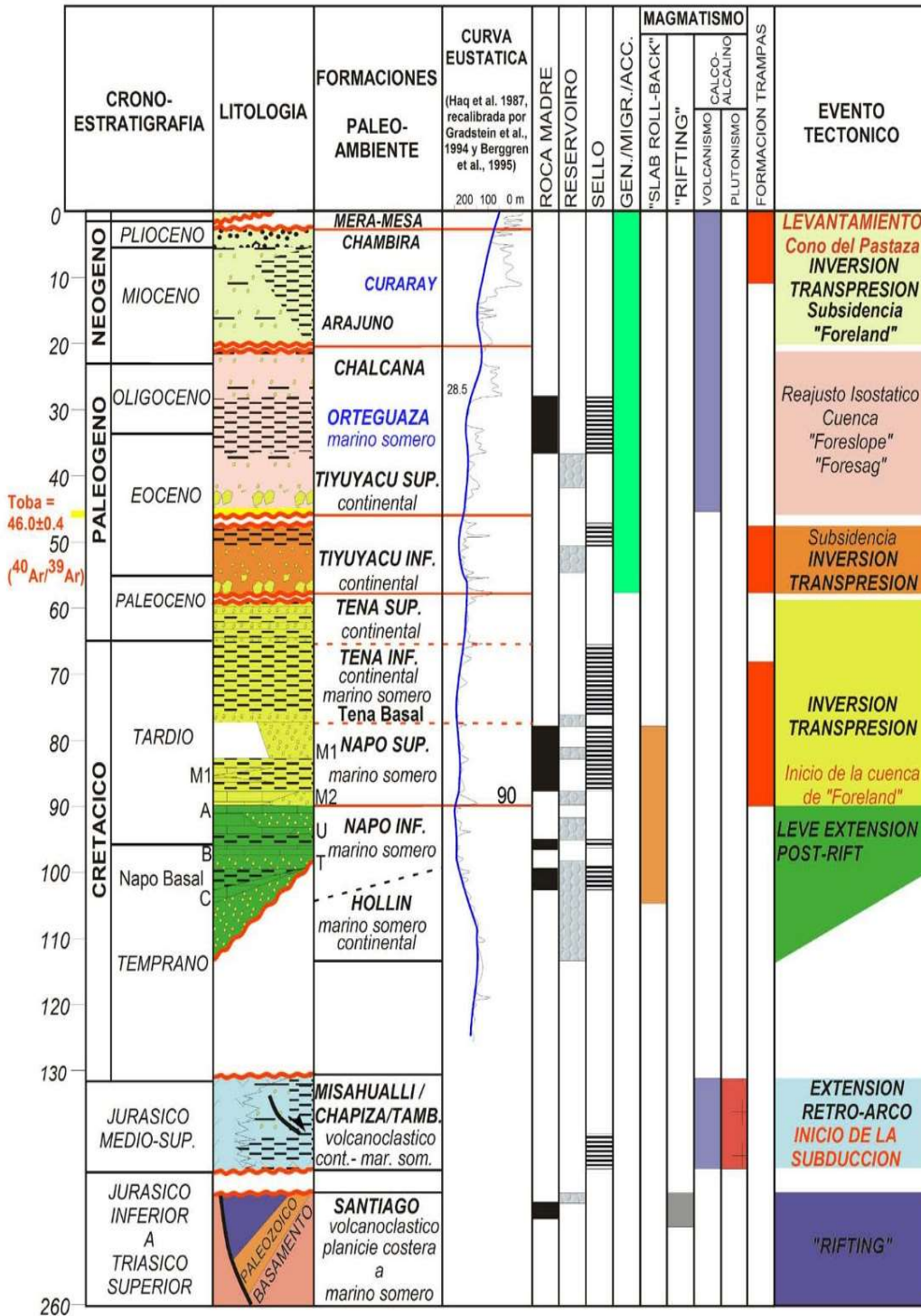


Figura 5. Columna Estratigráfica de la Cuenca Oriente

Fuente: (Dashwood & Abbotts, 2005)

ERA	PERIODO	EDAD	FORMACIÓN	MIEMBRO	LITOLÓGÍA	DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA	PETRÓLEO	
MESOZOÍCO	CRETÁCICO	CENOMANIANO - CAMPANIANO	TENA	ARENISCA BASAL	BT1		ARCILLAS ROJAS	
					BT		ARE. QZ. CEM. CALCÁREO	●
			NAPO	ARENISCA "M - 1"			ARE. QZ.	●
				LUT. NAPO SUP.	ASISTADO POR "1"		LUTITAS GRISES OSCURAS Y CALIZAS MICRITICAS	
					CALIZA M-2			
				ARENISCA "M - 2"			ARE. QZ. GLAUC.	●
					CALIZA A		CALIZA BIOMICRITICA	
					SUPERIOR		ARE. QZ. GLAUC.	●
					MEDIA		ARE. QZ. GLAUC.	
					INFERIOR		ARE. QZ.	
					CALIZA "B"		CALIZA Y LUTITA GRIS - OSC.	●
					ARENISCA "T"	SUPERIOR		ARE. QZ. GLAUC.
					MEDIA		ARE. QZ. GLAUC.	
		INFERIOR		ARE. QZ. GLAUC.				
	BASAL NAPO	CALIZA "C"		CALIZA Y LUTITA GRIS - OSC.				
	ARENISCA BASAL NAPO			ARE. GLAUC. QZ.				
A	HOLLÍN	PRINCIPAL		ARE. QZ.				
PRE - CRETÁCICO								

Figura 6. Columna estratigráfica del campo Frontera

Fuente: (Paredes, 2014)

La figura 7 muestra que, en el registro eléctrico del campo Frontera, se observan las correlaciones estructurales en sentido NE-SW de los pozos FRN-002, FRN-005R1, FRN-001, en el que se indica que tanto la caliza A y B se evidencian en todo el campo siendo las más relevantes como marcadores litológicos.

Se puede observar que la arenisca U Inferior en dirección NE-SW tiene mejor desarrollo entorno al pozo FRN-4B, de la misma manera se desarrolla la arenisca T Inferior, mientras que la caliza C se adhiere al pozo FRN-001.

En tendencia NE-SE la arenisca U Inferior es constante, mientras que en la arenisca T Inferior existe un mayor desarrollo. La caliza C se adhiere a la roca ígnea del pozo FRN-002 en sentido Norte y en sentido Sur al pozo FRN-001; por otra parte, se observa la caliza A en sentido SW con un posible contacto agua-petróleo del pozo FRN-003 hacia todo el campo. (Petroamazonas, 2017, pág. 28)

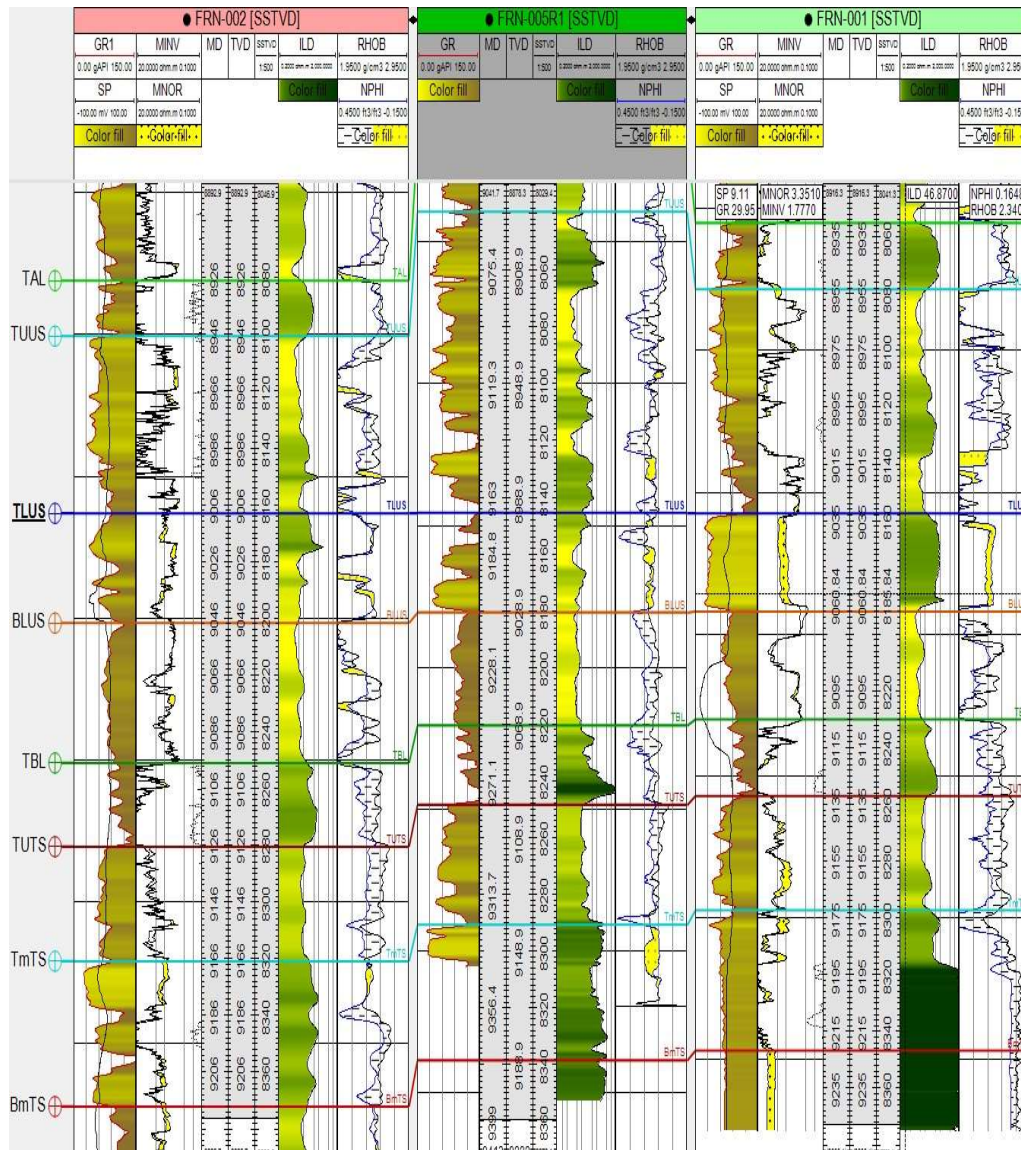


Figura 7. Correlación estructural NE – SW

Fuente: (Petroamazonas, 2017)

2.2.3. Litología.

❖ U Inferior

La presencia de cuarzo y arenitas glauconíticas representan la litología de U Inferior, existe una variación en el tamaño del grano de la arenisca que va de fino inferior a fino superior, su grado de consolidación es completamente duro, su color suele ser café claro u oscuro predominando los contactos cóncavos y convexos entre los granos, aunque también son rectos y puntuales, el silíceo y glauconíticas es el cemento que predomina. (Endara, 2011, pág.6)

❖ *T Superior*

T Superior al igual que U Inferior contiene cuarzo y glauconitas con la diferencia que el tamaño en la arenisca va de fino superior a medio inferior. Su selección es buena y moderada, predominan los tipos cóncavos y convexos y el cemento de síliceo y glauconita, esporádicamente calcáreo, la disposición de la matriz es esporádica por la combinación de arcillas caolinita puestas en los espacios intergranulares. (Endara, 2011. Pág. 8)

❖ *T Inferior*

Presenta cuarzo arenitas de tamaño medio a grueso, la clasificación en el tope va de moderada a mala y de buena a la base, por la saturación de hidrocarburos su color resulta café, presentando un rango de consolidación duro; en el tope los granos sub-angulares son finos y en la base gruesos, terminan en arcillolitas negras de resina fósil y lodolitas sideritas con glauconita en dirección a la base. El síliceo es el cemento que predomina y la matriz está constituida por caolinita específicamente Illita. (Petroproducción, 2001)

Tabla 3. Datos del Reservorio, U inferior

Propiedades de U Inferior	
Entrampamiento	Estructural-Estratigráfico
Porosidad (%)	16
Permeabilidad (mD)	371
Espesor neto (ft)	12
Profundidad TVD (ft)	8.220
Presión de reservorio actual (psi)	3769
Presión de burbuja (psi)	685
Acumulado de petróleo (MMbbl)	7.77
Producción actual (bppd)	
POES (MMbbl)	14.04
Reservas	
• 1P (MMbbl)	0.003
• 2P (MMbbl)	0.386
Propiedades del Fluido a condiciones de Reservorio	
API	34.2
Factor Volumétrico Bo:	1.348
Relación de Solubilidad Rs (SPC/BN)	225
Viscosidad	2.53

Fuente: (Petroamazonas EP, 2017)

Tabla 4. Datos del Reservorio, T Inferior

Propiedades de T Inferior	
Entrampamiento	Estructural-Estratigráfico
Porosidad (%)	15
Permeabilidad (mD)	166
Espesor neto (ft)	32
Profundidad TVD (ft)	8.350
Presión de reservorio actual (psi)	3580
Presión de burbuja (psi)	640
Acumulado de petróleo (MMbbl)	6.96
Producción actual (bppd)	275
POES (MMbbl)	17.10
Reservas	
• 1P (MMbbl)	0.003
• 2P (MMbbl)	0.386
Propiedades del Fluido a condiciones de Reservorio	
API	34.7
Factor Volumétrico Bo:	1.226
Relación de Solubilidad Rs (SPC/BN)	179
Viscosidad	2.52

Fuente: (Petroamazonas EP, 2017)

2.3. PROPIEDADES DE LA ROCA

2.3.1. Porosidad.

La porosidad es una propiedad de la roca la cual se la expresa en % y con el símbolo \emptyset , se la puede clasificar de la siguiente manera con la siguiente ecuación:

Ecuación 1. Porosidad

$$\emptyset = \frac{Vb - Vm}{Vb} * 100\%$$

- ✓ \emptyset = Porosidad Absoluta
- ✓ Vb = Volumen Bruto
- ✓ Vm = Volumen Motriz

El volumen poroso representado por (Vp), es la diferencia entre el volumen bruto y el volumen motriz ($Vb - Vm$).

1. Origen

- ✓ Primaria u Original del reservorio
- ✓ Secundaria o Inducida

2. Volumen Poroso

- ✓ Total, o Absoluta: Volumen vacío de la una roca, que no contenga ningún material denso.
- ✓ Efectiva: Volumen de roca que abarca los espacios de los poros que están conectados entre sí.

El valor de la porosidad total siempre va a hacer mayor o igual a la porosidad efectiva, en los casos de estudio de ingeniería de yacimientos la porosidad de interés es la porosidad efectiva. (Halliburton, 2004)

- ✓ Demasiado baja = $< 5\%$
- ✓ Porosidad baja $5\% \leq \emptyset \leq 10\%$
- ✓ Porosidad media $> 10\%$ hasta $\leq 20\%$
- ✓ Buena cuando $> 20\%$ pero $= < 20\%$
- ✓ Excelente $> 30\%$

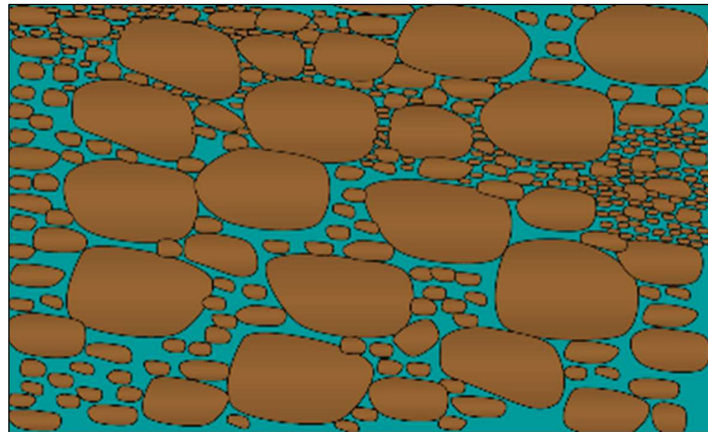


Figura 8. Porosidad del reservorio

2.3.2. Permeabilidad.

La permeabilidad se define como la facilidad con la que una roca permite que cierto fluido pase a través de medios porosos interconectados. La Figura 9 detalla un gráfico creado por darcy para explicar el movimiento de los fluidos, que luego se definió como la permeabilidad de la roca. En la industria del petróleo, generalmente se expresa en milidarcy (mD).

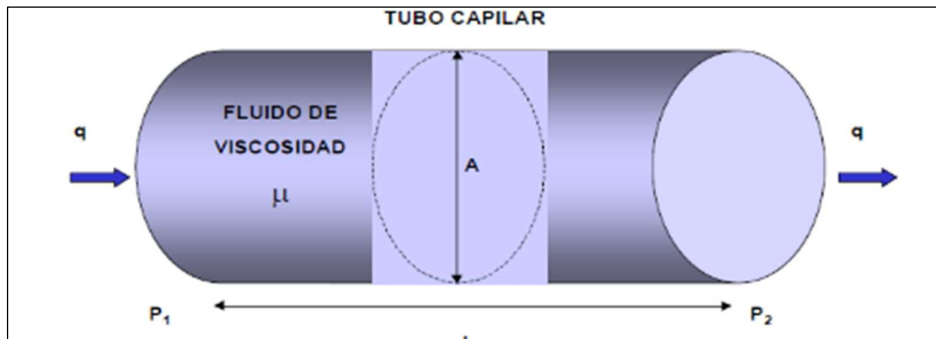


Figura 9. Representación de la ley de Darcy

Fuente: (Halliburton, 2004)

Ecuación 2. Permeabilidad

$$K = \frac{q\mu L}{A\Delta P}$$

- ✓ K = Permeabilidad (Darcy)
- ✓ μ = Viscosidad en la dirección de recorrido del fluido (cps)
- ✓ L = Distancia que recorre el fluido
- ✓ A = Sección transversal (cm²)h
- ✓ ΔP = Diferencia de presión (atm)(P2 – P1)
- ✓ q = Tasa de producción $\left(\frac{\text{cm}^3}{\text{seg}}\right)$

2.3.2.1. Clasificación de permeabilidad.

- ❖ **Permeabilidad Absoluta:** se considera un 100% de saturación de un solo fluido en el reservorio.
- ❖ **Permeabilidad Efectiva:** Existen varios fluidos en el reservorio (agua, petróleo y gas) y por lo general esta permeabilidad es mejor que la permeabilidad absoluta.

Ecuación 3. Permeabilidad Efectiva

$$K_f = \frac{q_f \mu_f L}{A \Delta P}$$

Subíndice f indica el tipo de fluido.

- ❖ **Permeabilidad Relativa:** relación de la permeabilidad efectiva y absoluta, a esta permeabilidad se la considera en función de la saturación debido a que coexisten fases en el reservorio y debe ser menor que la unidad. (Schlumberger,2020)

Ecuación 4. Permeabilidad Relativa

$$K_{rf} = \frac{K_f}{K}$$

- ✓ K_{rf} = Permeabilidad relativa al fluido f.
- ✓ K_f = Permeabilidad al fluido f.
- ✓ K = Permeabilidad absoluta.

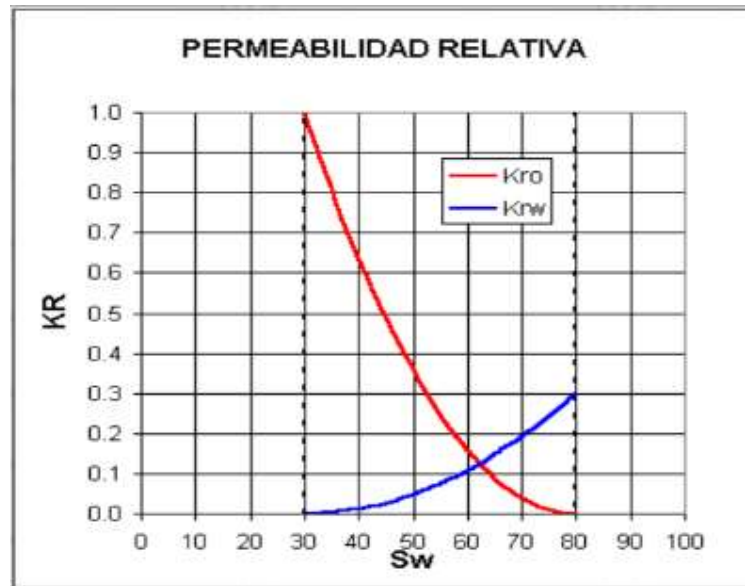


Figura 10. Representación de permeabilidades relativas de agua y petróleo

Fuente: (Halliburton, 2004)

2.3.3. Saturación.

La saturación se define como la relación entre el volumen de fases presentes en el reservorio y el volumen de porosidad presente en el reservorio, es decir, el término de porosidad está relacionado con la saturación porque representa el volumen total que serán ocupadas por los fluidos. (Tewari, Abhijit, Dandekar & Ortiz, 2019).

Ecuación 5. Saturación

$$S_{\text{fluido}} = \frac{V_f}{V_p} * 100\%$$

- ✓ S_{fluido} = Porcentaje del fluido que satura el espacio poroso.
- ✓ V_f = Volumen del fluido dentro del espacio poroso.
- ✓ V_p = Volumen poroso.

De manera general se detalla la saturación:

Ecuación 6. Saturación del fluido

$$\text{Saturación del fluido} = \frac{\text{Volumen total del fluido}}{\text{Volumen poroso}}$$

Como en el reservorio tenemos 3 fases (petróleo, agua y gas) la relación anterior nos queda de la siguiente manera:

Ecuación 7. Saturación del Petróleo

$$S_o = \frac{\text{Volumen de petróleo}}{\text{Volumen poroso}}$$

$$S_w = \frac{\text{Volumen de agua}}{\text{Volumen poroso}}$$

$$S_g = \frac{\text{Volumen de gas}}{\text{Volumen poroso}}$$

La suma de las saturaciones de las fases de petróleo, agua y gas no deben superar el 1 o el 100%, debido a que la suma de dichas fases representa el espacio poroso.

Ecuación 8. Suma de fases

$$S_o + S_w + S_g = 1.0$$

- ✓ S_o = Saturación de petróleo
- ✓ S_w = Saturación de agua.
- ✓ S_g = Saturación de gas.

2.3.4. Presión Capilar.

La presión capilar (P_c), es un parámetro físico muy importante para describir el flujo multifásico “Agua, petróleo y gas” en medios porosos. Esta fuerza actúa entre dos fases inmiscibles y se cuantifica por la diferencia de presión entre la fase no humectante y la fase humectante, es la diferencia de presión que existe en la interfase que separa dos fluidos inmiscibles bajo sus tensiones interfaciales y tamaño de los capilares. (Ferrer, 2001, p.35)

Ecuación 9. Presión Capilar

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

- ✓ P_c = Presión capilar.
- ✓ P_{nm} = Presión no mojante.
- ✓ P_m = Presión mojante.

En la figura 11 se observa que en el reservorio existe petróleo, agua y gas. Por lo que existen tres tipos de presiones capilares.

Ecuación 10. Tipos de Presión Capilar

1. Presión capilar entre los sistemas agua – petróleo.

$$P_{CWO} = P_o - P_w$$

2. Presión capilar entre los sistemas gas – petróleo.

$$P_{cgo} = P_g - P_o$$

3. Presión capilar entre los sistemas gas – agua.

$$P_{cgw} = P_g - P_w$$

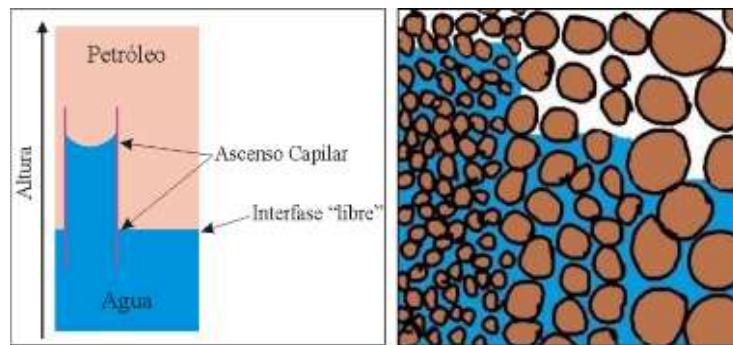


Figura 11. Presión capilar

Fuente: (Marcelo, 2003)

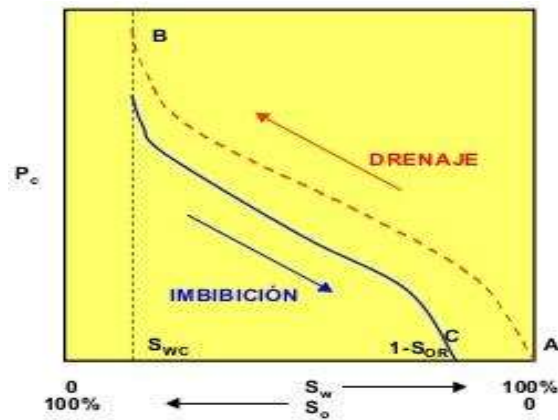


Figura 12. Comportamiento de la presión capilar en la fase de drenaje e imbibición

Fuente: (Halliburton, 2015)

2.3.5. Humectabilidad.

La humectabilidad se define como la tendencia del fluido a adherirse a partículas de arena cuando coexisten fluidos que no se pueden combinar debido a propiedades como el petróleo y agua, se considera un atributo importante del mecanismo de recuperación asistida. (Ferrer, 2001, p.268)

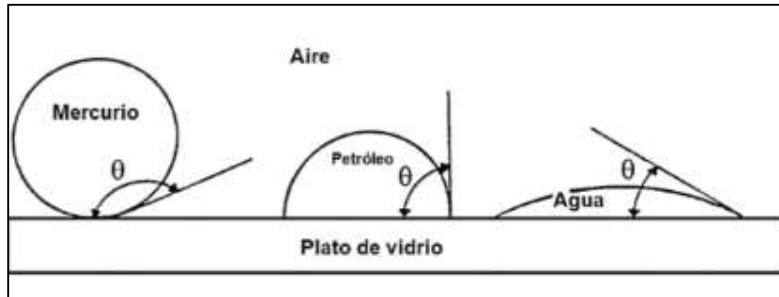


Figura 13. Tensiones interfaciales y ángulos de contacto de los fluidos en el medio poroso

Fuente: (Rivera, J. 2004)

La humectabilidad o mojabilidad es una característica importante porque afecta el comportamiento capilar y el desplazamiento de las rocas del yacimiento. Debido a las fuerzas de atracción, la fase humectante tiende a ocupar los poros más pequeños de la roca, mientras que la fase no humectante ocupa los poros más grandes. Por lo tanto, en el caso de un yacimiento petrolero, la superficie sólida de las rocas y el fluido están comprendidas por agua, petróleo y gas natural. (Ferrer, 2001, p.268)

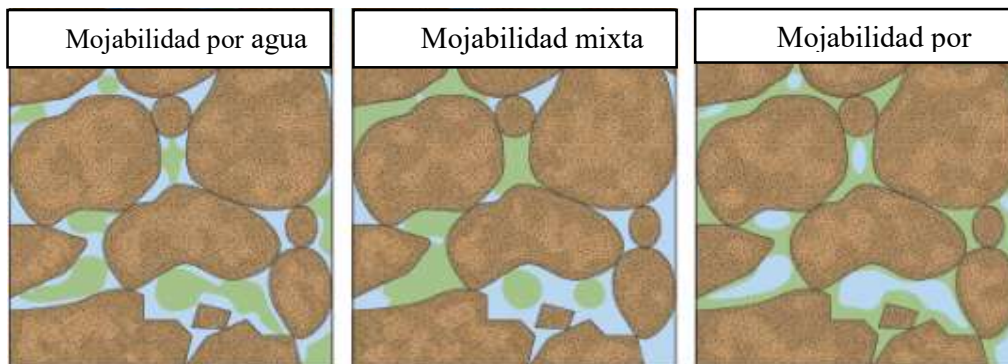


Figura 14. Mojabilidad de los poros

Fuente: (Oilfield Review, 2007)

- Verde = petróleo
- Celeste = agua
- Café = granos de la roca

El ángulo de contacto θ está relacionado con la energía superficial mediante la siguiente:

Ecuación 11. Tensión Superficial

$$A_t = \sigma_{os} - \sigma_{ws} = \sigma_{ow} \cos \theta$$

Ecuación 12. Angulo de Contacto

$$\cos \theta = \frac{\sigma_{os} - \sigma_{ws}}{\sigma_{ow}}$$

Donde:

- ✓ A_t = Tension superficial (dina/cm).
- ✓ σ_{ws} = Energía interfacial del agua y solido (dina/cm).
- ✓ σ_{ow} = Tensión interfacial del petróleo y agua (dina/cm).
- ✓ θ = Angulo de contacto (granos).

Existen dos condiciones de humectabilidad

- ✓ $\theta < 90^\circ$ → El reservorio tiene a mojarse por agua.
- ✓ $\theta > 90^\circ$ → El reservorio tiene a mojarse por petróleo.

Varios investigadores estudiaron el problema de medir la humectabilidad preferencial de las rocas y diseñaron métodos que incluían procesos de drenaje e imbibición, desarrollaron una prueba combinada para comparar la imbibición de una muestra normal con una muestra obtenida después de calentar el núcleo a 400 ° F durante espacios de 24 horas. La diferencia de imbibición se registra cualitativamente a la roca una humectabilidad preferencial. (Bobek, Mattaz & Denekas, 1958, p.155)

(Amott, 1959, p.162) Propuso un método para combinar el proceso de desplazamiento con la absorción y propuso el uso de los términos número de mojabilidad y ángulo de contacto aparente para calcular estos valores mediante dos pruebas de desplazamiento. El punto importante de estos diferentes métodos para estimar la humectabilidad de la roca es que las muestras de fluido y núcleo utilizadas en el laboratorio deben procesarse de acuerdo con las condiciones del laboratorio, y se puede obtener una humectación completamente diferente a partir de las muestras de fluido y núcleo existentes.

❖ Imbibición

Es la saturación de la fase humectante que se incrementa al reemplazar la fase no humectante. (Ferrer, 2001, p.277)

❖ Drenaje

Es la disminución de la saturación de la fase humectante reemplazada por la fase no humectante. (Ferrer, 2001, p.278)

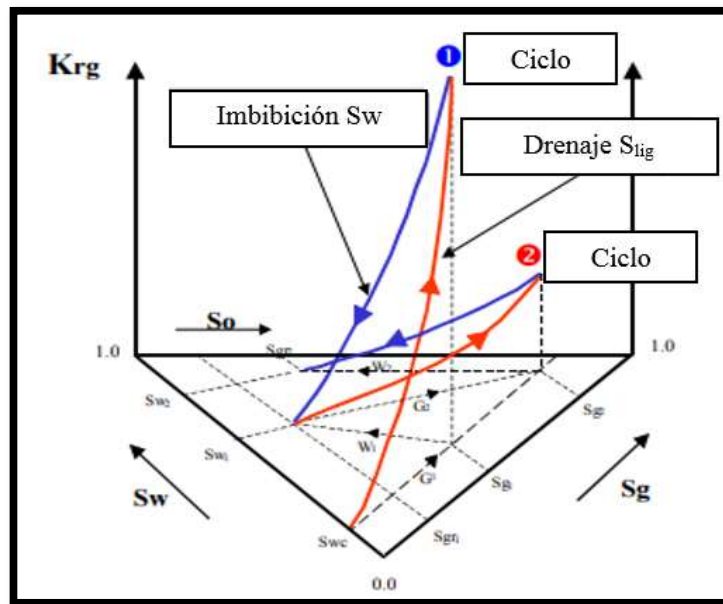


Figura 15. Comportamiento de permeabilidades relativas y saturaciones en un proceso de inyección

Fuente: (Surguchev & Research, 1992)

2.3.6. Comprensibilidad.

Un reservorio con una profundidad de varios ft está sujeto a la presión de sobrecarga causada por los estratos superiores. El cambio de presión más importante ocurre con la profundidad, y un valor típico es de alrededor de un lcp por ft de profundidad. La presión típica puede ser de 0,5 lcp por ft de profundidad. La diferencia de presión entre la presión de sobrecarga y la presión interna se denomina presión de sobrecarga efectiva. A medida que produce un reservorio la presión interna de los poros disminuye, por lo que la presión de sobrecarga efectiva aumenta, dando como resultado los siguientes efectos. (Ferrer, 2001, p.295)

- ✓ El volumen bruto de un yacimiento se reduce.
- ✓ Se expanden dentro de los espacios porosos de los granos de la arena.

La compresibilidad representa la variación del volumen dV sobre el mismo volumen V dividido para cada unidad intervalo de presión dP de acuerdo con el tiempo. (Tewari, Abhijit, Dandekar & Ortiz, 2019).

Ecuación 13. Compresibilidad

$$C = \frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dP} \right)$$

2.3.6.1. Compresibilidad de la roca matriz.

Se lo conoce como el cambio fraccional entre el volumen del material solido de una roca por el cambio que puede a ver por las unidades de presión.

Ecuación 14. Compresibilidad de la roca matriz

$$C_t = \frac{1}{V_t} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T$$

- ✓ C_t = Compresibilidad de la roca matriz.
- ✓ V_t = Volumen de los sólidos.
- ✓ T = Corresponde a la derivada de la temperatura constante.

2.3.6.2. Compresibilidad del volumen total de la roca.

Es el volumen fraccional definido por el volumen bruto de una roca ocasionada por los cambios de las unidades de presión, matemáticamente se la puede expresar con la siguiente ecuación. (Ferrer, 2001, p.297)

Ecuación 15. Compresibilidad del volumen total de la roca

$$C_B = -\frac{1}{V_B} \left(\frac{\partial V_B}{\partial \rho} \right)$$

2.3.6.3. Compresibilidad de los poros.

El volumen poroso se lo define por su cambio fraccional en la roca debido al cambio en la unidad de presión, relacionada con la siguiente ecuación. (Ferrer, 2001, p.298)

Ecuación 16. Compresibilidad de los poros

$$C_p = -\frac{1}{V_p} \left(\frac{\partial V_p}{\partial \rho} \right)_T$$

- ✓ P = Presión de los poros.
- ✓ V_p = Volumen poroso.
- ✓ C_p = Compresibilidad de los poros.

2.3.6.4. Compresibilidad total de un reservorio

Otras definiciones de compresibilidad que se implementa en la industria del petróleo es que la compresibilidad total incluye la de la roca, suma de las compresibilidades de las fases que coexisten en un medio poroso. (Escobar, 2012, p.59)

Ecuación 17. Compresibilidad total de un reservorio

$$C_t = \left(\frac{1}{\text{psi}} \right) = C_o S_o + C_w S_w + C_g S_g$$

2.4. PROPIEDADES PVT DE LOS FLUIDOS

Las propiedades de "presión, volumen y temperatura" de PVT generalmente se realizan en muestras de núcleos y fluidos de yacimientos en el laboratorio, y generalmente se analizan fluidos como agua, petróleo y gas natural. Estos análisis suelen ser costosos, por lo que los gráficos reflejan correlaciones empíricas que nos permiten encontrar ciertas características en función de otras. (McCain, 1990)

Las propiedades son muy importantes porque permiten saber:

- ✓ La composición del fluido cambia dentro de un cierto período de tiempo.
- ✓ Diseño de reacondicionamiento de pozos.
- ✓ Predecir el impacto en los mecanismos de recuperación primaria, asistida y mejorada.
- ✓ Produce efectos de miscibilidad y concentración de gases.

2.4.1. Densidad del petróleo.

La densidad de propiedad física es la relación entre masa y volumen, la cual se puede determinar desde la gravedad específica del petróleo y del gas en solución, de la relación gas-petróleo en solución y el factor de volumen de formación del petróleo. (Brill, Beggs, 1984) Bajo cualquier condición, la densidad estará definida por:

Ecuación 18. Densidad del petróleo

$$\rho_o = \frac{W_o + W_g}{V_o + \Delta V_g}$$

Expresado de forma más rigurosa con las propiedades PVT, convirtiéndose en:

Ecuación 19. Densidad del Petróleo con propiedades PVT

$$\rho_o = \frac{62.427 \gamma_o + 0.0136 \gamma_g R_s}{B_o}$$

- ✓ B_o = Factor volumétrico del petróleo, bbl/STB
- ✓ γ_o = Gravedad específica del petróleo
- ✓ γ_g = Gravedad específica del gas, aire = 1
- ✓ R_s = Solución GOR, scf /STB
- ✓ V_o = Volumen de petróleo, L³
- ✓ V_g = Volumen de gas, L³
- ✓ W_g = Peso de gas disuelto, m
- ✓ W_o = Peso de crudo, m

Esto es válido para todas las condiciones de presión y temperatura para las que se determinan las propiedades PVT. Como lo indica la ecuación de densidad en unidades lbm/pe³. (Brill, Beggs, 1984)

2.4.2. Gravedad específica.

También conocido como SPG, la gravedad específica es un índice que se utiliza para medir la densidad de un líquido. Se calcula como la relación entre la densidad de un líquido y la densidad del agua. Entonces, cualquier líquido con una densidad mayor que el agua tiene un peso específico mayor que 1. Los líquidos con una densidad menor que el agua, que incluye la mayoría de los grados de petróleo y productos derivados del petróleo, tendrán un peso específico entre 0.0 y 1.0.

En la industria petrolera, la gravedad específica es una especificación de calidad común para los productos terminados. Sin embargo, para los grados de petróleo, el índice de gravedad API se usa más comúnmente. (Energy Insights, 1996)

Cálculo de la gravedad específica a partir de la gravedad API:

Ecuación 20. Gravedad específica

$$\text{Gravedad específica} = \frac{141,5}{\text{gravedad API} + 131,5}$$

2.4.3. Factor volumétrico de petróleo.

El factor de volumen de formación de petróleo relaciona el volumen de petróleo en condiciones de yacimiento con el volumen de petróleo a presión y temperatura a

condiciones estándar. Los valores oscilan aproximadamente entre 1,0 bbl/STB para sistemas de petróleo que contenga poca o ninguna solución de gas a 3,0 bbl/STB para crudos altamente volátiles.

Ecuación 21. Factor volumétrico de petróleo

$$B_o = \frac{\text{Vol a condiciones de yac}}{\text{Vol a condiciones estándar}} \text{ bbl/STB}$$

2.4.4. Viscosidad del petróleo.

La viscosidad del crudo está determinada principalmente por el tamaño de las moléculas. Cuanto mayor sea la estructura molecular, mayor será la viscosidad. Esta propiedad proporciona una resistencia interna del fluido al flujo y al cizallamiento, que afecta la tasa de desgaste y la eficiencia del crudo, a medida que la temperatura aumenta la viscosidad disminuye, lo que genera que el crudo fluya más fácilmente. (Petrowiki, 2013)

Este parámetro es necesario para condiciones que van desde los sistemas de recolección de superficie hasta el yacimiento y su unidad de medida es utilizada en centipoises.

Dentro de los factores que afectan la viscosidad del petróleo se encuentran:

- ✓ Composición del petróleo
- ✓ Presión
- ✓ Temperatura
- ✓ Gas disuelto

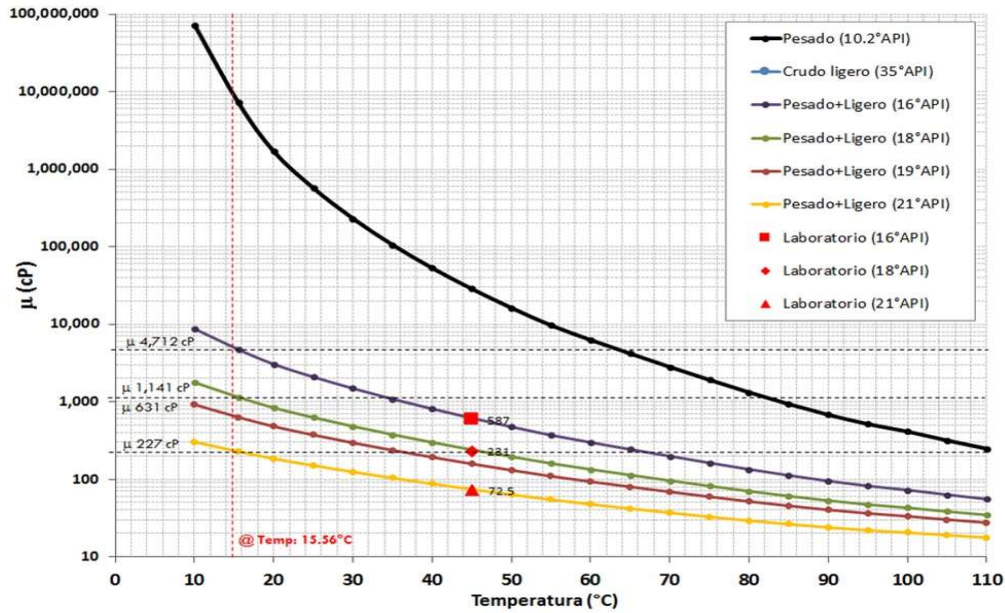


Figura 16. Curva típica de la viscosidad del petróleo en el reservorio a temperatura constante

Fuente: (Cayros, 2021)

2.4.5. Factor del volumen de formación del petróleo.

La cantidad de petróleo que ingresa al tanque de almacenamiento desde la superficie es menor que la cantidad que fluye hacia el pozo de petróleo desde el reservorio. El cambio de las condiciones del yacimiento a las condiciones de la superficie va acompañado de este cambio en el volumen de petróleo debido a tres factores.

El factor más importante es el desarrollo del gas de petróleo a medida que la presión desciende desde la presión del yacimiento hasta la presión de la superficie. Ocasionando una reducción significativa en el volumen del petróleo cuando hay una cantidad significativa de gas disuelto. (Heriot & Todd, 2011)

Ecuación 22. Factor del volumen de formación del petróleo

$$B_0 = \frac{\text{Volumen}_{\text{reservorio}} + \text{Gas disuelto}_{\text{condiciones de reservorio}}}{\text{Volumen}_{\text{superficie}}} \left[\frac{\text{res bbl}}{\text{STB}} \right]$$

Cuando hay una gran cantidad de gas disuelto, provocará una reducción significativa en la cantidad de petróleo. La disminución de la presión también hace que el petróleo restante se expanda ligeramente, pero debido a la disminución de la temperatura el petróleo compensa la presión hasta cierto punto. Debido a estos tres factores, el cambio en el volumen de petróleo se expresa mediante el factor de volumen de petróleo. Definida como la relación entre el volumen de petróleo y sus gases disueltos en condiciones de

yacimiento y el volumen en condiciones de tanque de almacenamiento. (Heriot & Todd, 2011)

$$B_o = \frac{V_o + G}{V_o} \left[\frac{rb}{STB} \right]$$

- ✓ V_o (rb) = Volumen de petróleo en el yacimiento.
- ✓ G = gas disuelto a condiciones del yacimiento.
- ✓ V_o (STB) = Volumen del petróleo que ingresa a los tanques.

La unidad es un barril de petróleo por barril en condiciones de almacenamiento de petróleo $\frac{rb}{SRB}$. Independientemente de la temperatura del tanque de almacenamiento, la cantidad de petróleo en el tanque de almacenamiento siempre se registra como $60^\circ F$. Por lo tanto, en condiciones estándar, la forma de la curva de presión B_o relativa a la curva de presión se muestra como:

$$b_o = \frac{1}{B_o}$$

2.4.6. Presión de Burbuja.

En el análisis de laboratorio y en el diagrama de fase, se indica el punto de presión donde se libera la primera burbuja del fluido del yacimiento. Bajo la presión de la burbuja, el petróleo está saturado y ya no puede contener más gas. Por encima de esta presión, el petróleo es insaturado y como líquido monofásico, todavía se considera la presión del yacimiento. Por debajo de esta presión, la presión de burbuja el petróleo se satura y una vez que la presión fluctúa, comenzará a liberarse el gas conduciendo a dos fases. (Schlumberger, 2020)

2.4.7. Clasificación del crudo.

Las definiciones entre el petróleo ligero y pesado son difíciles de encontrar, y su clasificación se basa en razones más prácticas que teóricas. Debido a que el petróleo con viscosidad es más difícil de transportar y bombear, el petróleo con menos contenido de cera se denomina "petróleo ligero", mientras que el petróleo con un contenido de cera más alto se clasifica como "petróleo pesado". El petróleo con bajo contenido de azufre es un petróleo con un contenido de azufre de menos del 0,5%. El petróleo contiene una pequeña cantidad de sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono. El bajo contenido de azufre en el petróleo generalmente se procesa en gasolina y tiene una gran demanda,

especialmente en los países industrializados. De acuerdo con el enriquecimiento relativo de parafinas, naftenos, aromáticos y resinas, los crudos pueden ser: de base nafténicos, de base parafina, de base intermedia y base aromática. (Ferrer, 2009)

Tabla 5. Clasificación del crudo por la gravedad API

Crudo	Api
Extrapesados	Hasta 9.9
Pesados	10-21.9
Medianos	22-29.9
Livianos	Más de 30

2.4.8. Gravedad API.

La gravedad API (American Petroleum Institute) está relacionada con la densidad del agua y afecta la viscosidad del petróleo. La siguiente fórmula describe esta relación, la gravedad específica del petróleo es adimensional y su densidad se expresa como: lb/ft^3

Ecuación 23. Gravedad API

$$\gamma_o = \frac{141.5}{\text{°API} + 131.5}$$

$$\rho_o = \gamma_o + \rho_w$$

2.4.9. Composición del crudo.

Se puede utilizar cualquier método de análisis que descomponga el petróleo en componentes químicos básicos para determinar la composición del petróleo. Los componentes de hidrocarburos generalmente se identifican por las fracciones de número de carbono C1, C2, C3, etc. Hasta Cn, donde el número de carbono límite n se define mediante una técnica de análisis específica. Estas técnicas analíticas incluyen, pero no se limitan a:

- ✓ Cromatografía de gases o líquidos.
- ✓ Destilación criogénica y flash.
- ✓ Destilación del punto de ebullición.
- ✓ Caracterización de fluidos estructurados, tales como análisis de hidrocarburos aromáticos polinucleares, análisis SARA, pruebas sónicas y otros métodos de análisis de crudo.

El crudo está compuesto por carbono e hidrógeno en mayor cantidad, además de algunas impurezas como: sulfuro, nitrógeno y oxígeno. En la naturaleza se presenta en tres estados: gas natural, crudo líquido y asfalto. (Schlumberger, 2020)

Tabla 6. Composición del crudo

Elementos	Crudo líquido (%)	Gas natural (%)	Asfalto (%)
Carbono	82.2-87.1	65-80	80-85
Hidrógeno	11.7-14.7	1-25	8.5-11
Sulfuro	0.1-5.5	Trazas-0.2	2-8
Nitrógeno	0.1-1.5	1-15	0-2
Oxígeno	0.1-4.5	-	-

2.4.10. Factor de recobro.

La cantidad de hidrocarburos que se pueden recuperar inicialmente esta generalmente expresada en porcentaje (%). El factor de recobro es una función del mecanismo de desplazamiento de los fluidos. Un objetivo importante de mejorar la recuperación de petróleo es aumentar el factor de recobro de los campos de petróleo. La fracción de hidrocarburos que se puede recuperar de un pozo, reservorio o campo petrolífero; también, el fluido que se ha producido. (Ferrer, 2001)

Ecuación 24. Factor de recobro

$$FR = \frac{\text{Producción acumulada de petróleo o gas}}{\text{Volumen original en el yacimiento de petróleo o gas}}$$

2.5. RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

Los métodos de recuperación de petróleo primario y secundario pueden ser efectivos en un rango del 20% a 40% en la recuperación de petróleo in situ, dejando gran cantidad de hidrocarburos remanentes en el yacimiento. (Bolaños & Pinto, 2016)

En base a lo anteriormente citado, es necesario resaltar que el crudo residual que persiste en el reservorio, posterior a la aplicación de los métodos primarios y secundarios es causado por las fuerzas capilares y la heterogeneidad existente en el yacimiento.

En Ecuador, el número de campos petroleros maduros está aumentando y la situación no cambiará con los años. (Aihe, 2020) Por lo tanto, debemos considerar el uso de tecnología de recuperación mejorada de petróleo, que se adapte a las características inherentes del yacimiento. Por lo que es comprensible que la existencia de una correcta

aplicación de la recuperación mejorada de petróleo dependa de varios factores, que pueden ser confirmados mediante pruebas piloto.

La mejor alternativa estudiada durante décadas es la aplicación de las nuevas tecnologías de recuperación mejorada de petróleo para aumentar el factor de recobro. De tal manera que es necesario adoptar mecanismos de recuperación de petróleo mejorados o terciarios, que incluyen el uso de químicos como la inyección de polímeros, surfactantes, y soluciones alcalinas, métodos térmicos (inyección de vapor, agua caliente, combustión in situ), y la inyección de gas miscible (CO_2 , N_2 y gases inmiscibles) entre otros.

La última investigación de la Agencia Internacional de Energía muestra que para el 2030, el 20% de la producción mundial de petróleo provendrá de EOR. El análisis se basa en la comprensión de los proyectos en curso y los proyectos que se pueden llevar a cabo en un futuro próximo. Sin embargo, a medida que los proyectos EOR se vuelven cada vez más exitosos y generalizados en todo el mundo, su participación aumentará. (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2015)

Obviamente, los proyectos para mejorar la recuperación de petróleo jugarán un papel clave en el futuro equilibrio de oferta y demanda (por lo menos, en el precio). Los pronósticos de la agencia muestran que para el 2030, la producción diaria mundial de crudo superará los 100 millones de barriles, como se muestra en la Figura 17, donde también se puede observar la contribución de diferentes fuentes a la producción. (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2015)

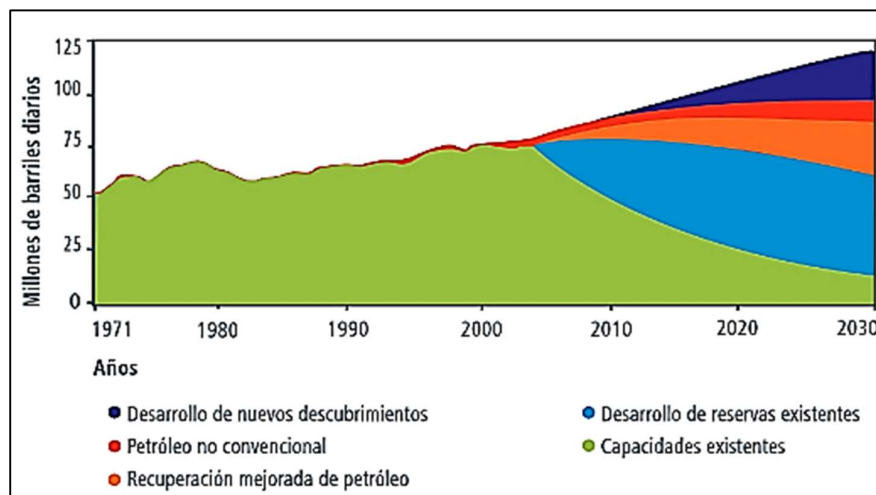
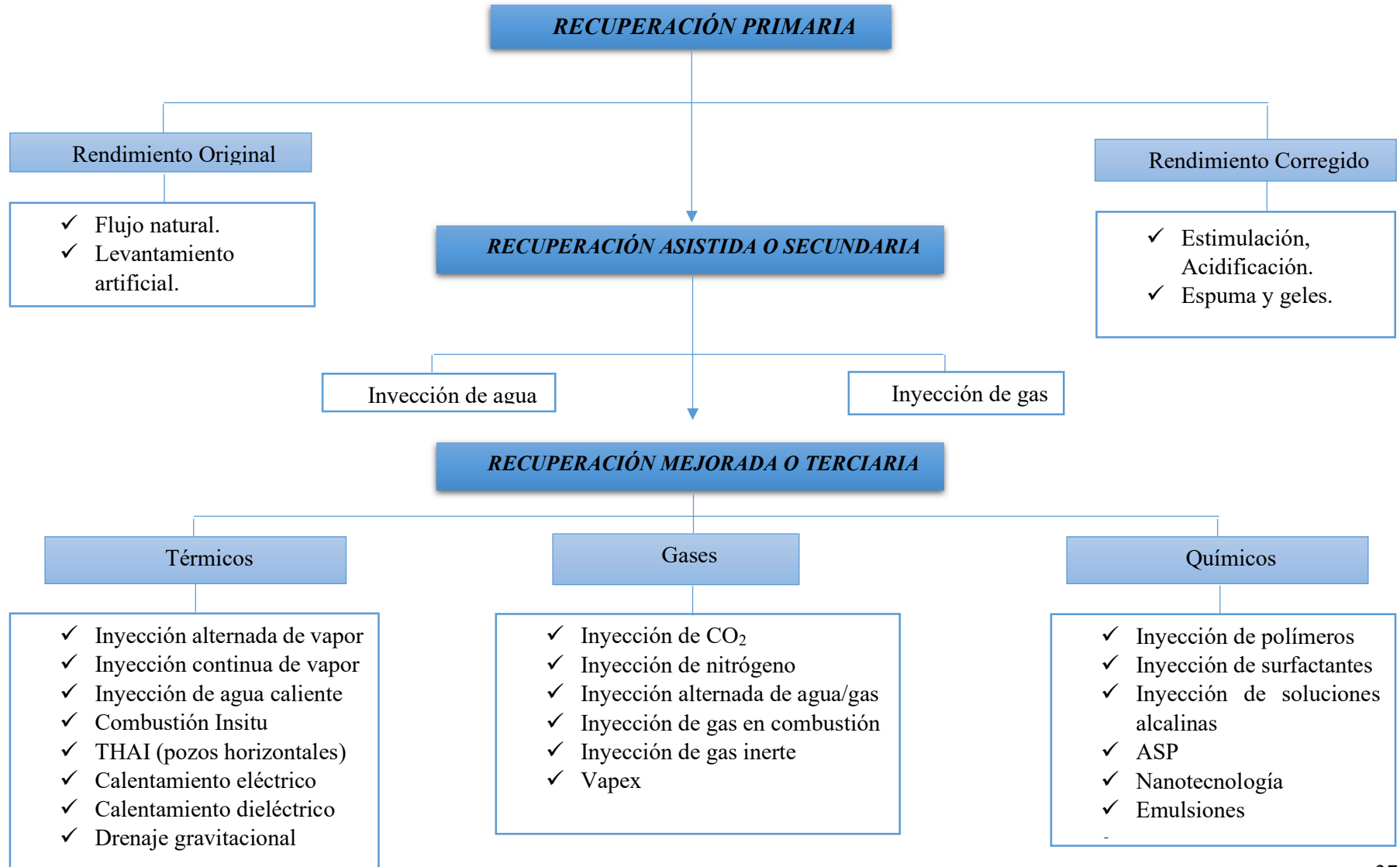


Figura 17. Producción mundial de petróleo

CLASIFICACIÓN DE LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO



2.5.1. Recuperación primaria.

La recuperación primaria también conocida como producción primaria, es la etapa en la que la energía del yacimiento es completamente natural, de tal manera, que el drenaje de agua, gas o por gravedad, moviliza los hidrocarburos desde el reservorio hasta el pozo y hasta la superficie.

Durante esta etapa de recuperación la presión del reservorio es significativamente mayor en comparación a la presión en el interior del fondo del pozo. Esta elevada diferencia de presión natural es la que impulsa los hidrocarburos al pozo y a la superficie. Sin embargo, cuando la presión del yacimiento disminuye en consecuencia de la producción, la presión diferencial también disminuye. (Escobar, 2012)

Los métodos de levantamiento artificial son considerados como recuperación primaria. Cuando la presión del yacimiento es demasiado baja o cuando la proporción de agua o de gas es muy alta en la zona de producción y no resulta rentable económicamente, la etapa de primaria de recuperación de hidrocarburos alcanza su límite.

Durante el proceso de recuperación inicial, solo una pequeña cantidad de hidrocarburos se produce inicialmente en el sitio, generalmente es alrededor del 10% en los campos petroleros. (Schlumberger, 2020)

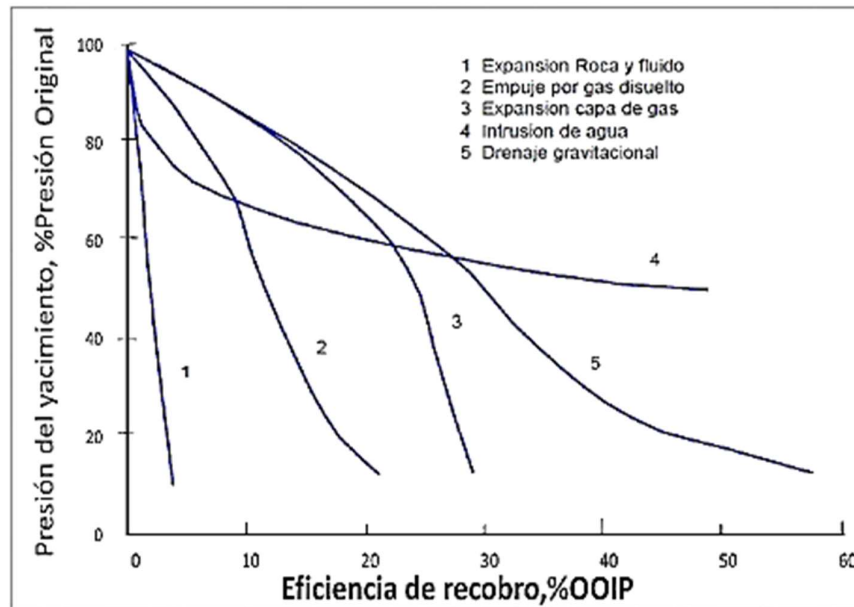


Figura 18. Influencia de los mecanismos de producción en el recobro de petróleo

Fuente: (Escobar, 2012)

2.5.2. Recuperación secundaria.

La finalidad de esta recuperación es movilizar los hidrocarburos al pozo y mantener la presión del yacimiento. Los métodos secundarios más utilizados son la inyección de agua y gas. Por lo general, el agua se inyecta en la zona productora con el fin de barrer el crudo del yacimiento y el gas es inyectado en el casquete de gas. Durante la fase de flujo natural, puede iniciar un mantenimiento de la presión, pero esta es una forma de recuperación terciaria.

Cuando el fluido inyectado (agua o gas inmiscibles) se produce en grandes cantidades desde los pozos productores y la producción ya no es económicamente rentable, la etapa de recuperación secundaria de petróleo alcanza su límite. El uso continuo de la recuperación de petróleo primaria y secundaria en un campo petrolífero puede producir entre el 15% y el 40% del petróleo original. (Schlumberger, 2020)

2.5.2.1. Inyección de agua.

Una de las técnicas más utilizadas es la inyección de agua, que tiene el propósito de aumentar la presión y de mover el petróleo en el yacimiento, desde una arena no drenada hacia los pozos de producción, incrementando así el recobro final de petróleo. La inyección de agua resulta eficaz en los procesos de recuperación de petróleo.

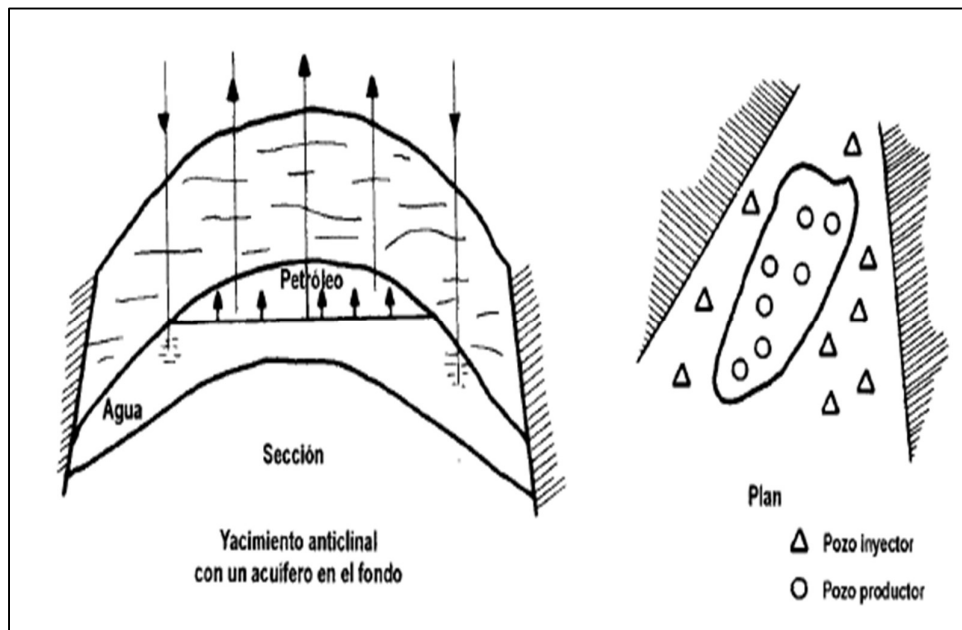


Figura 19. Generalidades de la inyección de agua

Fuente: (Ferrer, 2001)

Los elementos que conducen a una alta recuperación por inyección de agua incluyen: baja viscosidad del petróleo, permeabilidad uniforme y continuidad del yacimiento. Una de las consideraciones al planificar un proyecto de inyección de agua es encontrar una fuente de agua disponible para la inyección. El agua salada se suele utilizar con preferencia al agua dulce. (Romero, 2012)

Inyección de agua en arreglo de pozos

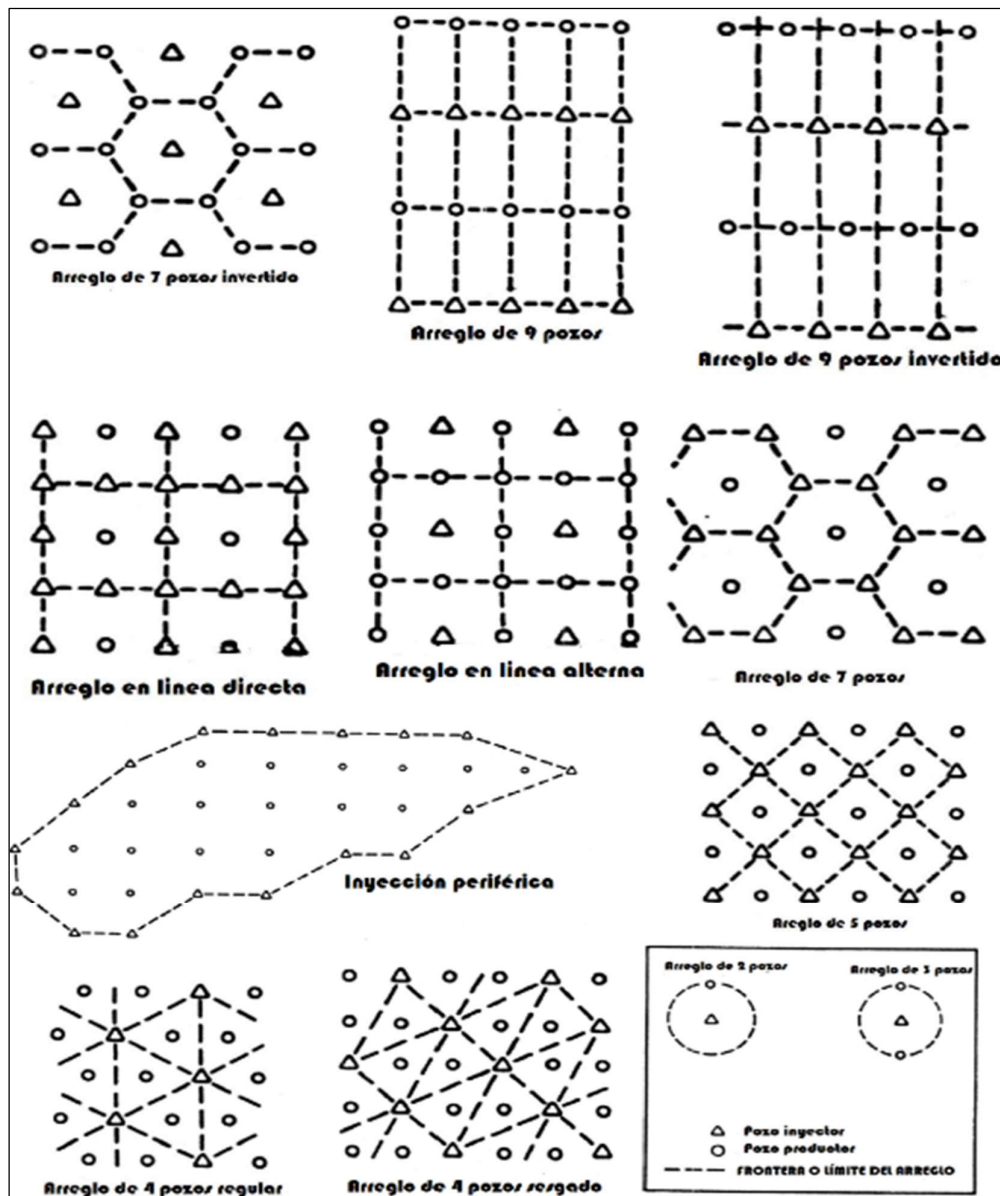


Figura 20. Arreglos de pozos para un reservorio

Fuente: (Rose, Buckwalter & Woodhall, 1989)

La figura 20, contiene los tipos de arreglos más comunes utilizados para cualquier tipo de proyecto de inyección de fluidos, los cuales se suelen utilizar en la etapa de simulación del yacimiento porque esto permite determinar la ubicación del pozo y cuál es el mejor drenaje para el mismo, dependiendo del tipo de yacimiento. Esto también está relacionado con las características de los medios porosos. (Rose, Buckwalter & Woodhall, 1989)

Las principales características de elegir un determinado tipo de arreglo son:

- ✓ La producción inicial del yacimiento.
- ✓ La litología y buzamiento del yacimiento.
- ✓ Ubicación de pozos adyacentes.
- ✓ Mejora la fluidez porque puede eliminar el petróleo restante de manera más eficaz.
- ✓ Si se va a perforar un nuevo pozo, esto afectará la economía, por lo que, en la mayoría de los campos petroleros, los pozos abandonados se utilizan como inyectores.

Inyección dispersa o irregular

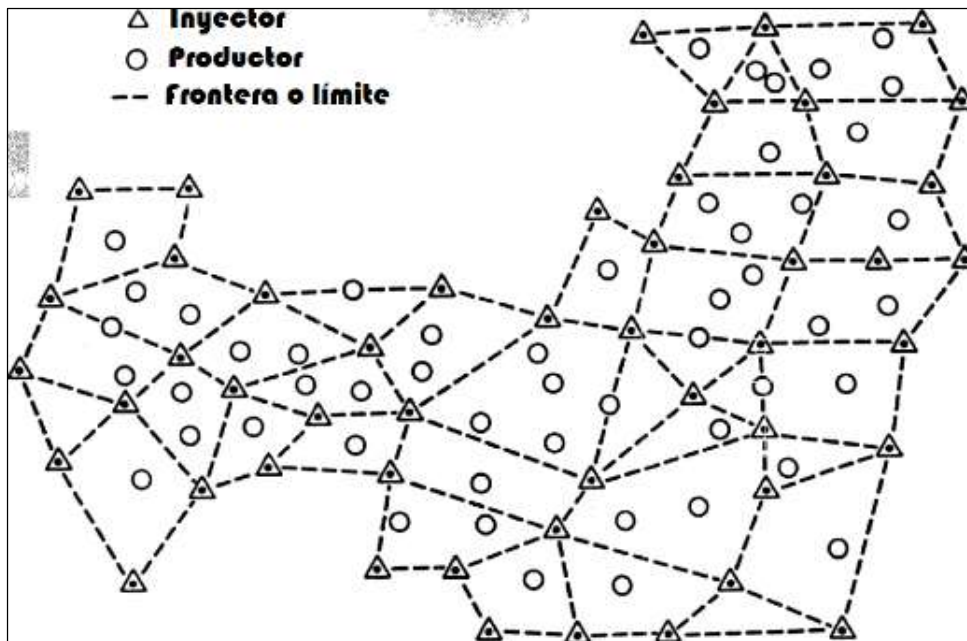


Figura 21. Ubicación de pozos inyectores y productores de manera dispersa

Fuente: (Rose, Buckwalter & Woodhall, 1989)

La figura 21, detalla un ejemplo de cómo se ve distribuido los pozos inyectores y productores en un reservorio, para casos ideales se implementan arreglos en pozos en reservorios homogéneos y como se sabe que los reservorios poseen estructuras complejas

se pretende simular a la condición más real posible para reducir el grado de incertidumbre en procesos de simulación. (Rose, Buckwalter & Woodhall, 1989)

2.5.2.2. Inyección de gas.

Se puede inyectar el gas directamente al reservorio, lo que no solo mejora la recuperación de petróleo, sino que también reduce la tasa de declinación de la producción de petróleo y la conservación del gas natural para ventas posteriores. La reinyección del gas natural producido es una tecnología que se utiliza desde hace más de 80 años. (Ferrer, 2001)

La efectividad de este método dependerá de la eficiencia del gas inyectado para desplazar el petróleo y de la fracción del yacimiento barrido por el gas inyectado. (Romero, 2012)

En un yacimiento sin inmersión, se puede usar gas para impulsar el petróleo, al igual que se puede usar el agua para inyectar. Este proceso se denomina "inyección de gas dispersa" y generalmente no da como resultado una alta tasa de recuperación porque el gas se puede canalizar entre el pozo productor e inyector sin desplazar demasiado petróleo. (Ferrer, 2001)

A menos que la inyección de gas se realice a alta presión o sea rica en hidrocarburos ligeros, la recuperación de petróleo por inyección de gas es un proceso inmisible. La presión requerida para la miscibilidad depende de la composición del petróleo y el gas natural inyectados. (Romero, 2012)

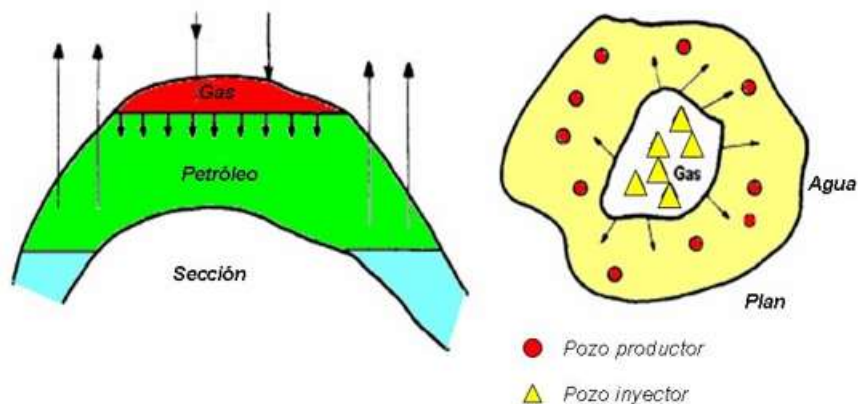


Figura 22. Inyección de gas

Fuente: (Ferrer, 2001)

2.5.2.3. Inyección de agua y gas.

El método utilizado para la inyección en un pozo productor es la combinación de agua y gas inmiscible WAG (water alternating gas) que consiste en inyectar alternadamente el agua y el gas para recuperar el petróleo del yacimiento.

2.5.3. Recuperación terciaria o mejorada.

Los métodos de recuperación mejorada EOR (Enhanced Oil Recovery) que implican la inyección de los fluidos miscibles para la recuperación del crudo residual que existe en el yacimiento. Después de la recuperación primaria y secundaria, la recuperación mejorada es la mejor alternativa para incrementar el recobro final del yacimiento, debido a que esta técnica emplea fuentes externas de energía que los métodos convencionales no producen. (Salanger, 2005)

El objetivo principal de esta técnica es recuperar el petróleo inmóvil que exista en el yacimiento sin que las propiedades de la roca se vean afectadas. La recuperación mejorada de petróleo también busca:

- ✓ Incrementar el número capilar, la viscosidad del fluido desplazante y la eficiencia de desplazamiento.
- ✓ Reducir las fuerzas capilares, la viscosidad del petróleo, la tensión interfacial entre el petróleo y el fluido desplazante.
- ✓ Controlar la movilidad y mejorar la eficiencia de barrido.
- ✓ Tolerar la salinidad y dureza del agua.
- ✓ Cambiar las condiciones de humectabilidad en la roca.

Cabe destacar que la aplicación de esta metodología depende del precio del petróleo y del beneficio que se genera, puesto a que esta técnica empleada es altamente costosa y compleja. Otra denominación que se utiliza es la recuperación mejorada de petróleo (IOR), que abarca una gama más amplia de actividades, el IOR también puede incluir EOR. (Salanger, 2005)

2.5.3.1. Factores principales que afectan la recuperación mejorada.

2.5.3.1.1. Desplazamiento microscópico.

En escala microscópica uno de los aspectos más importante dentro de la recuperación mejorada es el efecto que causan los fluidos al remover el petróleo en los poros de la roca. La eficiencia de desplazamiento para el petróleo se refleja en el volumen de la saturación residual del petróleo in situ por relación del desplazamiento de los fluidos. Dado que el

proceso de recuperación mejorada de petróleo implica la inyección de baches con varios fluidos, el deterioro de estos baches suele ser generados por la existencia de una eficiencia baja de desplazamiento, lo que resultaría desfavorable en cuanto a proyectos de recuperación mejorada. (Willhite & Green, 1998)

Las fuerzas que intervienen en el desplazamiento microscópico son:

1. Fuerzas capilares
2. Fuerzas viscosas

1. Fuerzas capilares.

En un medio poroso al coexistir fases inmiscibles, la saturación, distribución y el desplazamiento de fases, se ven intervenidas por la tensión superficial conectada en las interfaces del fluido. Los fenómenos que influyen dentro de las fuerzas capilares son:

- ✓ Presión capilar
- ✓ tensión superficial e interfacial
- ✓ mojabilidad
- ✓ permeabilidad relativa.

❖ *Tensión superficial e interfacial.*

Al aplicar un método de recuperación mejorada de petróleo se espera poder reducir la tensión interfacial. Es necesario considerar el efecto que causan las fuerzas en la interfaz, cuando dos fluidos inmiscibles entran en contacto, en un sistema multifásico. Al ser estos fluidos líquido y gas, la tensión superficial es el término utilizado para describir estas fuerzas actuando sobre la interfaz. Cuando esta interfaz está entre dos líquidos, las fuerzas son denominadas tensión interfacial. (Ahmed, 2000)

2. Fuerzas viscosas.

Para comprender el comportamiento de las fuerzas viscosas en el micro desplazamiento del fluido, se debe entender que, la viscosidad es la resistencia del fluido para lograr fluir sobre un medio poroso. Debido a la magnitud que presenta la caída de presión en el medio poroso por consecuencia del flujo de fluido, se ven reflejadas estas fuerzas viscosas. Se presenta una asunción para el cálculo de estas fuerzas que enfatiza al medio poroso como una cantidad de tubos capilares paralelos. Para un flujo laminar que fluye mediante un tubo simple la caída de presión es representada por la ley de Poiseuille.

Ecuación 25. Fuerzas viscosas

$$\Delta p = -(6.22 * 10^{-8}) * \left(\frac{\mu * L * \bar{v}}{r^2 * gc} \right)$$

Donde:

- ✓ Δp = Caída de presión mediante el tubo capilar (psi)
- ✓ μ = Viscosidad del fluido (cp)
- ✓ L = longitud del tubo capilar (ft)
- ✓ \bar{v} = Velocidad promedio en el tubo capilar (ft/d)
- ✓ r = radio interior (m)
- ✓ gc = factor de conversión

❖ *Eficiencia de desplazamiento microscópica.*

La eficiencia microscópica (E_d) es el desplazamiento del petróleo en la escala de poro y se refiere a la manera en la que el fluido desplaza el petróleo, a sitios en donde los fluidos y la roca entran en contacto. Esta eficiencia está definida como la fracción de petróleo movable el cual se ha recuperado de la zona barrida en un tiempo determinado.

Ecuación 26. Eficiencia de desplazamiento microscópica

$$E_d = \frac{S_w - S_{w2}}{1 - S_{w2}}$$

Donde:

- ✓ S_w = Saturación promedio de agua.
- ✓ S_{w2} = Saturación inicial de agua.

2.5.3.1.2. Desplazamiento macroscópico.

Describe la movilización de los fluidos en contacto con el yacimiento en un sentido volumétrico. El volumen del yacimiento contactado por un fluido inyectado es necesario para la recuperación del petróleo mediante un proceso de desplazamiento. La eficiencia de desplazamiento o el barrido volumétrico es una medida cuantitativa de este contacto. Siendo este barrido una eficiencia macroscópica interpretada como una sección volumétrica del yacimiento invadida por un fluido inyectado. (Willhite & Green, 1998)

La eficiencia total de desplazamiento es igual a la eficiencia de barrido volumétrico por la eficiencia microscópica:

Ecuación 27. Eficiencia total de desplazamiento

$$E_{\text{total}} = E_v * E_d$$

1. Eficiencia de barrido volumétrico (E_v).

A partir de que se genera la invasión vertical por consecuencia de la estratificación y de la cobertura areal por el espaciamiento y arreglo de pozos, se puede calcular esta eficiencia la cual está definida como la fracción del volumen total del reservorio que está en contacto con el fluido desplazante.

La ecuación para calcular esta eficiencia volumétrica de barrido está dada como:

Ecuación 28. Eficiencia volumétrica de barrido

$$E_v = \frac{\text{volumen invadido}}{\text{volumen total a invadir}}$$

Los factores que afectan esta eficiencia son:

- ✓ Barreras estructurales como: Buzamiento, fallas y fracturas.
- ✓ Los cambios verticales y laterales en facies como: permeabilidad, porosidad y geometría. (Salager, 2005)

2. Eficiencia de barrido vertical (E_v).

Esta eficiencia es generada por la heterogeneidad de los reservorios, solo una parte vertical del reservorio se contacta con el fluido desplazante y se denomina eficiencia vertical de barrido refiriéndose al área total vertical del reservorio.

Ecuación 29. Eficiencia de barrido vertical (E_v)

$$E_v = \frac{\text{área vertical invadida}}{\text{área total vertical a invadir}}$$

Los factores que afectan esta eficiencia son:

- ✓ La mayor heterogeneidad del reservorio en los estratos que generan una eficiencia vertical de barrido sumamente baja.
- ✓ La permeabilidad efectiva de la roca.
- ✓ Cuando incrementa la razón de movilidad, disminuye la eficiencia vertical de barrido.
- ✓ El flujo cruzado entre capas y el volumen del fluido que ha sido inyectado.

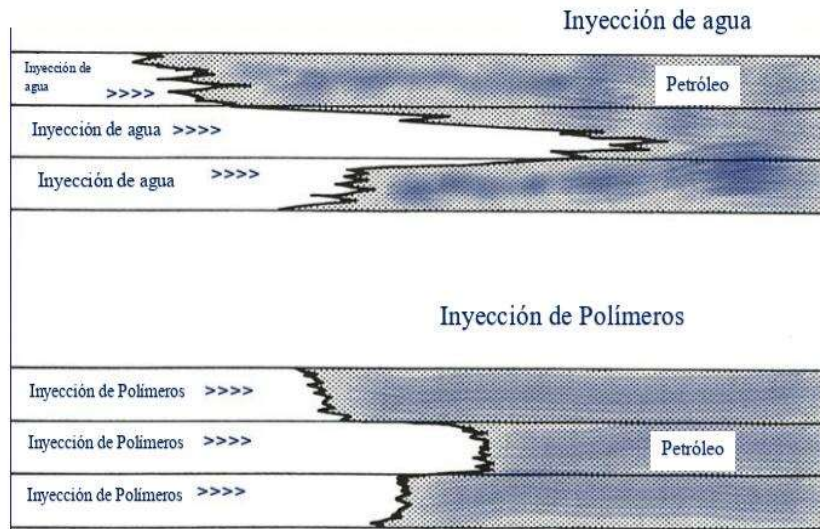


Figura 23. Eficiencia de barrido vertical en procesos de recuperación mejorada

3. Eficiencia de barrido areal (E_A).

Esta eficiencia es la fracción por invadir relativa al área horizontal del reservorio, zona en donde ocurre la recuperación mejorada de petróleo. Los factores relacionados como las propiedades roca-fluido (permeabilidad efectiva de la roca) influyen en la dirección y velocidad de movimiento del fluido y en el volumen invadido de la roca por consecuencia del fluido inyectado.

La ecuación para el cálculo de la eficiencia de barrido areal está dada por:

Ecuación 30. Eficiencia de barrido areal

$$E_A = \frac{\text{área horizontal invadida}}{\text{área total horizontal a invadir}}$$

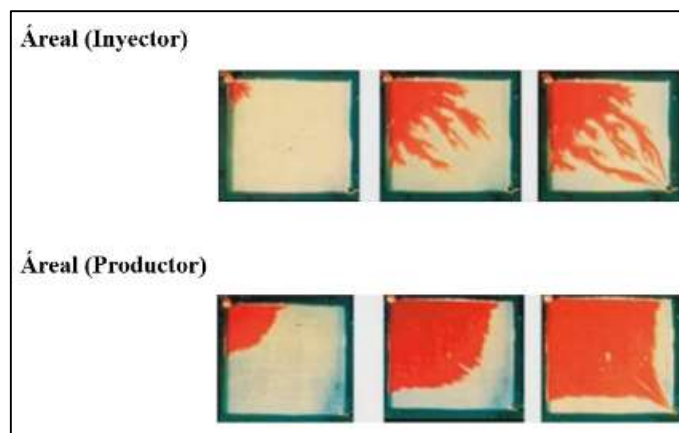


Figura 24. Eficiencia de barrido areal en procesos de recuperación mejorada

Fuente: (Ecopetrol, 2013)

2.5.3.1.3. Relación de movilidad.

Ecuación 31. Relación de movilidad

$$\lambda = \frac{k}{\mu}$$

Donde:

- ✓ λ = Movilidad
- ✓ K = Permeabilidad efectiva
- ✓ μ = Viscosidad

La relación de movilidad es la división entre el fluido desplazante y el fluido desplazado.

Ecuación 32. División entre el fluido desplazante y el fluido desplazado

$$M = \frac{\text{fluido desplazante}}{\text{fluido desplazado}} = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} = \frac{k_w/\mu_w}{k_o/\mu_o} = \frac{k_w\mu_o}{k_o\mu_w}$$

- ✓ Cuando $M < 1$, el petróleo se moviliza más fácil en comparación del agua, lo que resulta muy favorable.
- ✓ Cuando $M=1$, existe igualdad de movilidad en los fluidos.
- ✓ Cuando $M > 1$, el agua o fluido desplazante se moviliza mucho más fácil que el petróleo o fluido desplazado. Sin embargo, por ausencia de digitación viscosa, se inyecta más líquido para lograr que exista una saturación residual en los poros. Por lo que la relación de movilidad es fundamental ya que, a menor viscosidad del crudo, menor digitación viscosa.

La relación de movilidad resulta menor, cuando existe un incremento del número capilar y una reducción de viscosidad en el fluido desplazado. El número capilar es la relación adimensional entre las fuerzas capilares y viscosas, dado por:

Ecuación 33. Número Capilar

$$N_c = \frac{\mu * v}{q} = \frac{K * \Delta P}{q * L}$$

Donde:

- ✓ μ = Viscosidad del fluido desplazante.
- ✓ v = Velocidad del poro.
- ✓ Q = Tensión interfacial de los fluidos desplazante y desplazados.
- ✓ K = Permeabilidad efectiva del fluido desplazante.
- ✓ $\Delta p/L$ = Gradiente de presión mediante L (distancia).

Cuando se incrementa el número capilar, disminuye la saturación residual del petróleo, ya sea porque se incrementó el gradiente de presión o se redujo la viscosidad del petróleo, pero principalmente por la disminución de la tensión interfacial. (Donaldson, Chilindarian & Fuyen, 1985)

2.5.3.1.4. *Digitación viscosa.*

El fenómeno de digitación viscosa se relaciona al desplazamiento del fluido desplazado que presenta una viscosidad más elevada que el fluido desplazante. Se presenta menor viscosidad del fluido desplazante ya que este fluye más fácil en comparación con el fluido desplazado que presenta una elevada viscosidad, generando perturbaciones en el sistema. El balance entre las fuerzas capilares, gravitacionales y la heterogeneidad del yacimiento originan el fenómeno de digitación viscosa, que incrementa con la relación de viscosidad entre los fluidos desplazados y desplazantes. Este fenómeno causa un efecto drástico en la eficiencia de barrido, ya que estos desplazamientos son inestables por la ruptura del fluido desplazante. (Monroy & Navarro, 2008)

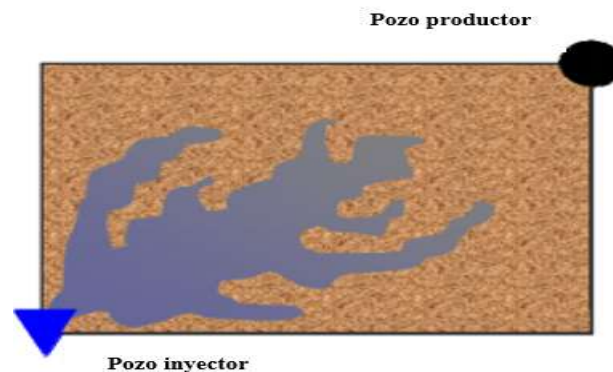


Figura 25. Fenómeno de digitación viscosa

Fuente: (Monroy & Navarro, 2008)

2.5.3.1.5. Heterogeneidad del yacimiento.

Generalmente la heterogeneidad del yacimiento es uno de los problemas que más se presenta en un proceso de recuperación mejorada, resultando una escasa eficiencia de barrido, por ende, poco petróleo recuperado. Las heterogeneidades más comunes que se presentan son las variaciones en la permeabilidad del yacimiento lateral y vertical.

Las areniscas y carbonatos presentan capas horizontales de diferentes permeabilidades que están divididas por capas tan delgadas impermeables que no aparecen en los registros eléctricos ni en los análisis de núcleos.

El que existan estas capas es bueno para la recuperación mejorada de petróleo, ya que los fluidos inyectados permanecen fluyendo paralelamente a la estratificación. Si no existieran estas capas el yacimiento sería atravesado por los fluidos inyectados hacia las capas que contengan más permeabilidad, por lo que la eficiencia vertical de barrido se reduce.

Otro de los elementos que tienen efecto sobre la eficiencia de la técnica de recuperación mejorada de petróleo es la geometría de los poros. Si la relación del diámetro entre la garganta poral y los poros es reducida, la eficiencia en el recobro también será reducida, así como la mojabilidad en la superficie poral es otro de los factores que afectan la eficiencia de recobro.

En los carbonatos se presenta una porosidad intergranular uniforme o una porosidad dual, al existir mayor cantidad de petróleo en la zona de baja permeabilidad, atravesada por canales con fracturas o alta porosidad en donde el fluido inyectado se moverá sin penetrar la zona. (Donaldson, Chilindarian & Fuyen, 1985)

2.5.4. Petróleo incremental.

El éxito de evaluar efectivamente un proyecto EOR es el cálculo del volumen incremental recuperado. Un indicador técnico principal de la aplicación de estos métodos es el petróleo incremental recuperado.

El petróleo incremental es la diferencia entre el petróleo efectivamente recuperado y el que se podría haber recuperado, se expresa como el volumen de petróleo en bls/día o ft^3 de gas natural por día, alcanzado por encima de la curva de producción. (Lake, 1989)

Para su análisis existen 4 casos en los que se utilizan gráficas del gasto de producción vs la recuperación del petróleo incremental que consideran la declinación exponencial

antes y después del proceso de recuperación, en donde el petróleo incremental recuperado resulta positivo en cada uno de los casos. (Lake, 1989)

RECUPERACIÓN INCREMENTAL PRODUCTO DE LOS MÉTODOS DE EOR								
%	TÉRMICOS			QUÍMICOS			GASES	
60 - 65	Inyección de vapor (=0.5 lb por barril)							
55 - 60			SAGD (3 lb por barril)					
50 - 55								
45 - 50			Combustión (10 mpc de aire por barril)					
40 - 45								
35 - 40								
30 - 35		Inyección cíclica de vapor (2 barriles consumidos por barril)			Alcalino Surfactante Polímero (35 - 45) lb de químicos por barril			
25 - 30				Polímero Surfactante (12 - 25) lb de surfactantes por barril				
20 - 25								
15 - 20							Miscible (4 - 10) mpc por barril	
10-15					Polímeros (1 lb de polímero por barril)			
05-10								Inmiscible (10) mpc por barril

Figura 26. Recuperación incremental producto de los métodos EOR

Fuente: (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2015)

2.6. TÉCNICAS DE RECUPERACIÓN MEJORADA

2.6.1. Métodos Térmicos.

2.6.1.1. Inyección de vapor.

En la figura 27 se observa el proceso de inyección térmica de vapor que comúnmente es utilizado en reservas caracterizadas por almacenar crudo pesado, este método es eficaz debido a que permite aumentar la presión y temperatura, disminuyendo de esta manera la viscosidad del petróleo, aumentando proporcionalmente la movilidad.

En esta técnica de estimulación se aplica calor al reservorio mediante la inyección de vapor de alta calidad en el pozo de producción. Por lo general, el vapor que se utiliza es presurizado y se bombea por un pozo durante semanas o meses dependiendo de la cantidad de vapor que se utilice, calentando completamente el reservorio cerca del pozo. Después, el proceso se detiene para que el petróleo pesado se separe de la arena del yacimiento para ser extraído, finalmente.

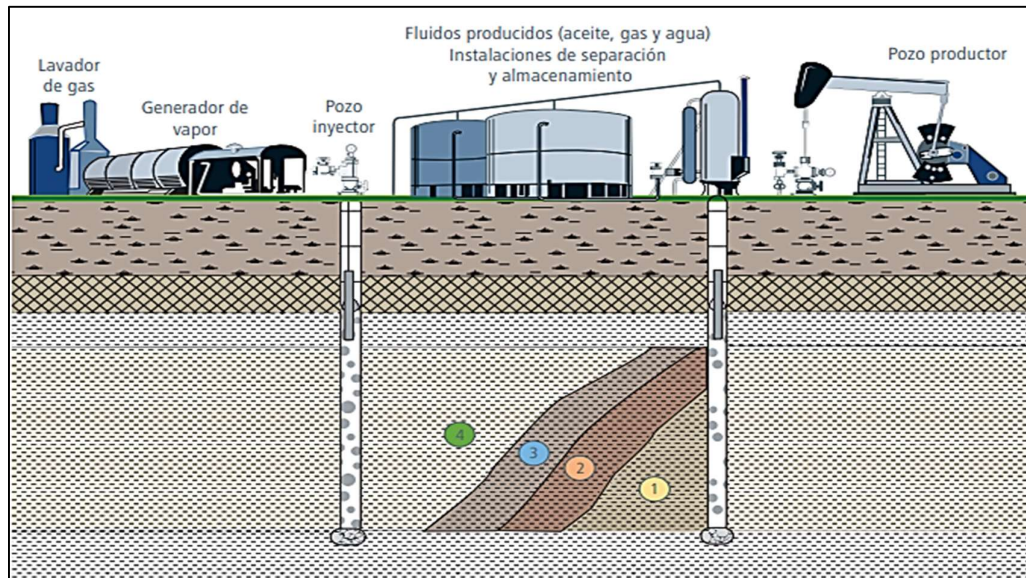


Figura 27. Proceso de inyección de vapor

Fuente: (Bailey & Curtis, 1984)

- ✓ 1 = Zona de petróleo y agua cercana al yacimiento.
- ✓ 2 = Zona de petróleo calentado.
- ✓ 3 = Zona de agua caliente
- ✓ 4 = Zona de vapor y agua condensada.

2.6.1.1.1. Inyección de vapor cíclica.

La inyección cíclica de vapor o también conocida como proceso de soplo a soplo, fue inicialmente aplicada debido a su factibilidad económica y su rápida respuesta de recobro de hidrocarburo. Este método de recuperación consiste en la inyección alterna de vapor y la producción de petróleo con vapor condensado del mismo pozo o pozos, también es usada para mejorar la inyectividad antes de la inyección de vapor o las operaciones de combustión in situ. (Stracke, Mason & Altam 1969 p. 35)

(Baibakov & Garushev, 1989 p. 103) Mencionan que uno de los factores más importantes al realizar este método es el grado de saturación del agua y la cantidad de calor inducida a la formación, ya que, con el aumento en el grado de invasión del yacimiento por el agua de formación, la efectividad de la vaporización cíclica de la zona cercana al fondo del pozo disminuye debido a esto la eficacia de la inyección de vapor aumenta con la temperatura de la zona tratada.

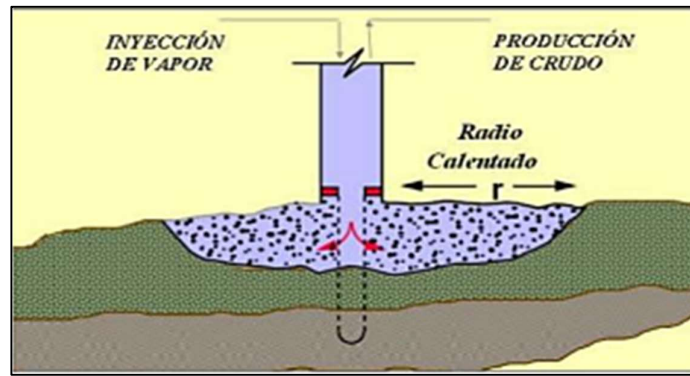


Figura 28. Sistema de inyección de vapor cíclica

Fuente: (Douglas & Bánzer, 2002)

Fases de la estimulación cíclica con vapor

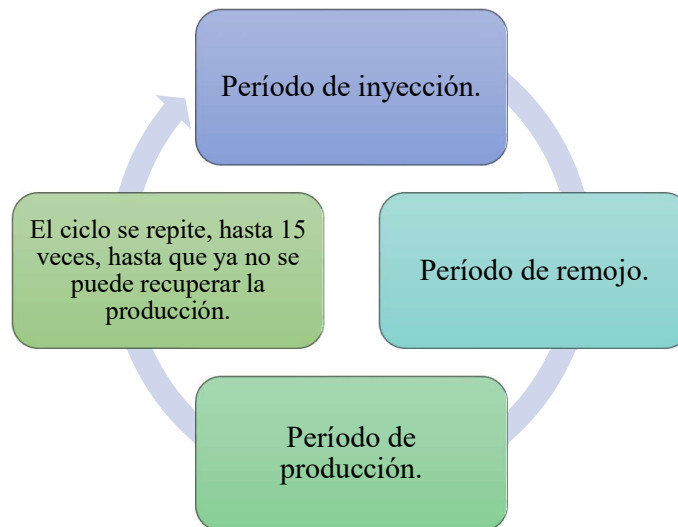


Figura 29. Fases de la inyección cíclica

Fuente: (Douglas & Bánzer, 2002)

❖ *Período de inyección*

Durante el período de inyección, el pozo se vaporiza a la mayor tasa de inyección con el fin de reducir las pérdidas de calor y proporcionar una estimación de la inyectividad de la formación y la variación con el tiempo dependiendo de las condiciones del yacimiento. El vapor inyectado calienta la roca y los fluidos alrededor del pozo. Se canaliza hacia la formación debido a la segregación por gravedad, la inyección preferencial en estratos de alta permeabilidad y las relaciones de viscosidad adversas. Una vez que se inyecta el volumen de vapor deseado, el pozo se cierra por un tiempo determinado. (Pascual, 2001 p.2)

❖ *Período de remojo*

Este período tiene como objetivo lograr la condensación parcial del vapor para calentar la roca y los fluidos, de esa manera se puede lograr una distribución uniforme del calor inyectado. En esta etapa, también se puede observar la reducción significativa en la viscosidad del aceite original hasta quizás unos pocos centipoises en la zona de vapor, los mismos que son sometidos a un proceso de expansión térmica, que es mayor para el crudo, y debido a la presurización de la arena, el gas libre, si lo hay, se ve obligado a disolverse. (Pascual, 2001 p.2)

❖ *Período de producción*

Como resultado de la producción de fluidos, cuando la presión en el yacimiento es alta, la tasa de flujo será sustancialmente mayor que la tasa original simplemente como resultado de la mayor movilidad del aceite. Los factores de recuperación típicos para la estimulación cíclica con vapor son del 20% al 35% con relaciones de vapor a aceite (SOR) de 3 a 5,22.

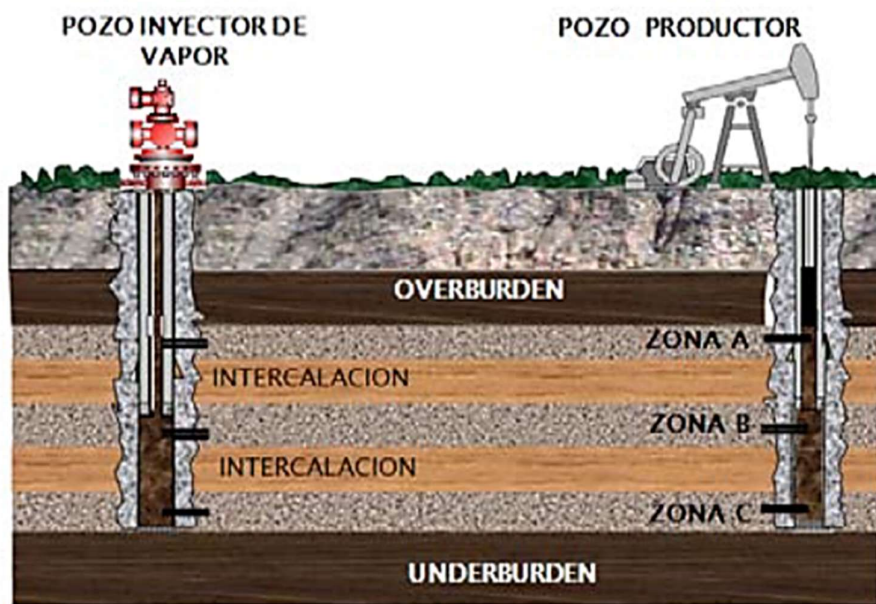


Figura 30. Inyección cíclica de vapor

Fuente: (Douglas & Bánzer, 2002)

2.6.1.1.2. Inyección de vapor continua.

El método es también denominado impulsión de vapor y comúnmente es utilizado después de haber realizado la inyección de vapor cíclica, en este proceso el condensado caliente que sale de la zona de vapor crea un efecto de inundación de agua caliente antes

de la zona de vapor. Finalmente, mientras la condensación se enfría hasta la temperatura de formación se produce una inundación de agua fría. Por tanto, el proceso consta de una zona de vapor, una zona de impulsión de agua caliente y una impulsión de agua fría en el volumen de patrón restante. El crudo desplazado forma una capa de petróleo delante de la zona de condensación de vapor. Antes de la invasión del vapor, una porción determinada de arena debe haber sido barrida con agua fría y luego con agua caliente. El éxito de este método de recuperación es conocer en qué condiciones se encuentra el yacimiento y sus cambios en el tiempo. (Trigos, Rueda & Rodríguez, 2012 p.2)

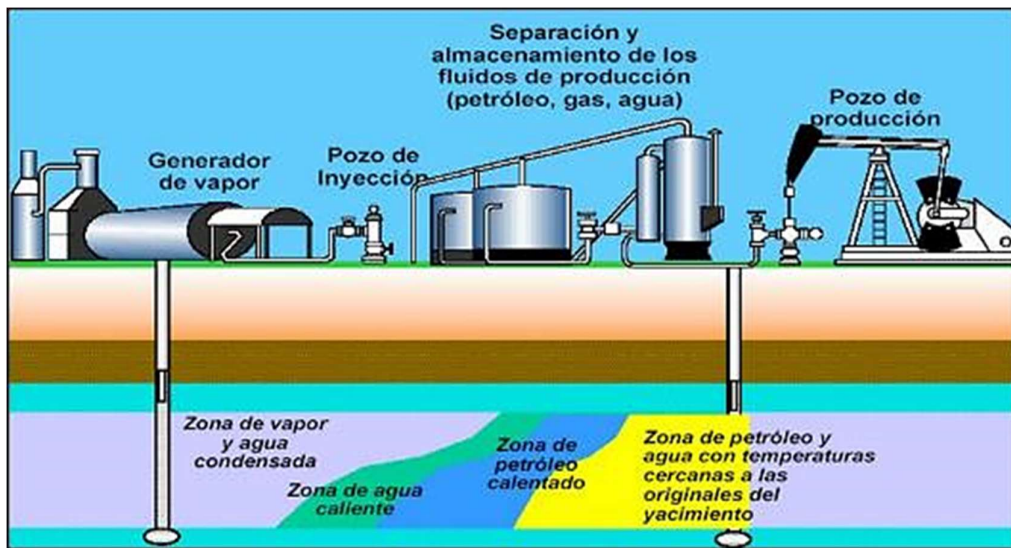


Figura 31. Proceso de inyección de vapor continua

Fuente: (Trigos, Rueda & Rodríguez, 2012)

❖ *Zona de vapor*

En esta zona se presenta el proceso de destilación, el cual, permite que las fracciones de vapor más livianas se reduzcan dejando atrás las fracciones más pesadas; debido a que la temperatura de vapor permanece casi constante la dirección del flujo disminuye. En esta zona se realiza el empuje de gas para aumentar el recobro.

❖ *Zona de agua caliente*

El proceso que predomina en esta zona es la expansión térmica del petróleo, ya que este se expande y se mueve, disminuyendo de esta manera la saturación residual.

❖ *Zona de agua fría*

Finalmente, se presenta la condensación de las fracciones vaporizadas anteriormente que permite estimar el aumento en el factor de recobro resultado de la expansión térmica. Esta zona está relacionada al influjo de agua y la saturación residual.

Limitaciones

- ✓ Se puede recuperar menos del 30% (generalmente menos del 20%) de crudo inicial en el lugar.
- ✓ La profundidad mínima para aplicar la estimulación cíclica con vapor es del orden de 1000 pies, aunque ésta varía dependiendo del tipo y la estructura de las formaciones supra yacentes.
- ✓ Es necesaria una buena permeabilidad horizontal, mayor a 1 Darcy para la producción.

Ventajas

- ✓ Las altas presiones del vapor no fracturan la sobrecarga.
- ✓ Funciona mejor cuando hay zonas productivas gruesas (> 10 m) con arenas de alta porosidad (mayor a 30%).
- ✓ Las capas de lutita que reducen la permeabilidad vertical no son un problema para los pozos verticales que penetran zonas productivas gruesas.
- ✓ Reduce la resistencia al flujo cerca de los pozos.
- ✓ El vapor podría apagarse de las zonas que se han barrido con éxito y dirigido hacia regiones no barridas.

Desventajas

- ✓ Las altas temperaturas que se manejan pueden ocasionar daño a los equipos utilizados para la producción de hidrocarburo.
- ✓ Inicialmente fue desarrollado para pozos verticales.
- ✓ Su costo aumenta al cambiar el tipo de pozo, especialmente con los pozos multilaterales.

Requerimientos

- ✓ La porosidad de la roca del yacimiento debe ser de al menos el 20%
- ✓ La permeabilidad debe ser de al menos 100 milidarcy
- ✓ La saturación de petróleo pesado debe ser de al menos el 40%.

- ✓ El contenido de aceite del yacimiento debe ser de al menos 800 bbl por acre-pie.
- ✓ La profundidad del reservorio debe ser inferior a 3000 pies
- ✓ El grosor del reservorio debe ser de al menos 30 pies.

2.6.1.2. *Combustión in-situ.*

Este método es comúnmente aplicado a yacimientos de petróleo de baja gravedad, inicialmente el calor se genera dentro del reservorio inyectando aire y quemando parte del petróleo crudo, esto disminuye la viscosidad del aceite y vaporiza de manera parcial el aceite en su lugar. El petróleo se deja en un reservorio debido a que en ocasiones algo de petróleo queda atrapado en forma de gotas en los poros de la roca a causa de las fuerzas capilares, en partes del reservorio de reposición que no han sido barridas adecuadamente por el agua, pero también por heterogeneidad adversa y efectos de canalización en el yacimiento. Así mismos, es posible que una gran cantidad de petróleo, con altas saturaciones, quede atrapado debajo de las capas de esquisto. (Greaves, M & Wilson, A 1996 p.3)

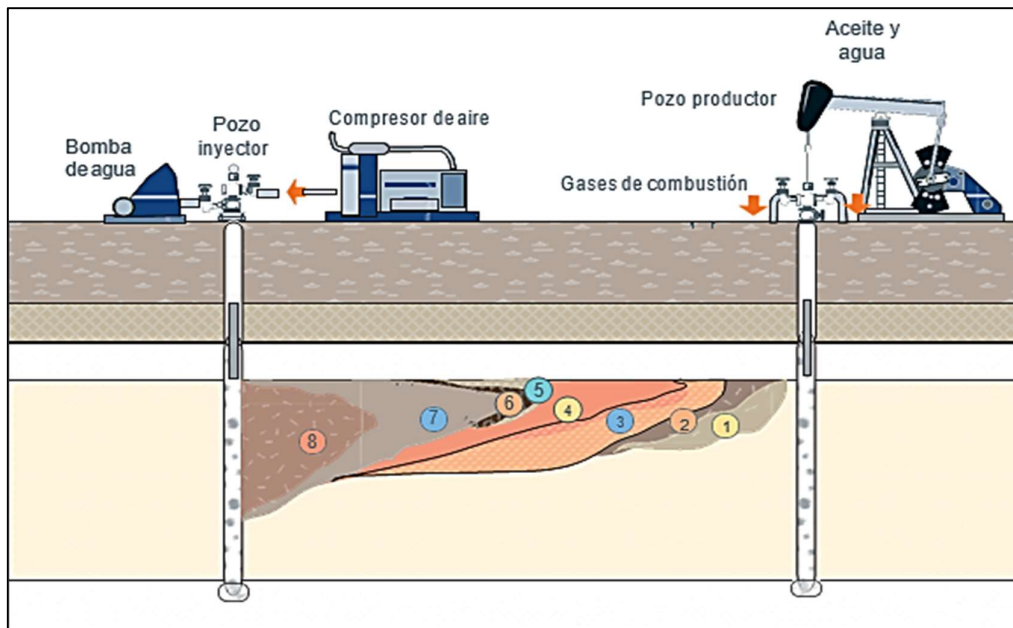


Figura 32. Combustión Insitu

Fuente: (Greaves & Wilson, 1996)

A continuación, se muestran las zonas presentes durante el desarrollo de este método en la figura 33.

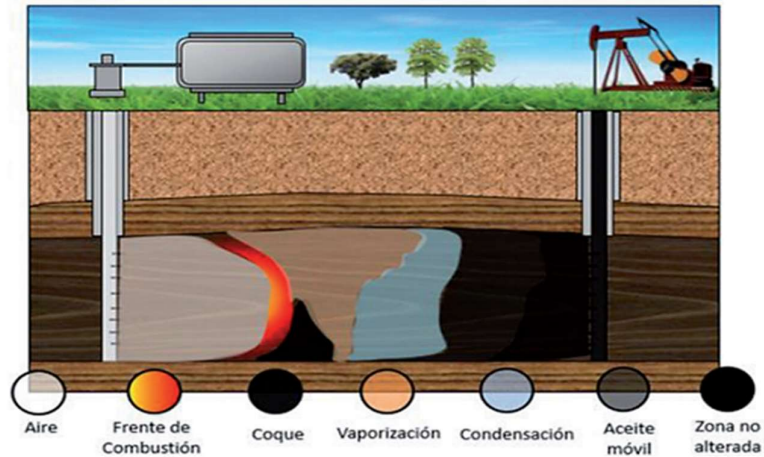


Figura 33. Zonas presentes en el yacimiento durante un proceso de combustión in-situ

Fuente: (Cavanzo, Muñoz & Ordoñez, 2016)

Parámetros requeridos (Speight, 2009 p.5)

- ✓ La concentración de combustible por unidad de volumen del reservorio quemado
- ✓ La composición del combustible
- ✓ La cantidad de aire que se necesita para que el combustible sea quemado
- ✓ El volumen del reservorio barrido por la zona de combustión
- ✓ Las tasas y presiones de inyección de aire requeridas
- ✓ La tasa de producción de petróleo
- ✓ Yacimientos con temperaturas mayores de 60-70 °C.

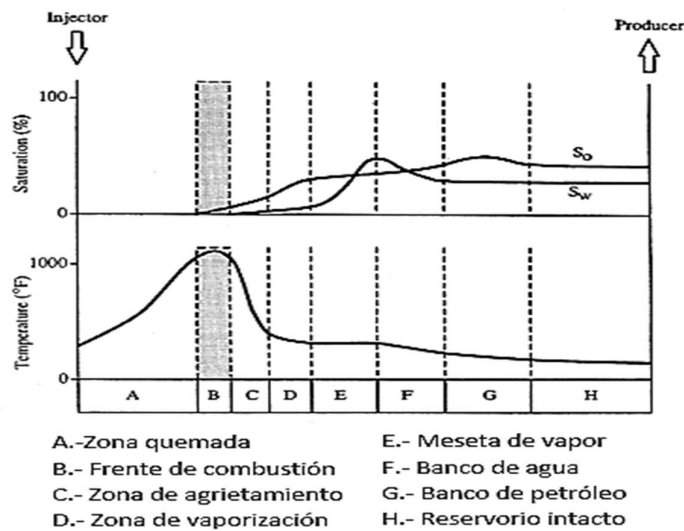


Figura 34. Diagrama esquemático de perfiles y zonas de temperatura y saturación en combustión in situ

Fuente: (Society of Petroleum Engineers, 1971)

(Speight, 2009 p.5) En el 2009 indica que en este proceso se puede inyectar aire seco o aire mezclado con agua en el reservorio, posteriormente el fuego se propaga de manera uniforme desde el pozo de inyección de aire hasta el pozo productor, moviendo el petróleo y los gases de combustión por delante del frente. A medida que la temperatura en el elemento de volumen excede aproximadamente 345 ° C (650 ° F), es muy probable que el aceite sufra un craqueo térmico para formar una fracción volátil y un residuo de baja volatilidad.

Con cambio del frente de combustión queda una zona de arena limpia donde solo fluye aire. Como resultado de la destilación y el craqueo térmico, se mejora la calidad del petróleo producido. Existen 2 tipos de combustión:

❖ **Combustión seca**

Este proceso que se realiza con la ayuda de quemadores de gas de fondo de pozo, calentadores eléctricos o inyección de agentes pirofóricos o inyección de vapor, el calor que se genera mediante este proceso es almacenado en la arena que se encuentra detrás del frente de invasión y puede ser utilizado para desplazar el crudo, lo que hace que el proceso se presente de manera tardía.

❖ **Combustión húmeda**

Durante el proceso de combustión húmeda, se inyecta agua con aire de manera alternada, el agua inyectada absorbe el calor de la zona quemada, vaporiza, se mueve por el frente caliente y distribuye el vapor, este método es más eficiente en comparación a la combustión seca gracias a las propiedades del agua.

❖ **Limitaciones**

Para poder aplicar el método de recuperación de combustión in situ se debe realizar una conocida como “prueba de tubo de combustión” tanto seca como húmeda. La metodología perteneciente a ambas pruebas es la siguiente. (Cavanzo, Muñoz & Ordoñez, 2016 p. 26)

- ✓ Obtener los datos característicos de los fluidos y la roca
- ✓ Preparar las pre-mezclas.
- ✓ Empaquetar y montar del reactor.
- ✓ Verificar y alistar los equipos a utilizar.
- ✓ Iniciar la combustión.

- ✓ Calcular y analizar los resultados

Ventajas

- ✓ Recuperación del 80% aproximadamente.
- ✓ No daña al medio ambiente
- ✓ Disminución de la viscosidad del crudo
- ✓ Mejores de grados API
- ✓ Tiene éxito en la quema de partículas orgánicas sólidas, en la estabilización de arcillas y en el aumento de la permeabilidad absoluta cerca del pozo tratado

Desventajas

- ✓ Requiere una zona fría para tratar el petróleo.
- ✓ Dificultad para trasportar el calor que se almacena en la zona quemada
- ✓ Fluidos producidos emulsionados que causan problemas de caída de varillas y alta presión en la línea de flujo debido a su viscosidad y dificultades de tratamiento debido a su estabilidad.
- ✓ Desgaste de los equipos de bombeo y las instalaciones de superficie a causa de la corrosión.
- ✓ Se necesita realizar pruebas de laboratorio adicionales.
- ✓ Existe riesgo de explosiones.
- ✓ Problemas de casing.
- ✓ No se tiene control de la fase de combustión

2.6.1.3. Inyección de agua caliente.

Este es uno de los métodos de recuperación más accesible debido a que se utilizan los mismos equipos que se necesitan para la inyección de agua, el procedimiento a seguir es similar con la única diferencia que los estudios realizados han demostrado que existe un mayor desplazamiento del crudo en procesos que implican aplicar agua a altas temperaturas. La inundación del agua a temperaturas altas es particularmente eficaz en el desarrollo de campos de aceites de alta viscosidad que contienen grandes cantidades de parafinas y sustancias resinosas de asfáltenos, y que presentan propiedades anómalas (no newtonianas) cuando fluyen a través de medios porosos. (Kopsch, 1995)

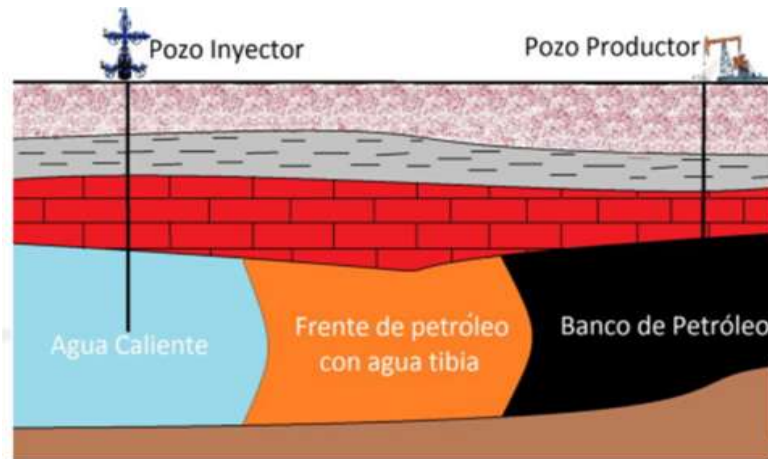


Figura 35. Proceso de inyección de agua caliente

Fuente: (Mischenko, 2001)

Este método se basa en la tecnología convencional de inundación por agua, parece tener algunos de los elementos necesarios para describir las inundaciones de agua caliente, y finalmente considera solo los efectos de las variaciones de permeabilidad y el índice de movilidad.

Tanto la recuperación por inyección de agua fría como agua caliente dependen de la relación de permeabilidad relativa y la distancia del inyector debajo de la parte superior de la formación.

Ventajas

- ✓ Mejor eficiencia de desplazamiento de la zona calentada y mejor recuperación final incluso cuando la saturación de aceite residual no disminuye al aumentar la temperatura.
- ✓ Reduce el consumo de combustible y vuelve a saturar la zona de vapor con agua líquida
- ✓ Reduce la posibilidad de que ocurra un hundimiento en caso de producción de arena.

Desventajas

- ✓ La relación de movilidad del petróleo delante del frente de desplazamiento y el agua inyectada cerca del pozo de inyección es menos favorable en las inundaciones de agua convencionales.

- ✓ Las tasas máximas de inyección de energía suelen ser más bajas porque el vapor de vapor saturado tiene un contenido de energía tres veces mayor que el del agua caliente por debajo de los 423°F.
- ✓ Esta técnica se requiere de altas presiones.

2.6.2. Gases Miscibles.

2.6.2.1. Inyección de CO₂

Este método es frecuentemente aplicado a yacimientos de petróleo ligero y se realiza utilizando grandes cantidades de CO₂ (dióxido de carbono), debido, a que de este logra extraer componentes livianos y desarrollar miscibilidad para poder desplazar el crudo desde el yacimiento hasta el pozo. (Abdulrazag & Reyadh, 2007)

El petróleo se queda almacenado en el reservorio después de la inundación del agua de tres formas posibles:

1. Como gotas en los poros rodeados de agua
2. En contacto con la superficie de la roca (rocas mojadas de petróleo)
3. Humectabilidad mixta. Es la unión de las mencionadas anteriormente

El CO₂ se desplaza a través del reservorio desplazando principalmente la fase de agua móvil. Debido a que la solubilidad del CO₂ en el petróleo es mucho mayor que la solubilidad del CO₂ en agua, el petróleo puede contener muchas veces la cantidad de CO₂ en condiciones de yacimientos, esto ocasiona que el aceite se hinche, reduzca su viscosidad y la tensión interfacial que mantenía el crudo en los espacios porosos. La hinchazón del petróleo y la disminución de su viscosidad aumentan la movilidad relativa del aceite y, por tanto, el aceite primario se produce a velocidades más rápidas.

Este proceso debe realizarse con grandes cantidades de dióxido de carbono. Aunque con relación al petróleo este proceso no es miscible, pero al ser elevada la presión ocurre la miscibilidad en el yacimiento para desplazar al petróleo.

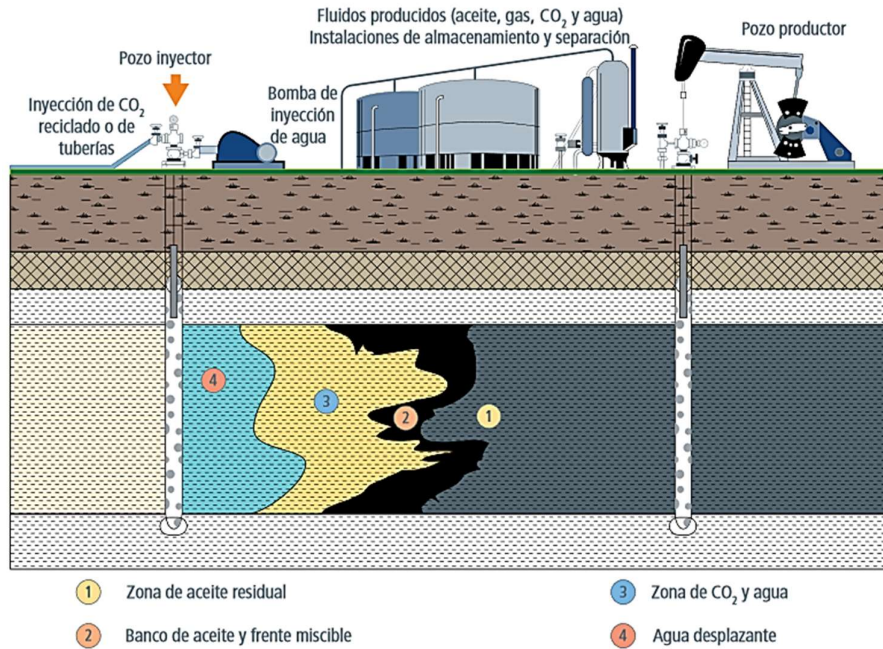


Figura 36. Proceso del método de inyección de CO₂

Fuente: (Bailey & Curtis, 1984)

El CO₂ aumenta el recobro del crudo debido a:

1. Aumento de miscibilidad.
2. Incremento de volumen del crudo.
3. Disminución de la viscosidad.
4. Disminución de la tensión interfacial por el crudo y las fases de CO₂-crudo ubicado en la zona de miscibilidad.

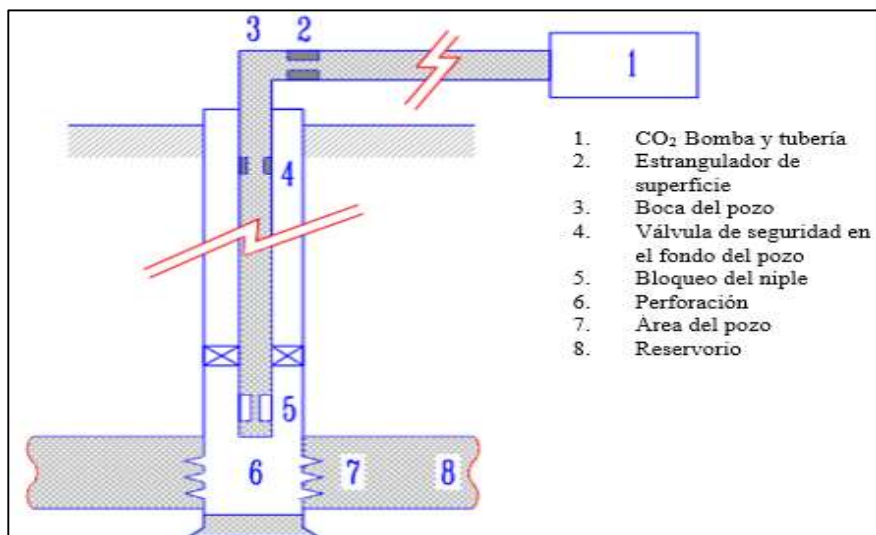


Figura 37. Sistema de inyección de CO₂

Fuente: (Galic H. et al. 2009)

Existen 2 tipos de inyección por CO₂

❖ Inyección alterna

En este método se realiza la inyección de CO₂, posteriormente se cierra el pozo de 2 a 4 semanas, luego el pozo se abre y el proceso se repite. Es importante mencionar que este método de recuperación solo puede ser aplicado a un pozo y el CO₂ que se inyecte debe ser producido en el mismo campo a tratar.

❖ Inyección continua

En la inyección continua el CO₂ es inyectado para ser barrido desde un frente hacia los pozos productores, lo más común en estos procesos es que el CO₂ sea inyectado de manera alternada con capas de agua.

Es probable que el CO₂ en condiciones de yacimiento de gran profundidad se comporte como un fluido muy crítico con la densidad de un líquido y la viscosidad de un gas. La mayor densidad de CO₂ significa que migrará hacia abajo en el reservorio. (Karla & Wu, 2014)

Ventajas

- ✓ Su alta densidad lo hace compatible para tratar el crudo.
- ✓ Reduce las emisiones de gas producidas por el efecto invernadero.
- ✓ Es ideal para formaciones homogéneas, de baja permeabilidad vertical y espesor.
- ✓ La inyección de CO₂ en un depósito de gas natural agotado mejorará la recuperación de gas.

Desventajas

- ✓ Los factores de recuperación son afectados por la heterogeneidad y anisotropía del reservorio.
- ✓ En presencia de un acuífero se deben realizar estudios adicionales para saber si es factible la aplicación de este método de recuperación.
- ✓ Las perforaciones del pozo productor se deben realizar en zonas de baja permeabilidad.

2.6.2.2. *Inyección de N₂*

Este proceso de recuperación es ideal para yacimientos de gas condensado ya que este mantiene la presión del reservorio, evitando de esta manera la pérdida de condensado como resultado del agotamiento de la presión, este método utiliza gases no asociados al hidrocarburo, para desplazar el crudo en sistemas, ya sean estos miscibles como no miscibles, dependiendo de la composición del crudo y la presión a la que este se encuentre.

Este método puede ser utilizados en:

- ✓ Yacimientos con capa de gas
- ✓ Yacimientos de segregación gravitacional

Los factores que controlan la inyección de N₂ son:

- ✓ La presión mínima de miscibilidad y el comportamiento de la fase entre el petróleo y el nitrógeno en el yacimiento.

El aumento del recobro se da mediante la vaporizando los componentes menos pesados del crudo, generando miscibilidad, siempre y cuando la presión se suficientemente alta. También el empuje con gas es un factor que influye cuando una fracción de volumen del yacimiento contiene este tipo de gases en grandes cantidades.

Comportamiento de fase:

- ✓ El nitrógeno causa un aumento del punto de rocío de los hidrocarburos volátiles y condensados.
- ✓ En yacimientos de gas saturado se presenta el fenómeno de condensación retrograda.
- ✓ En yacimientos de gas insaturados, el nitrógeno puede intercalarse con el crudo previo a producirse la condensación retrógrada.
- ✓ Se puede presentar miscibilidad en algunos tipos de crudo por distintas condiciones de presión y temperatura.
- ✓ Cuando la presión excede los 5.000 psi, el N₂ puede lograr vaporizar los hidrocarburos intermedios (C₂ – C₆) del crudo y formar miscibilidades posteriores a varios enlaces con el petróleo.

- ✓ El Bo y el GOR disminuyen al relacionarse con el nitrógeno ocasionando el aumento de densidad y viscosidad del crudo.

Ventajas

- ✓ Bajo costo de aplicación.
- ✓ No es corrosivo.
- ✓ Se usa en formaciones que contienen areniscas o carbonatadas.
- ✓ Alta tasa de separación.
- ✓ Fácil mantenimiento.

Desventajas

- ✓ Pérdida de líquido en la zona de mezcla entre el nitrógeno inyectado y el gas condensado.
- ✓ Solo se utiliza con crudos ligeros y medianos.
- ✓ Se requiere presiones altas.
- ✓ Se requiere temperaturas altas.
- ✓ Baja eficiencia de barrido vertical y horizontal a causa de la viscosidad.
- ✓ Los gases utilizados deben ser apartados del gas producido para despacharlos con el objetivo de no disminuir la capacidad calorífica.

2.6.2.3. Presión mínima de miscibilidad (MMP).

La presión de miscibilidad es la capacidad que tiene dos o más sustancias líquidas para unirse entre sí, formando una solución homogénea y se da cuando el fluido inyectado se incorpora al hidrocarburo que se encuentra en el reservorio.

Todo lo opuesto a lo anteriormente dicho se denomina inmiscibilidad de los fluidos, de esta forma se comportan los gases en ausencia de los hidrocarburos y el gas natural cuando entra en contacto por primera vez con el petróleo en el yacimiento.

Cuando existe movimiento o transferencia de masa debido a los fluidos inyectados, se produce un enriquecimiento del gas inyectado en la zona de transición miscible, a partir de la cual se puede determinar que la presión mínima de miscibilidad es la presión que garantiza la miscibilidad dinámica. (Salazar, 2011)

❖ Factores que afectan esta presión con el nitrógeno

La viabilidad de la inyección de nitrógeno o el principal motivo para sustituir el nitrógeno por otros gases más eficientes como (dióxido de carbono y el gas natural) son sus beneficios económicos. Por ello, es importante conocer los siguientes factores que inciden en la presión mínima de miscibilidad como:

- ✓ La composición del petróleo en el reservorio y del fluido desplazante.
- ✓ La temperatura del yacimiento que se incrementa, a medida que la presión mínima de miscibilidad en el gas natural aumenta, por consecuencia de la solubilidad del C_1 que disminuye por el aumento de temperatura, aumentando el tamaño de la zona bifásica.
- ✓ La presión mínima de miscibilidad disminuye en el N_2 , por el incremento de la temperatura en el yacimiento, debido a que la solubilidad del nitrógeno se incrementa en los hidrocarburos a temperaturas mayores a $100^{\circ}F$.
- ✓ La presión mínima de miscibilidad disminuye, porque la concentración del gas natural y el nitrógeno en el petróleo del yacimiento disminuye.
- ✓ La presión mínima de miscibilidad aumenta, debido a que el tamaño de la zona bifásica aumenta por que el peso molecular de la fracción C_2-C_4 en el petróleo disminuye.
- ✓ La presión de miscibilidad aumenta, debido a que el tamaño de la zona bifásica también aumenta, debido a que la densidad del petróleo disminuye y el peso molecular de la fracción pesada aumenta. (Salazar, 2011)

❖ Correlaciones para la presión mínima de miscibilidad con nitrógeno

Existen muchas correlaciones para la presión mínima de miscibilidad con nitrógeno en la literatura. Holm y Josendal propusieron una adaptación para la presión mínima de miscibilidad de nitrógeno de la correlación Benham-Dowden-Kunzman para la presión mínima de miscibilidad de gas natural enriquecido. Esta adaptación proporciona la temperatura y la dependencia del peso molecular $C_5 +$ de MMF. Orr y Silva propusieron una correlación para la presión de miscibilidad de nitrógeno que requiere una descripción composicional más completa del crudo. Siguiendo el método utilizado por Benham et al, Riedel desarrolló una correlación de presión mínima de miscibilidad de nitrógeno que incluye factores de composición. (Elsharkawy, Poettmann & Christiansen, 1992)

2.6.2.4. Gases Inmiscibles.

La inyección de gas inmiscible en el reservorio es similar al proceso de recuperación que ocurre durante una operación de tapón de gas. Al igual que las inundaciones de agua, el volumen y la colocación de gas se pueden controlar para mejorar la eficiencia del barrido y mantener la energía o presión del yacimiento. Los gases típicos de las inundaciones inmiscibles son el metano, el nitrógeno, el dióxido de carbono y el aire. Muchos de estos gases no son completamente inmiscibles con el petróleo. Por ejemplo, el dióxido de carbono casi siempre tiene una miscibilidad limitada con el petróleo y, por lo tanto, puede hinchar el crudo y reducir su viscosidad, lo que puede mejorar la recuperación. Sin embargo, el dióxido de carbono es relativamente caro de inyectar como gas inmiscible y, por lo general, no se usa de esta manera en la actualidad. (Johns, 2004, pág. 711)

2.6.3. Métodos Químicos.

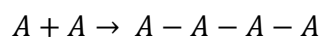
La recuperación de petróleo por métodos químicos ha generado avances muy relevantes en los últimos años incrementando el recobro final y la producción del yacimiento. La inyección de polímeros es uno de los métodos químicos más exitosos implementados en areniscas que permiten disminuir la tensión interfacial del fluido desplazante con el crudo, aumentar la eficiencia de barrido, la relación de movilidad y el aumento de la viscosidad en el fluido inyectado. (Romero, 2012)

Los métodos químicos más utilizados son:

- ✓ Inyección de polímeros
- ✓ Inyección de Surfactantes
- ✓ Inyección de soluciones alcalinas

2.6.3.1. Inyección de polímeros.

Los polímeros son moléculas de cadena larga compuestas por grupos repetidos llamados monómeros. La reacción en la que el monómero A se enlaza con otro y forman el polímero es:



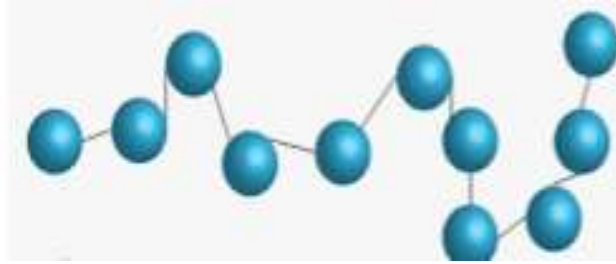


Figura 38. Esquema de un polímero

El resultado de unirse monómeros amidas es un polímero poliacrilamida. Aquellos que forman una solución acuosa son los polímeros solubles en agua.

Los polímeros se clasifican en:

- ✓ **Polímeros naturales o biopolímeros:** derivados de la celulosa, como los polisacáridos que son susceptibles a la biodegradación, por lo que para proteger las soluciones de bacterias se añaden químicos. Estos polímeros también son utilizados en los fluidos de perforación.
- ✓ **Polímeros semi-sintéticos:** carboximetilcelulosa e hidroxietilcelulosa derivados de los biopolímeros.
- ✓ **Polímeros artificiales o sintéticos:** conocidos como poliacrilamida parcialmente hidrolizada, son sintetizados en un laboratorio. Estos polímeros alteran la permeabilidad de la roca disminuyendo la movilidad efectiva del agua que ha sido inyectada en la zona invadida y también incrementan la viscosidad.

Los polímeros más usados en la recuperación mejorada son los orgánicos solubles en agua con variaciones de concentraciones entre los 250 a 2000 mg/L. La interacción resultante de la superficie de poro sólida y la matriz con las moléculas de polímero hace que el polímero se movilice en el medio poroso.

La degradación de los polímeros en consecuencia del incremento de salinidad del agua, así como el envejecimiento del polímero, la temperatura, la formación de geles y los altos esfuerzos de corte son algunos de los factores que afectan el uso de polímeros en la recuperación mejorada de petróleo.

La inyección de polímeros en un rango del 15 al 25% el método es uno de los métodos menos complejos y más utilizados para la recuperación del petróleo y controlar la movilidad del agua debido a la disminución de la digitación viscosa y el aumento en la viscosidad del agua. (Romero, 2012)

El proceso también se basa en usar la viscosidad de la solución acuosa y el polímero para controlar la fluidez del fluido de formación. El uso más común es en el proceso de inyección de agua para aumentar su viscosidad y formar un tapón de polímero de alto peso molecular para mejorar la relación de flujo de agua- petróleo y lograr un mejor barrido tanto areal como vertical y el desplazamiento.

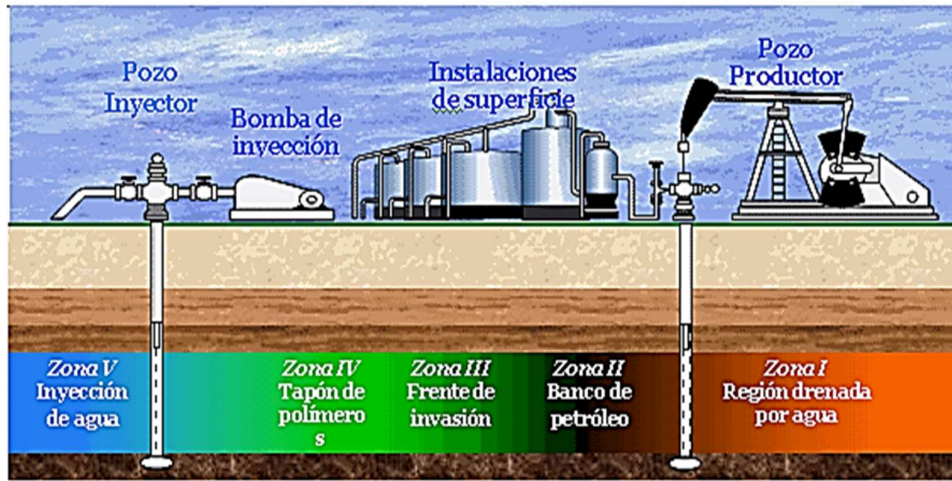


Figura 39. Inyección de polímeros

Fuente: (Barley & Curtis, 1984)

Ventajas

- ✓ Disminución de la movilidad del agua.
- ✓ Aumenta la viscosidad del agua.
- ✓ Mayor reducción de la permeabilidad del agua en comparación a la del petróleo y del gas.
- ✓ Existe mayor contacto entre la inyección de polímero y el volumen de yacimiento.
- ✓ Mejor eficiencia de desplazamiento debido a que la relación de movilidad (agua-petróleo) es mucho mejor y el barrido resulta más completo.
- ✓ Impide la aparición de fracturas y bloquea arenas de alta permeabilidad. (Salanger, 2005)

Desventajas

- ✓ Alto contenido de polímero para lograr un buen control de la movilidad debido a la alta viscosidad del petróleo.
- ✓ Incremento de la adsorción de polímero por las arcillas.
- ✓ Temperaturas menores a 200 °F.

- ✓ La tasa de producción se ve afectada porque la velocidad de inyección del polímero es baja en las primeras etapas.
- ✓ Los polímeros son retenidos y absorbidos en los poros diminutos de la roca. (Salanger, 2005)

Etapas de la inyección de polímeros

Incrementar la viscosidad del agua es el objetivo principal de este tipo de inyección ya que el desplazamiento del petróleo será mucho mejor e incluso el factor de recobro. De la misma manera busca disminuir zonas de alta permeabilidad para que el flujo del petróleo quede atrapado en una zona de baja permeabilidad. De acuerdo con las características que presente el reservorio es el diseño de las etapas. (Ávila, 2015)

1. Se prepara el yacimiento para inyectar el pre-flujo de agua controlando el pH y que exista una baja salinidad de agua.
2. Se prepara la solución polimérica para la inyección, considerando su concentración para evitar viscosidades diferentes entre los polímeros y el agua para que no afecte el desplazamiento efectivo en consecuencia de una digitación viscosa.
3. Se realiza la inyección de agua de tal manera que los fluidos del yacimiento (petróleo) se desplacen del pozo inyector al pozo productor.

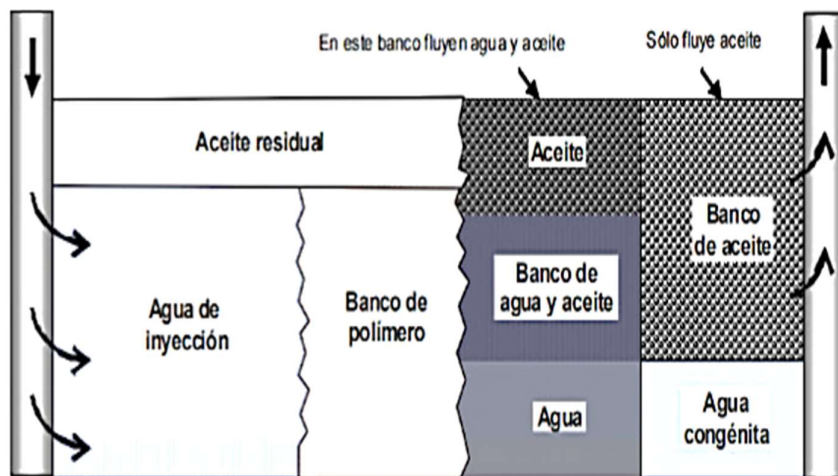


Figura 40. Etapas de la inyección de polímeros

Fuente: (Sánchez, 2012)

2.6.3.2. Inyección de surfactantes.

Los surfactantes son sales orgánicas o sustancias compuestas por el petróleo para disminuir la tensión superficial entre las fases, reducir la saturación del petróleo, alterar la mojabilidad, disipar aditivos en el petróleo o en el agua o aumentar la solubilidad del petróleo en el agua. Estos químicos también son conocidos como agentes de humectación, emulsionantes, tensioactivos entre otros. (Carrero, 2015)

Durante el desplazamiento el mantenimiento de la tensión interfacial para que el petróleo sea desplazado por el fluido inyectado y se mueva debe estar entre 0,01 a 0,001 dinas/cm.

Los surfactantes pueden quebrar la tensión superficial entre las fases por lo que necesitan de dos grupos denominados:

- ✓ **Cabeza Hidrófila:** que se disuelve en el agua y contiene heterátomos (O, S, N, P) que se hallan en el sulfato, fosfato, ácido, amina, amida, alcoholes, éter, éster entre otros.
- ✓ **Cola Hidrófoba:** conocida como lipofílicas, que se disuelven en las grasas e hidrocarburos y resultan insolubles en el agua, pueden estar compuestos por los hidrocarburos parafínicos o aromáticos que contienen halógenos.

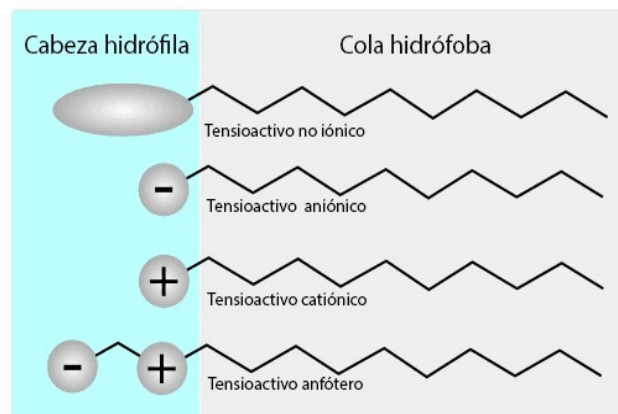


Figura 41. Grupos de tensioactivos

Fuente: (Carrero, 2015)

La finalidad de la inyección de surfactantes es la recuperación del petróleo residual hasta en un 40% del volumen de poro. Estos tensioactivos fueron definidos por Laughlin en sus investigaciones como un anfifilo que forman coloidales y abaten la tensión superficial, ya sean estos micelas o cristales líquidos, descartando a las aminas y alcoholes.

La manera en la que se comportan las moléculas de tensioactivos es que se propagan en bajas concentraciones en la interfaz, donde se absorben y promueven la disminución de la tensión interfacial. Sin embargo, a medida que aumenta la concentración del tensioactivos, aumenta la cantidad de moléculas absorbibles en la interfaz y, por lo tanto, la tensión interfacial disminuye aún más.

Asimismo, llegará a un punto en el que la tensión interfacial permanecerá constante, aunque la concentración del tensioactivos seguirá aumentando. Este sitio se conoce como Concentración Crítica Micelar (CCM), que ocurre cuando la interfaz está completamente saturada y se forman micelas. (Ávila, 2015)

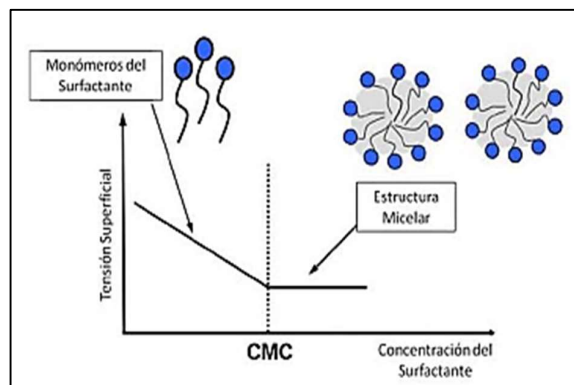


Figura 42. Curva de comportamiento entre la tensión superficial y la concentración

Fuente: (Pacwa, 2011)

Las micelas son importantes en las soluciones de surfactantes ya que su poder solubilizante, permite disolver el petróleo en el agua o viceversa.

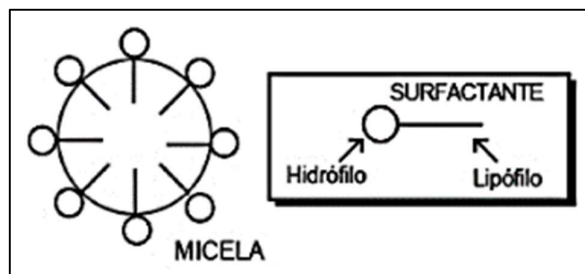


Figura 43. Micela y grupos para formar el surfactante

Fuente: (Ponce & Cruz, 2013)

Entre las principales propiedades de los surfactantes se encuentran: la capacidad de absorción entre las fases, emulsiones o formación de espumas, asociación de estructuras organizadas compuestas por surfactantes, la modificación de mojado, solución micelar y la disminución de la tensión interfacial y superficial.

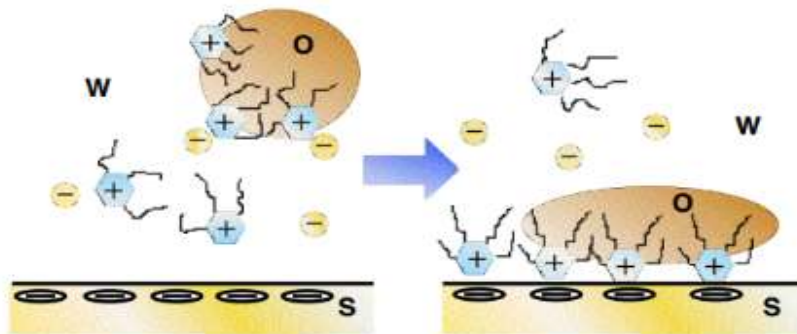


Figura 44. Absorción de surfactante y cambio en la mojabilidad

Fuente: (Salanger, 2005)

Etapas de inyección de surfactantes

1. Se inyecta un volumen considerado de salmuera para alterar su salinidad en la formación para que mezclarse con el tensioactivos no provoque reducir la actividad interfacial.
2. Se inyecta el surfactante en bajas concentraciones al agua, con la finalidad de desplazar el petróleo y disminuir las fuerzas capilares en el medio poroso.
3. Se impulsa la solución polimérica actuando como amortiguador, para asegurar el control de la movilidad del surfactante y que exista una mejora en el barrido volumétrico.
4. Se inyecta un pre-flujo de agua controlando el pH y que exista una baja salinidad para desplazar las sales de la formación.

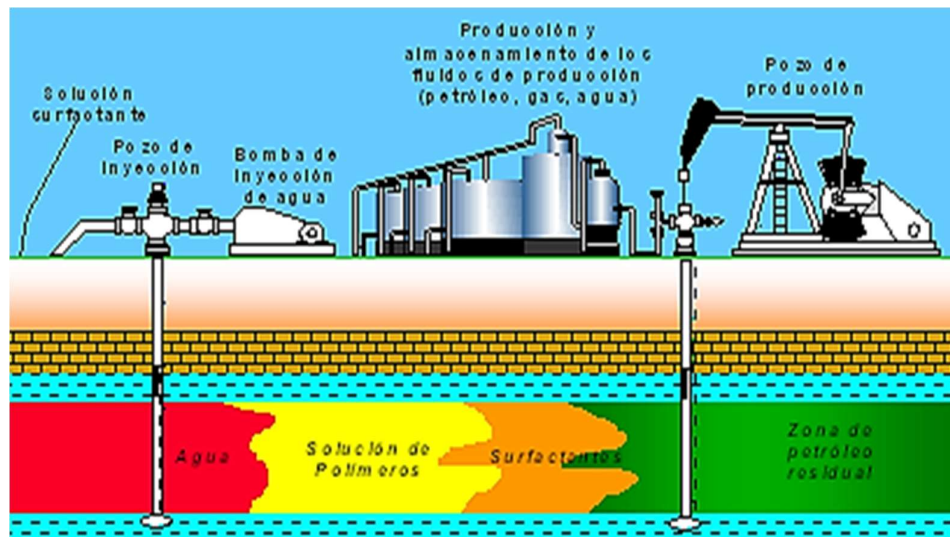


Figura 45. Etapas de la solución de surfactantes

Fuente: (PDVSA- CIED, 2001)

Ventajas

- ✓ Los surfactantes dispersan al petróleo en forma de emulsión y lo solubilizan.
- ✓ Al reducir la tensión interfacial generan una mejora de la eficiencia de desplazamiento.
- ✓ Los surfactantes se absorben ante arcillas y calizas, que modifican la mojabilidad produciendo cambios catiónicos en el medio poroso.
- ✓ La saturación se reduce de la saturación residual del petróleo.
- ✓ Pueden ser aplicados a bajas salinidades y altas temperaturas.

Desventajas

- ✓ Baja rentabilidad de los proyectos debido a los altos costos que requiere.
- ✓ Las condiciones del yacimiento y el tipo de crudo son factores que afectan en la selección de surfactantes, ya que se requiere de que el agua y el surfactante sean compatibles.
- ✓ La segregación gravitacional y la movilidad son deficientes. (Salanger, 2005)

2.6.3.3. *Inyección de soluciones alcalinas.*

Los álcalis se definen como cualquiera de los hidróxidos, óxidos y carbonatos de los metales alcalinos. Son sustancias que generan una cantidad elevada de iones de hidróxido (OH) que se disuelven en el agua y quedan iones de hidrógeno (H) con un valor de pH superior a 7. Estas sustancias son acuosas, jabonosas y deslizadoras, su reacción con los ácidos sirve para la formación de sales, tienen propiedades para modificar la mojabilidad en la roca y disminuir la tensión interfacial que además está relacionada con algunos componentes del petróleo.

La inyección por alcalinos es compleja, debido a que aplican un proceso de emulsión in situ, donde se necesita adicionar sustancias químicas al agua de inyección como orto silicato sódico, silicato de sodio, sosa caustica o carbonato de sodio, hidróxido amónico, hidróxido de sodio, en un rango de 0.1 a 2.5% o algún otro producto para incrementar el pH entre 8 y 10, reaccionando con los ácidos orgánicos que tengan petróleo en el reservorio.

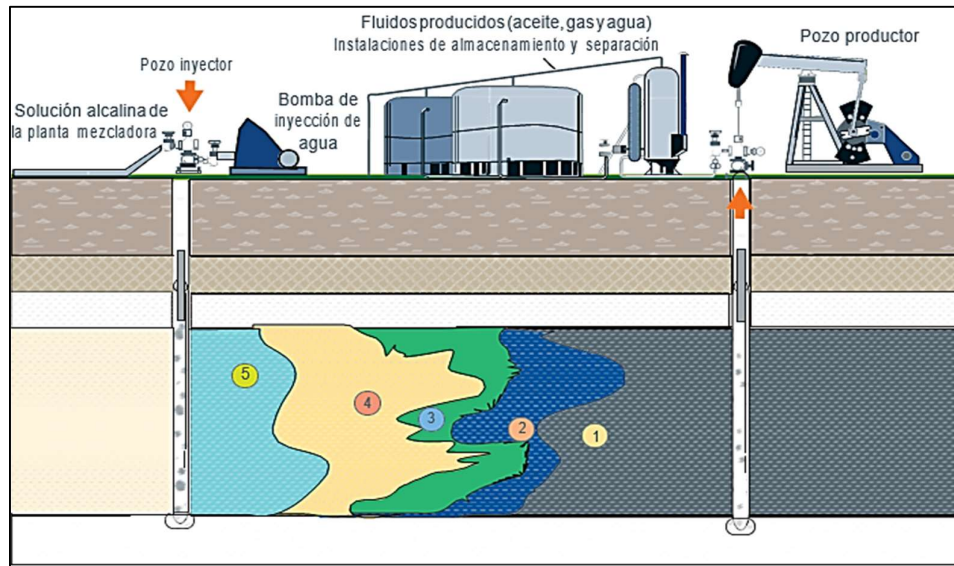


Figura 46. Inyección de soluciones alcalinas

Fuente: (Bailey & Curtis, 1984)

- 1 = Zona de petróleo residual.
- 2 = Prelavado agua blanda.
- 3 = Soluciones alcalinas.
- 4 = Solución de polímeros.
- 5 = Agua desplazante.

El tipo de sustancia alcalina, las interacciones roca-fluido y fluido-fluido, el uso del polímero, el consumo de álcali y las propiedades de la roca son algunos de los factores que actúan en el proceso de inyección de soluciones alcalinas.

Etapas de la inyección de soluciones alcalinas

1. Se inyecta un pre-flujo de agua para acondicionar el reservorio.
2. Se inyecta un bache de soluciones alcalinas
3. Se inyecta el fluido desplazante (agua).
4. Se desplaza el frente de petróleo en combinación con el agua.

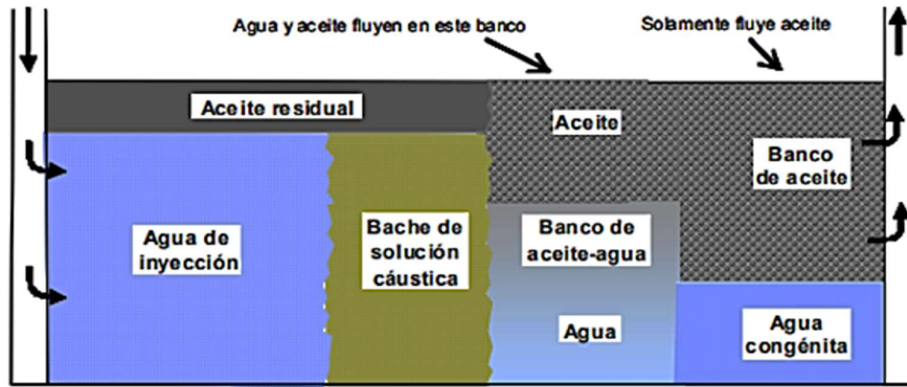


Figura 47. Etapas de la inyección de soluciones alcalinas

Fuente: (Sánchez, 2012)

2.6.3.3.1. Inyección álcali – surfactante AS.

Los procesos por álcali-surfactante se recomienda aplicar en reservorios de crudo liviano que contengan menor cantidad de ácidos, con el fin de reducir la tensión interfacial, al realizar este proceso el surfactante alcanza a compensar las diferencias en las interacciones álcali-petróleo por la estimulación de tensioactivos naturales. Cuando se usa este tipo de surfactantes la recuperación del crudo es menor que por tensioactivos sintéticos. (PDVSA-CIED, 2001)

Etapas de la inyección de álcali-surfactante

1. Se prepara y se inyecta el pre-flujo de solución álcali para pre acondicionar el reservorio.
2. Se inyecta el surfactante para movilizar el crudo y posteriormente el polímero para evitar que suceda el fenómeno de digitación viscosa.

Ventajas

- ✓ Disminuye la saturación del crudo.
- ✓ Soporta temperaturas elevadas en el yacimiento.
- ✓ La inyección es eficiente en yacimientos de crudo pesado con mayor cantidad de ácidos orgánicos.
- ✓ Se puede producir tensioactivos naturales debido a la reacción de la inyección del álcali que tengan un alto pH, con los ácidos orgánicos que se encuentran en el petróleo.

Desventajas

- ✓ Los químicos expuestos a altas temperaturas se degradan.
- ✓ Las formaciones homogéneas son las consideradas para la inyección.

2.6.3.3.2. Inyección álcali –surfactante-polímero ASP.

Una combinación álcali, surfactante y polímero puede ser utilizada posteriormente a un proceso de inyección de agua y causa un impacto positivo en el reservorio, un control de la movilidad se da debido a la inyección del tensioactivos en conjunto del álcali y de los tapones de polímeros. La salinidad del álcali se ve mejorada por consecuencia del surfactante agregado. (Aljabri, Rousseau & Renard, 2018)

Para reducir las pérdidas de absorción de los polímeros y de los surfactantes que se inyectan, los alcalinos son excelentes acompañantes. Una evidencia es que exista una mejora del barrido areal y vertical por la reducción de la permeabilidad efectiva del agua en consecuencia de la absorción del polímero en la roca del reservorio.

La finalidad primordial de este método es lograr una reducción en las fuerzas viscosas y capilares con la intención de retener los hidrocarburos en el yacimiento, de tal manera que la movilidad del frente de desplazamiento y reducción de la tensión interfacial se puedan controlar.

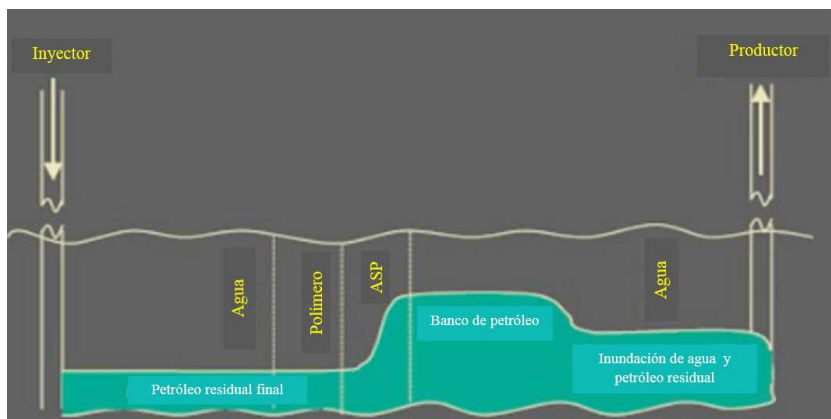


Figura 48. Inyección ASP

Fuente: (Sánchez, 2012)

Utilizar alcalinos y surfactantes contribuyen en la modificación de la tensión interfacial del petróleo y el agua, lo que incrementa el número capilar mejorando la eficiencia de desplazamiento. Se usan polímeros para la viscosidad en el agua. Por lo que resulta favorable utilizar de manera combinada estos tres métodos químicos para el incremento en la recuperación del recobro final. (Aljabri, Rousseau & Renard, 2018)

La retención mínima del producto químico inyectado, la propagación de los agentes químicos y el barrido completo del área de interés son algunos de los factores que afectan la inyección alcali, surfactantes, polímeros. (Pedraza, 2012)

El 35% del volumen de poro en la saturación residual del crudo, la temperatura a 230 °F en el yacimiento, la porosidad, permeabilidad y el espesor neto de la arena se deben considerar al momento de realizar una inyección de ASP.

Etapas de la inyección ASP

1. Se inyecta un pre-flujo de agua con la solución alcalina y el tensioactivos que al mezclarse forman un tapón que cambia las propiedades y reduce la tensión interfacial haciendo que el petróleo se desplace con facilidad.
2. Se inyecta el tapón con la solución de polímero para que la movilidad de los fluidos inyectados junto con el petróleo mejore.
3. Se inyecta agua para que el tapón de polímeros sea empujado. (Sánchez, 2012)



Figura 49. Etapas de la inyección ASP

Fuente: (PDVSA-CIED, 2001)

Ventajas

- ✓ Existe una mejora en la eficiencia de barrido volumétrico.
- ✓ Se puede utilizar a temperatura menor a 200 ° F.
- ✓ Reduce el corte de agua.
- ✓ Existe una disminución en la saturación del crudo residual
- ✓ Incremento significativo de la recuperación.
- ✓ Los iones divalentes se reducen en el sistema roca-fluido.
- ✓ Debido a la absorción en la roca, las pérdidas de polímeros y surfactantes son mínimas. (Salanger, 2005)

Desventajas

Realizar este tipo de proceso resulta elevadamente costoso.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN

3.1.1. Tipo de investigación.

Este trabajo contiene una investigación descriptiva y comparativa de los diferentes métodos de inyección mejorada.

3.1.2. Recopilación de datos e información.

Se investigó los métodos EOR: inyección de vapor, combustión insitu, inyección de agua caliente, inyección de gases miscibles e inmiscibles, inyección de polímeros, álcali-surfactantes y ASP.

Se buscó información de los criterios técnicos para implementar métodos EOR, por lo que se llevó a cabo una investigación bibliográfica de los criterios de selección establecidos por Taber, Martin & Seright, 1997 EOR Screening Criteria Revisited-Part 1: Introduccion to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects.

También se revisó estudios de Barkley, 2009 y referencias bibliográficas por Madrid, 2018 & Pozo, 2014 de las que se pudo extraer algunos parámetros básicos de las diferentes arenas U Inferior y T Inferior del campo Frontera e información previa existente en el área de estudio.

Para el desarrollo del presente trabajo se realizó las siguientes actividades:

- ✓ Un análisis comparativo de cada uno de los métodos EOR y se seleccionó el método más adecuado para ejecutarlo en la simulación de yacimientos a diferentes tazas de inyección.
- ✓ Se implementó una base de datos que permitió ejecutar de manera adecuada la simulación de yacimientos.
- ✓ Se priorizo los pozos del área de estudio para realizar el modelo de reservorio.

- ✓ Se estudió la zona con mayor movilidad de petróleo.
- ✓ Se evaluó el proceso de selección y el proceso de inyección simulado.
- ✓ Se evaluó la rentabilidad del proyecto mediante un análisis económico.

3.1.3. Población y muestra

La población es el campo Frontera ubicado en la provincia de Sucumbíos – Ecuador, perteneciente al activo Libertador (bloque 57).

La muestra depende de la ubicación de cada uno de los pozos en el área de las arenas U Inferior y T Inferior, analizando determinados pozos para ser tomados en cuenta como productores e inyectores.

3.1.4. Procesamiento de Información

Los datos e información se analizaron mediante tablas, gráficas y tabulaciones en Excel, se utilizó el software Eorgui y CMG para ejecutar y validar los datos.

3.2. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS

3.2.1. Selección del método.

En este apartado se realizó un estudio comparativo de las distintas técnicas de recuperación mejorada. En el que se determinó mediante un análisis crítico y gráfico si uno de estos métodos puede o no funcionar en el campo de estudio. Para reforzar la selección del método escogido, se utilizó el software Eorgui de la compañía Petroleum Solutions, que detecta la introducción de los métodos en base a sus criterios con los proyectos de campo, además de una breve evaluación del método seleccionado.

3.2.1.1. Comparación de la inyección térmica de vapor.

De acuerdo con la información básica de los criterios de selección de vapor mostrados en la tabla 7, se realizó una comparación con las propiedades que caracterizan las arenas U Inferior y T Inferior del campo Frontera las cuales son: API, viscosidades, saturación, composición, formación, temperatura, permeabilidad, profundidad y espesor.

Una vez detallada la información se elaboró la gráfica comparativa que permite comprender si bajo ciertas condiciones este método resulta o no eficaz para su aplicabilidad. La figura 50 indica que este método no es posible ejecutar, debido a que los valores del API requeridos para un crudo pesado deben ser superior a 8 y menor a 25

y los valores de la arena U Inferior es de 34,2 y 34,7 para T Inferior sobrepasando lo estipulado.

Otro parámetro que no permite la ejecución de este método es la viscosidad, en vista de que la arena U Inferior contiene 2,53cp mientras que T Inferior 3,06 cp. Por lo que ninguna cumple con el valor establecido de los criterios de selección que dice ser mayor a 20cp.

Pese a que la permeabilidad de la arena U Inferior es de 371,5md y se encuentra dentro del rango sugerido siendo mayor a 200md, se tiene un desbalance con 166md de la arena T Inferior lo que puede ser no recomendable para la inyección.

La arena T Inferior contiene un espesor de 32ft que no causaría inconveniente en el proceso de inyección, que de acuerdo con los criterios sí cumple, a diferencia de la arena U Inferior que tiene un espesor de 12 ft, lo cual puede generar pérdidas de calor en las formaciones cercanas a la zona productora.

La profundidad es uno de los indicadores más importantes en este tipo de inyección, por lo que se necesita profundidades someras que no sobrepasen los 4500ft y ninguna de las arenas satisface dicha necesidad, estando U Inferior a 8220ft y T Inferior a 8350ft lo que descarta la posibilidad de usar esta técnica ya que podría generar altas pérdidas de calor en el medio poroso.

La composición del crudo y la temperatura no son relevantes de acuerdo con los criterios de selección por lo que se muestra en la figura 50 con valores de 0, en cuanto a U Inferior y T Inferior sus valores se los considera adecuados para aplicar inyección de vapor.

La saturación y el tipo de formación son los únicos parámetros que cumplen de acuerdo con los criterios de selección mostrados en el cuadro comparativo.

Con lo mencionado anteriormente, se infiere que 5 de 9 variables no están dentro del rango de aplicabilidad por lo que, se considera este método como no idóneo descartándolo en la continuidad del proyecto.

Tabla 7. Cuadro comparativo entre las arenas productoras del campo frontera y los criterios de selección de la inyección de vapor

PARÁMETROS	CRITERIOS DE SELECCIÓN	ARENAS PRODUCTORAS			
		Napo U inferior	Napo T inferior		
<i>Propiedades del petróleo</i>	API	Menor a 25	Mayor a 8	34,2	34,7
	Viscosidad (cp)	Mayor a 20	Menor a 20000	2,53	3,06
	Composición del crudo	-----	-----	Alto % C1 – C7	Alto % C1 – C7
	Saturación (%)	Mayor al 40%	Superar el 40%	0,75	0,66
<i>Propiedades del yacimiento</i>	Tipo de formación	Arenas o areniscas con alta	Arenas no consolidadas con alta	Arenisca	Arenisca
	Temperatura (°F)	-----	-----	220	221
	Permeabilidad promedio (mD)	Mayor a 200	Mayor a 200	371,5	166
	Profundidad (Ft)	Entre 300 y 3000	Menor a 4500	8220	8350
	Espesor neto (Ft)	Mayor a 20	Mayor a 20	12	32

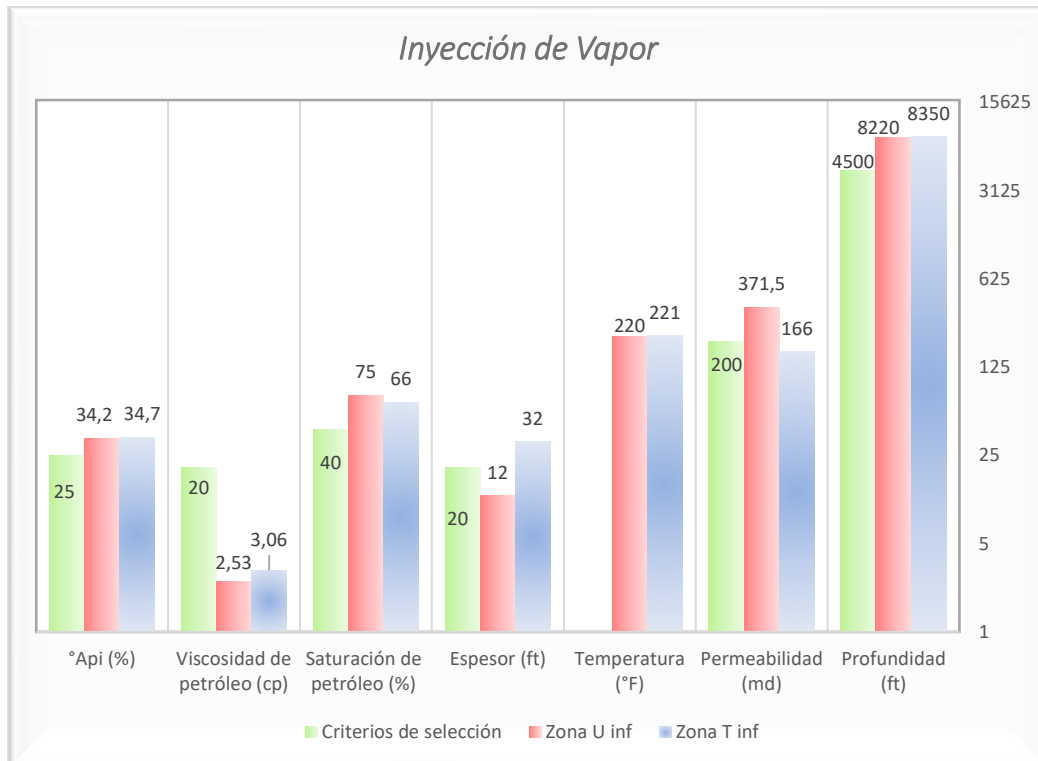


Figura 50. Comparación entre las arenas productoras y los criterios de inyección de vapor

3.2.1.2. *Comparación de la inyección térmica por combustión insitu.*

De la misma manera que el método anterior se analizó las propiedades de la arena U Inferior y T Inferior en base a los criterios de selección mostrados en la tabla 8 en los que se remarca: API, viscosidades, composición, saturación, formación, temperatura, permeabilidad, profundidad, espesor y porosidad.

La figura 51 designa a los criterios de selección de color rojo, mientras que la zona T Inferior esta de color negro y U Inferior de color azul.

La interpretación del API resalta que tanto la arena U Inferior con 34,2 y T Inferior con 34,7 alcanzan a estar dentro del rango estimado mayor a 10 y menor a 40 API.

La viscosidad de la arena U Inferior es de 2,53 cp y de la arena T Inferior 3,06 cp siendo inferiores a lo que manifiestan los criterios exigiendo que sea mayor a los 1000cp.

La composición es otro parámetro que no cumplen las arenas U y T Inferior ya que sus carbonos van de C1-C7, mientras que los criterios establecen que sea un alto % de nC5-nC7.

La saturación de la arena U Inferior es de 0,75% y de la arena T Inferior es de 0,66%, mientras que para los criterios debe superar el 0,40% y 0,50% por lo que ambas arenas sí cumplen con lo establecido.

El tipo de formación también cumple con lo especificado por los criterios, ya que se requiere de arenas o areniscas y tanto U Inferior y T Inferior cumple con este requisito, ya que contienen en sus formaciones areniscas.

La temperatura requerida según los criterios de selección debe ser mayor a los 100 °F y 150 °F y se tiene para U Inferior 371,5 °F, mientras que para T Inferior es 166° F siendo un parámetro apropiado de inyección.

Lo mismo ocurre con el resto de los parámetros como: la permeabilidad, profundidad y espesor que indican que, si se encuentran válidos para el proceso de inyección, excepto la porosidad ya que U Inferior contiene 16% y T Inferior 15% lo que muestra que no cumplen con el valor de los criterios que indica que debe ser mayor a 20%.

En consecuencia, de que algunos de los parámetros no son apropiados para la ejecución, se descarta este método como posible alternativa de inyección en las arenas del campo Frontera.

Tabla 8. Cuadro comparativo entre las arenas productoras del campo frontera y los criterios de selección de la combustión in-situ

PARÁMETROS	CRITERIOS DE SELECCIÓN	ARENAS PRODUCTORAS				
		Parámetros	Napo U inferior	Napo T inferior		
Propiedades del petróleo	API	Menor a 40	Mayor a 10	API	34,2	34,7
	Viscosidad (cp)	> 1000	-----	Viscosidad (cp)	2,53	3,06
	Composición del crudo	nC5 – nC7 Mayor al 40% y 50%	nC5 – nC7	Composición del crudo	C1 – C7	C1 – C7
	Saturación (%)	del volumen poroso Arena o areniscas con altas porosidad	Superar el 50%	Saturación (%)	0,75	0,66
Propiedades del yacimiento	Tipo de formación	Arena o areniscas con altas porosidad	Arena o areniscas con altas porosidad	Tipo de formación	Arenisca	Arenisca
	Temperatura (°F)	Mayor a 150	Mayor a 100	Temperatura (°F)	220	221
	Permeabilidad (mD)	Mayor a 100	Mayor a 50	Permeabilidad (mD)	371,5	166
	Profundidad (Ft)	Entre 500	Menor a 11000	Profundidad (Ft)	8220	8350
	Espesor neto (Ft)	Mayor a 10	Mayor a 10	Espesor neto (Ft)	12	32
	Porosidad (%)	-----	Mayor a 20	Porosidad (%)	16	15

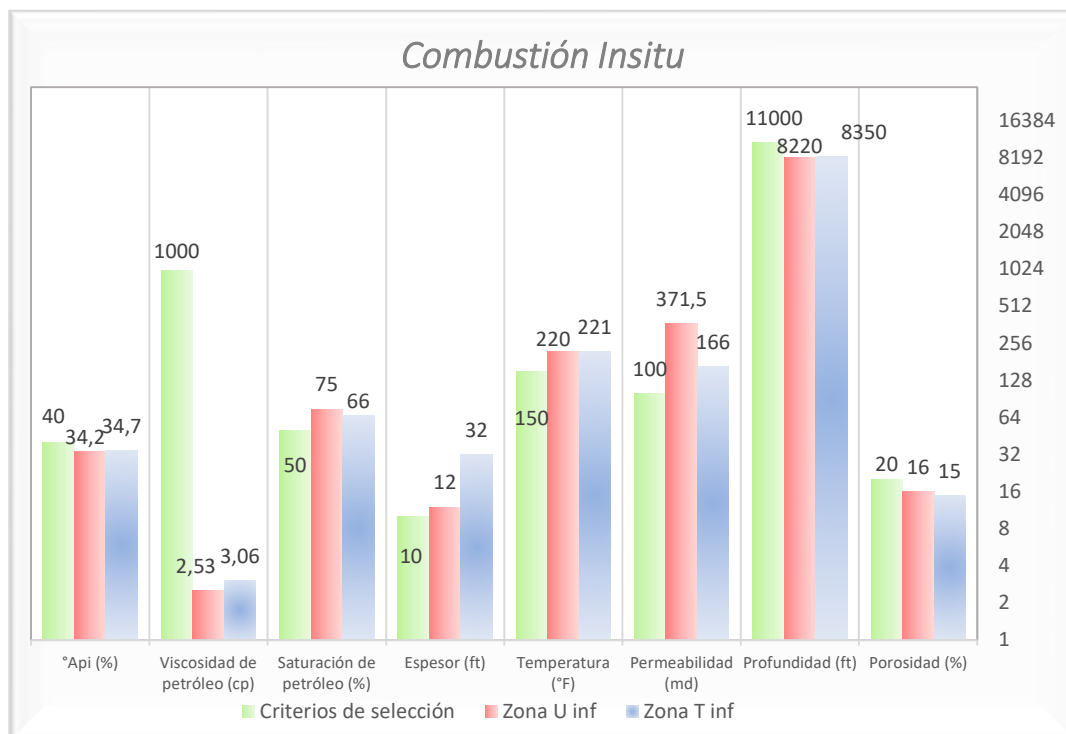


Figura 51. Comparación entre las arenas productoras y los criterios de combustión in situ

3.2.1.3. Comparación de la inyección térmica de agua caliente.

Para la inyección de agua caliente también se analizaron los criterios de selección junto con los parámetros de la arena U Inferior y T Inferior mostrados en la tabla 9 los cuales son: API, viscosidades, composición, saturación, formación, temperatura, permeabilidad, profundidad, espesor y la porosidad.

Con un valor que no exceda los 25°API, la figura 52 indica que las arenas U Inferior con 34,2 y T Inferior 34,7 no son convenientes para la inyección, de acuerdo con los criterios estipulados.

Por otro lado, la viscosidad tampoco es la adecuada en las arenas debido a que, es de 2,53 para U Inferior y 3,06 para T Inferior, necesitando un valor por encima de los 17, de tal forma que se tenga una buena movilidad del petróleo al momento de la inyección.

Con una permeabilidad de 371,5 md en la arena U Inferior y 166 md en la arena T Inferior no se alcanza el rango estimado por los criterios por lo que, es otro parámetro que no llega a cumplir con lo establecido.

La composición del crudo es otro de los parámetros que no es idóneo, ya que se requiere de un alto porcentaje de C5-C12 y ninguna de las arenas cumple ya que su contenido es de C1-C7 en ambas arenas.

La temperatura tampoco obedece los requerimientos, mostrando que sobrepasa los 135°F como se ve reflejado en la arena U Inferior a 220°F y T Inferior a 221°F.

De acuerdo con el criterio se establece un rango de aplicabilidad no mayor a 2950 ft, por lo que no cumpliría de acuerdo con las profundidades de las arenas U Inferior a 8220 ft y T Inferior a 8350ft del campo frontera.

Las porosidades tampoco son las adecuadas en las arenas porque son inferiores de acuerdo con las condiciones de inyección mayor a 25%.

Una vez analizado este método en base a los criterios de selección y a las arenas del campo Frontera, se infiere a que esta técnica no es recomendable usar por lo que no cumple con todas las reglas establecidas, lo que produce que se descarte este método en la continuidad del proyecto.

Tabla 9. Cuadro comparativo entre los criterios de selección del agua caliente y las arenas productoras del campo frontera

PARÁMETROS	CRITERIOS DE SELECCIÓN		ARENAS PRODUCTORAS			
			Parámetros	Napo U Inferior	Napo T Inferior	
<i>Propiedades del petróleo</i>	API	Entre 12 y 25 °	Mayor a 10°	API	34,2	34,7
	Viscosidad (cp)	De 17 a 8000	-----	Viscosidad (cp)	2,53	3,06
	Composición del crudo	Alto % de C5 y C12	Componentes asfálticos	Composición del crudo	C1 – C7	C1 – C7
	Saturación (%)	15 - 85%	Superar el 50%	Saturación (%)	0,75	0,66
<i>Propiedades del yacimiento</i>	Tipo de formación	Areniscas	Arenas con alta Ø o areniscas	Tipo de formación	Arenisca	Arenisca
	Temperatura (°F)	De 75 a 135	Mayor a 100	Temperatura (°F)	220	221
	Permeabilidad (mD)	De 900 a 6000	-----	Permeabilidad (mD)	371,5	166
	Profundidad (Ft)	De 500 a 2950	-----	Profundidad (Ft)	8220	8350
	Espesor neto (Ft)	Delgado y buzamiento intermedio	Mayor a 10	Espesor neto (Ft)	12	32
	Porosidad (%)	Mayor a 25	Menor a 37	Porosidad (%)	16	15

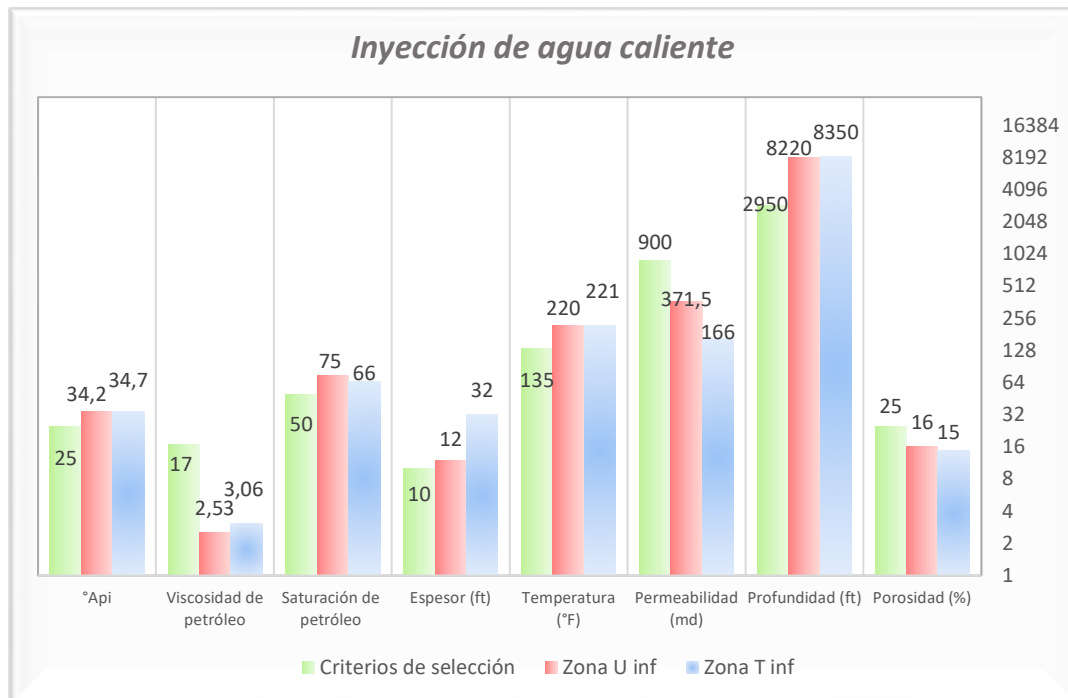


Figura 52. Comparación entre las arenas productoras y los criterios de agua caliente

3.2.1.4. Comparación de la inyección por gas miscible de CO₂.

Para la inyección de CO₂ miscible se analizaron las propiedades de la arena U Inferior y T Inferior como se indica en la tabla 10 como son: API, viscosidades, composición, saturación, formación, temperatura, permeabilidad, profundidad y espesor para compararlos con los criterios de selección de recuperación mejorada.

De acuerdo con la figura 53 se manifiesta que la mayoría de los parámetros de la arena U Inferior y T inferior se encuentran dentro de los rangos designados por los criterios, excepto la composición del crudo mostrando alto contenido de C1 – C7, el cual no es equivalente en base a los criterios que especifican alto contenido de C5 – C12.

El espesor, la temperatura y la permeabilidad no son relevantes según los criterios de selección de este método, por lo que se muestran en la gráfica con valores de cero y se los considera aptos los valores de las arenas U Inferior y T Inferior.

Se puede enfatizar que este método no es apropiado en su totalidad por lo que se descarta como posible alternativa de inyección en las arenas del campo Frontera.

Tabla 10. Cuadro comparativo entre los criterios de selección del CO₂ Miscible y las arenas productoras del campo frontera

PARÁMETROS	CRITERIOS DE SELECCIÓN		ARENAS PRODUCTORAS			
			Parámetros	Napo U Inferior	Napo T Inferior	
<i>Propiedades del petróleo</i>	°API	Mayor a 26	Mayor a 22°	°API	34,2	34,7
	Viscosidad (cp)	Menor a 15	Menor a 10	Viscosidad (cp)	2,53	3,06
	Composición del crudo	Alto % de C5 y C12	Alto % de C5 y C12	Composición del crudo	C1 – C7	C1 – C7
	Saturación (%)	Mayor al 30%	Superar el 20%	Saturación (%)	0,75	0,66
<i>Propiedades del yacimiento</i>	Tipo de formación	Arenas o carbonatos	Areniscas o carbonatos	Tipo de formación	Arenisca	Arenisca
	Temperatura (°F)	-----	-----	Temperatura (°F)	220	221
	Permeabilidad (mD)	-----	-----	Permeabilidad (mD)	371,5	166
	Profundidad (Ft)	Mayor a 2000	Mayor a 2500	Profundidad (Ft)	8220	8350
	Espesor neto (Ft)	-----	-----	Espesor neto (Ft)	12	32

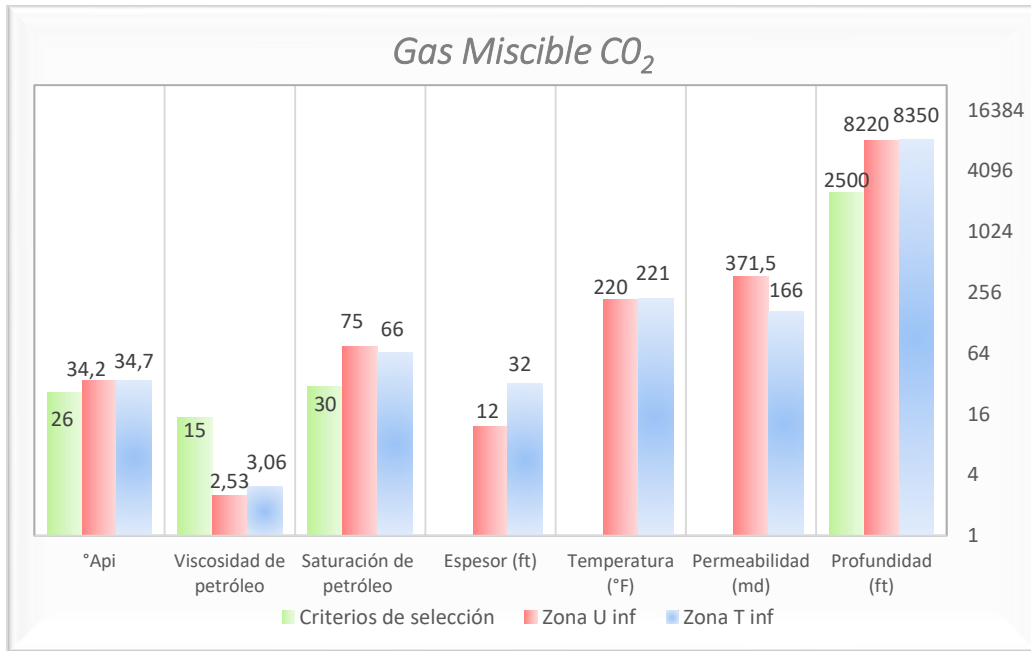


Figura 53. Comparación entre las arenas productoras y los criterios de CO₂

3.2.1.5. Comparación de la inyección por gas miscible de N₂.

Al igual que en los métodos anteriores se analizó los parámetros más relevantes de la inyección de N₂ miscible con las características de las arenas U Inferior y T inferior del campo Frontera como se indica en la tabla 11 los cuales son: API, viscosidades, composición, saturación, formación, temperatura, permeabilidad, profundidad y espesor.

Debido a que el valor requerido por los criterios de selección para el API en este método debe ser superior a los 35°, la figura 54 indica que las arenas U Inferior y T inferior no alcanzan esta exigencia mostrando valores inferiores de 34,2 y 34,7 lo que podría ser un inconveniente en el proceso, ya que generalmente este tipo de inyección se la realiza en petróleos sumamente livianos para lograr un mejor resultado.

Debido a que se especifica un valor menor a 10 cp en la viscosidad del petróleo y al comparar dicho valor con las arenas U Inferior la cual tiene 2,53 cp y 3,06 cp en T Inferior indica que este parámetro si cumple con lo establecido.

De la misma manera la composición del crudo, la saturación y la profundidad muestran valores sujetos a lo manifestado por los criterios de selección.

El espesor, la temperatura y la permeabilidad no son relevantes según los criterios de selección de este método, por lo que se muestran en la gráfica con valores de cero.

Se deduce que este método no es recomendable debido a que no engloba en su totalidad todas las condiciones necesarias para lograr ser una alternativa idónea de aplicabilidad en el campo Frontera.

Tabla 11. Cuadro comparativo entre los criterios de selección del N₂ Miscible y las arenas productoras del campo frontera

PARÁMETROS	CRITERIOS DE SELECCIÓN		Arenas productoras			
			Parámetros	Napo U Inferior	Napo T Inferior	
Propiedades del petróleo	API	Mayor a 35° Menor a 10	Mayor a 35°	API	34,2	34,7
	Viscosidad (cp)	10	----	Viscosidad (cp)	2,53	3,06
	Composición del crudo	Alto % de C1 y C7 Mayor al 30% del volumen poroso	Alto % de C1 y C7	Composición del crudo	C1 – C7	C1 – C7
	Saturación (%)	Mayor al 30% del volumen poroso	Superar el 40%	Saturación (%)	0,75	0,66
Propiedades del yacimiento	Tipo de formación	Arenisca o carbonato	Areniscas	Tipo de formación	Arenisca	Arenisca
	Temperatura (°F)	----	----	Temperatura (°F)	220	221
	Permeabilidad (mD)	----	----	Permeabilidad (mD)	371,5	166
	Profundidad (Ft)	Mayor a 4500	Mayor a 6000	Profundidad (Ft)	8220	8350
	Espesor neto (Ft)	----	----	Espesor neto (Ft)	12	32

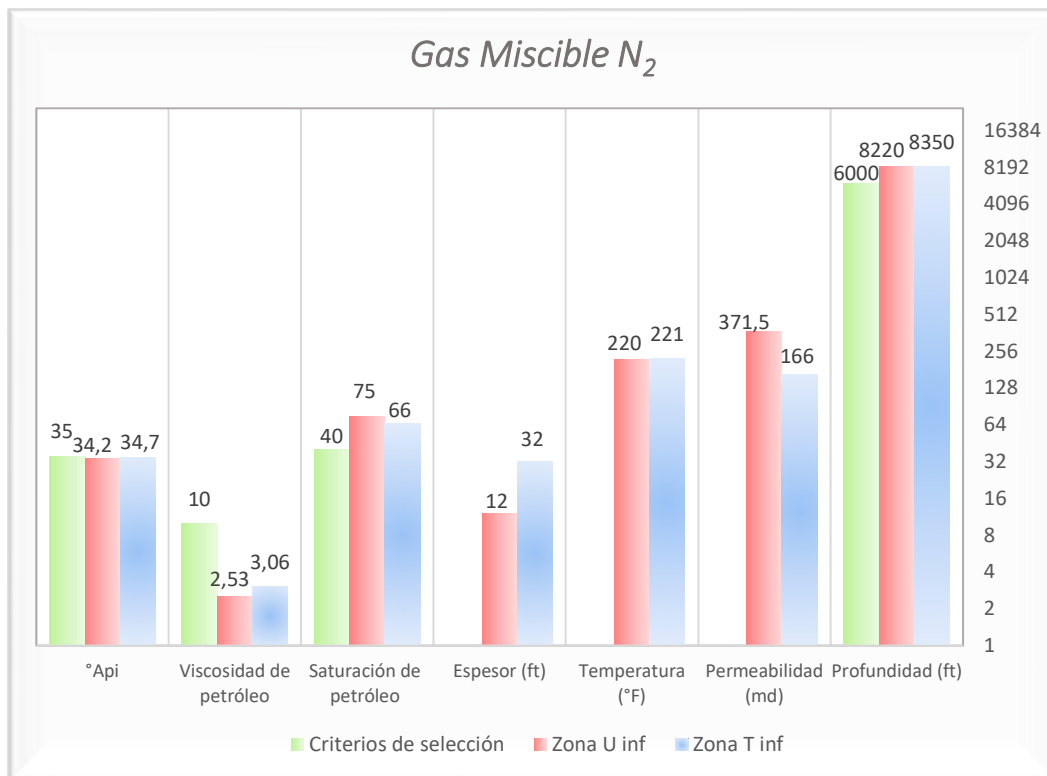


Figura 54. Comparación entre las arenas productoras y los criterios de N₂

3.2.1.6. Comparación de la inyección por gases inmiscibles.

En base a las reglas establecidas en los criterios de selección del método por gases inmiscibles, se analizó los parámetros de la arena U Inferior y T Inferior como: API, viscosidades, composición, saturación, formación, temperatura, permeabilidad, profundidad y espesor.

Al revisar y comparar cada uno de los parámetros de las arenas con los criterios de selección como se muestra en la tabla 12 y mediante la tabulación de estas, la figura 55 muestra que todos los parámetros de las arenas U Inferior y T inferior están dentro del rango especificado por los criterios de selección.

Cabe recalcar que tanto la composición del crudo, tipo de formación, temperatura, permeabilidad y espesor no son relevantes según los criterios de inyección y serían adecuados para dicho proceso de recuperación mejorada.

Lo que quiere decir, que este método cumple con todos los requisitos necesarios y es apropiado para realizar la ejecución en las arenas del campo Frontera. Siendo hasta ahora el único método que cumple con todas las particularidades de las arenas, por lo que podemos colocarlo como la principal técnica para evaluar y ejecutar posteriormente en la simulación numérica.

Tabla 12. Cuadro comparativo entre los criterios de selección de gases inmiscibles y las arenas productoras del campo frontera

PARÁMETROS	CRITERIOS DE SELECCIÓN	PARÁMETROS	ARENAS PRODUCTORAS		
			U Inferior	T Inferior	
<i>Propiedades del petróleo</i>	Gravedad °API	Mayor a 30	°API	34,2	34,7
	Viscosidad (cp)	Menor a 600	Viscosidad (cp)	2,53	3,06
	Composición del crudo	-----	Composición del crudo	C1 – C7	C1 – C7
	Saturación %	> 35	Saturación (%)	0,75	0,66
	Tipo de formación	-----	Tipo de formación	Arenisca	Arenisca
<i>Propiedades del yacimiento</i>	Temperatura (°F)	-----	Temperatura (°F)	220	221
	Permeabilidad (mD)	-----	Permeabilidad (mD)	371,5	166
	Profundidad (ft)	Mayor a 1800	Profundidad (Ft)	8220	8350
	Espesor neto (ft)	-----	Espesor neto (Ft)	12	32

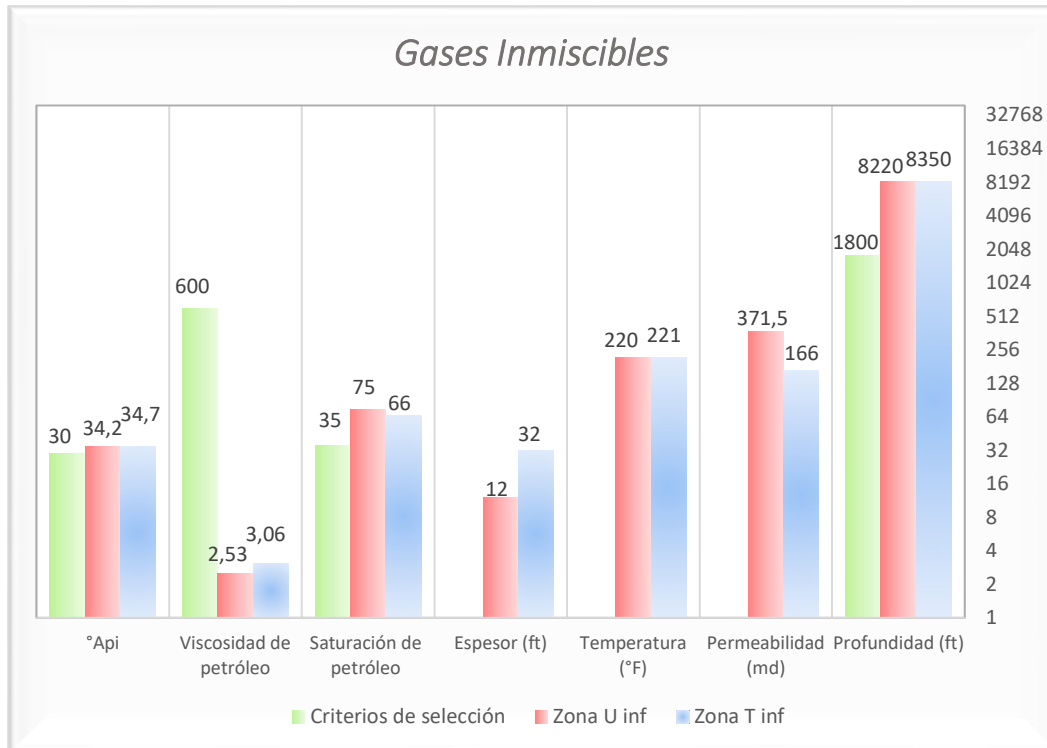


Figura 55. Comparación entre las arenas productoras y los criterios de gases inmiscibles

3.2.1.7. Comparación de inyección química de polímeros.

Al estudiar la información básica de los criterios de selección de la inyección de polímeros mostrados en la tabla 13 se realizó una comparación con las propiedades que caracterizan las arenas U Inferior y T Inferior del campo Frontera las cuales son: API, viscosidades, saturación, composición, formación, temperatura, permeabilidad, profundidad y espesor.

La figura 56 indica que este método no puede ser ejecutado debido a que sus criterios especifican una temperatura que este por debajo de los 200°F y tanto la arena U Inferior a 220 °F y T Inferior a 221 °F limitan el proceso de este método haciéndolo no apropiado para su ejecución.

La viscosidad de la arena U Inferior de 2,53 cp y la arena T Inferior de 3,06 cp estarían fuera del límite de inyección expresadas por los criterios que menciona que debería ir de los 10 a 150 cp.

Como se puede observar en la tabla 13, la composición del crudo no es relevante en base a los criterios, al igual que el espesor por lo que se expresa en la gráfica con valores de cero, como apropiados al igual que el resto de los parámetros se encuentra dentro del rango establecido.

Debido a lo mencionado anteriormente, este método no cumple con los requisitos en su totalidad por lo que se descarta su participación en la continuidad del proyecto.

Tabla 13. Cuadro comparativo entre los criterios de selección de polímeros y las arenas productoras del campo frontera

PARÁMETROS	CRITERIOS DE SELECCIÓN	ARENAS PRODUCTORAS				
		Parámetros	Napo U Inferior	Napo T inferior		
<i>Propiedades del petróleo</i>	API	De 15 a 40 De 10 a 150	Mayor a 15	API	34,2	34,7
	Viscosidad (cp)		Menor a 150	Viscosidad(cp)	2,53	3,06
	Composición del crudo	-----	-----	Composición del crudo	C1 – C7	C1 – C7
	Saturación (%)	De 70 al 80% del volumen poroso	Superar el 50%	Saturación (%)	0,75	0,66
<i>Propiedades del yacimiento</i>	Tipo de formación	Areniscas	Areniscas	Tipo de formación	Arenisca	Arenisca
	Temperatura (°F)	Menor a 200	Menor a 200	Temperatura (°F)	220	221
	Permeabilidad (mD)	De 10 a 800	Mayor a 10	Permeabilidad (mD)	371,5	166
	Profundidad (Ft)	Menor a 9000	Menor a 9000	Profundidad (Ft)	8220	8350
	Espesor neto (Ft)	-----	-----	Espesor neto (Ft)	12	32

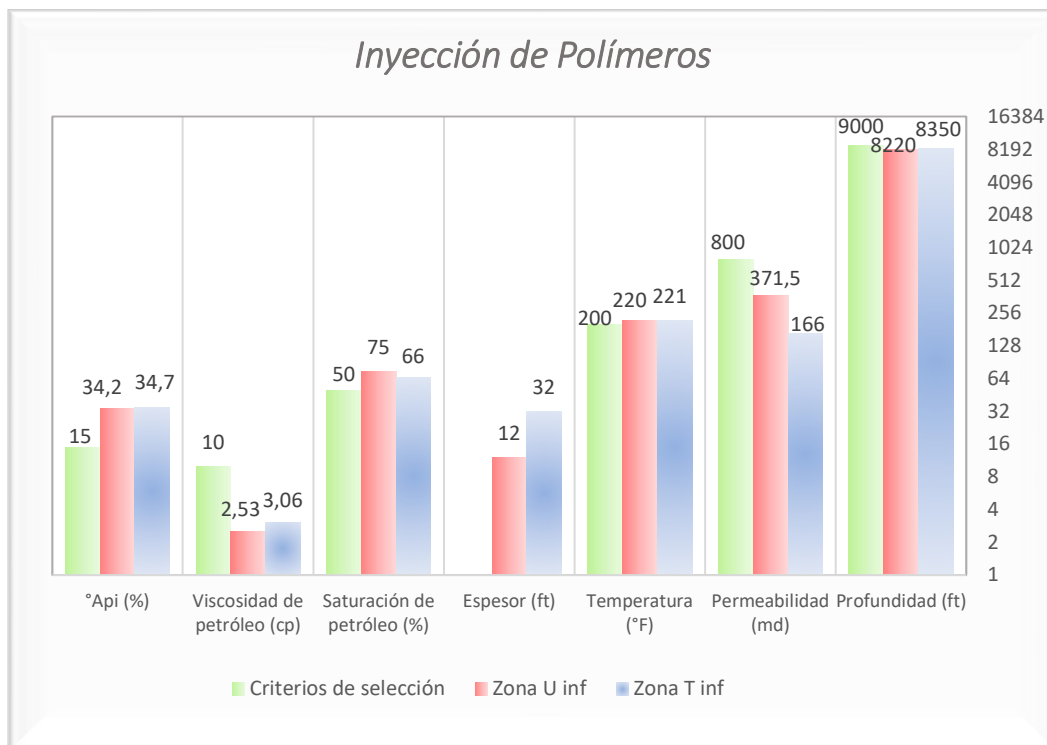


Figura 56. Comparación entre las arenas productoras y los criterios de inyección de polímeros

3.2.1.8. Comparación de la inyección química de álcali – surfactantes.

Para la inyección de álcali surfactante también se analizaron los criterios de selección junto con los parámetros de la arena U Inferior y T Inferior como se indica en la tabla 14 los cuales son: API, viscosidades, composición, saturación, formación, temperatura, permeabilidad, profundidad y espesor.

Al comparar todos estos parámetros la figura 57 indica que este método no es adecuado en vista de necesitar temperaturas menores a 200°F, de tal manera que al estar U Inferior a 220°F y T Inferior a 221°F podría existir una degradación de los químicos al momento de la inyección.

La viscosidad no se encuentra dentro del rango de aplicabilidad que indica que debe ir de 13 cp a 24 cp, señalando que la viscosidad de la arena U Inferior es de 2,53 cp y la arena T Inferior es de 3,06 cp reflejando un dato por el cual no estaría dentro de los parámetros de inyección, además la composición del crudo y el espesor no son datos relevantes para el proceso de inyección.

También se necesita profundidades que no sobrepasen los 8000ft con el fin de controlar las pérdidas de presión, lo que no sucede con las arenas U Inferior a 8220ft y T Inferior a 8350ft.

Se infiere que este método no es apropiado por lo que no cumple en su totalidad con los rangos establecidos, de tal manera que se lo descarta de la continuidad del proyecto.

Tabla 14. Cuadro comparativo entre los criterios de selección de AS y las arenas productoras del campo frontera

PARÁMETROS	CRITERIOS DE SELECCIÓN	ARENAS PRODUCTORAS				
		Parámetros	U Inferior	T Inferior		
<i>Propiedades del petróleo</i>	Gravedad ° API	Mayor a 23	21 a 35	API	34,2	34,7
	Viscosidad (cp)	Menor a 20	13 - 24	Viscosidad (cp)	2,53	3,06
	Composición del crudo	-----	-----	Composición del crudo	C1 – C7	C1 – C7
	Saturación %	-----	Mayor a 30	Saturación (%)	0,75	0,66

<i>Propiedades del yacimiento</i>	Tipo de formación	-----	-----	Tipo de formación	Arenisca	Arenisca
		Temperatura °F	-----	Menor a 200	Temperatura (°F)	220
	Permeabilidad (mD)	-----	10 a 450	Permeabilidad (mD)	371,5	166
	Profundidad (ft)	2500	8000	Profundidad (Ft)	8220	8350
	Espesor neto (ft)	-----	-----	Espesor neto (Ft)	12	32

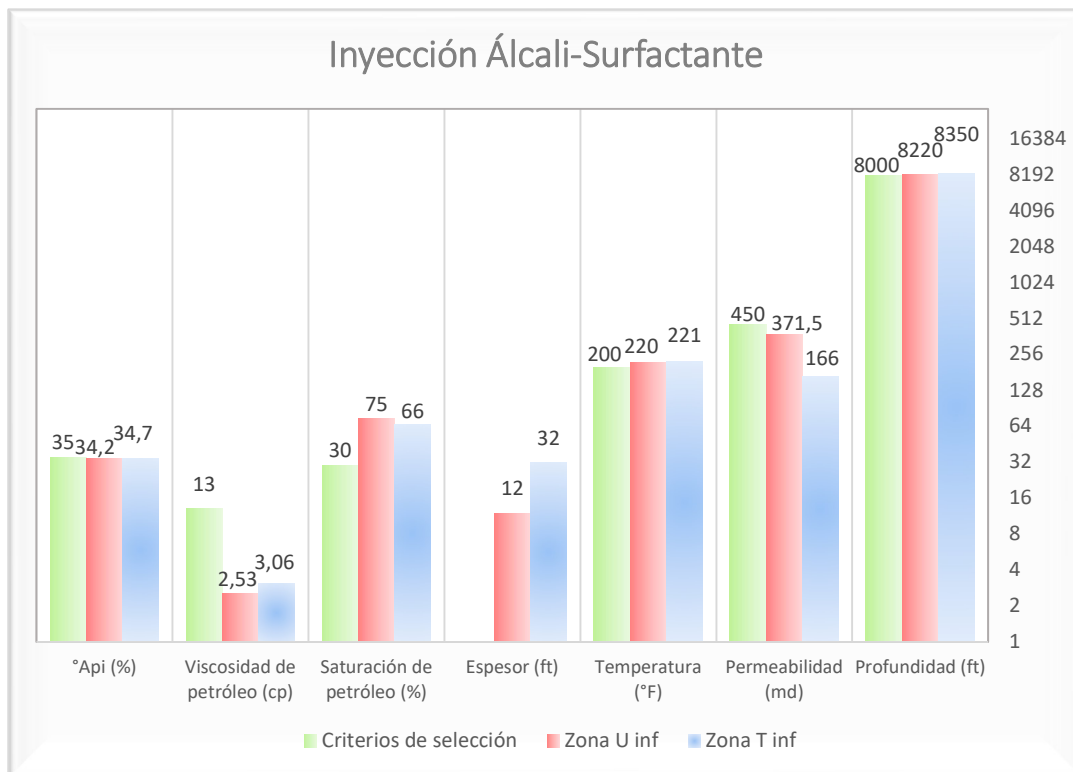


Figura 57. Comparación entre las arenas productoras y los criterios inyección AS

3.2.1.9. Comparación de la inyección química de ASP.

De la misma manera que en los métodos anteriores y siendo este el último método de estudio se compararon los parámetros más relevantes de la inyección de álcali surfactante polímero con las características de las arenas U Inferior y T inferior del campo frontera como indica la tabla 15 los cuales son: API, viscosidades, composición, saturación, formación, temperatura, permeabilidad, profundidad y espesor.

La figura 58 indica que para este método se requiere viscosidades mayores a los 35cp a condiciones lo que no se ve reflejado en la arena U Inferior que contiene 2,53cp y la arena T Inferior con 3,06cp.

La temperatura debe ser menor a los 200°F y tampoco las arenas tienen esta condición se puede ver que U Inferior tiene 220°F mientras que T Inferior 221°F.

La profundidad de la arena U Inferior es de 8220ft y de la arena T Inferior es 8350ft lo que indican que superan los 8000ft establecidos por los criterios de selección.

Una vez analizado este método se infiere que no es el adecuado para ejecutarlo continuamente en el proyecto debido a que no cumple en su totalidad con los requerimientos, por lo que se descarta su ejecución y la posibilidad de ser tomado en cuenta para la simulación de este proyecto y su aplicabilidad en las arenas del campo Frontera.

Tabla 15. Cuadro comparativo entre los criterios de selección de ASP y las arenas productoras del campo frontera

	PARÁMETROS	CRITERIOS DE SELECCIÓN		ARENAS PRODUCTORAS		
				Parámetros	Napo U inferior	Napo T inferior
<i>Propiedades del petróleo</i>	API	Mayor a 20	De 21 a 35	API	34,2	34,7
	Viscosidad (cp)	Mayor a 35 en condiciones de yacimiento	De 13 a 34	Viscosidad (cp)	2,53	3,06
	Composición del crudo	-----	-----	Composición del crudo	C1 – C7	C1 – C7
	Saturación %	> a 30	> a 30	Saturación (%)	0,75	0,66
	Tipo de formación	Arenisca	-----	Tipo de formación	Arenisca	Arenisca
<i>Propiedades del yacimiento</i>	Temperatura °F	< a 200	< a 200	Temperatura (°F)	220	221
	Permeabilidad (mD)	100	Mayor a 10 hasta 450	Permeabilidad (mD)	371,5	166
	Profundidad (ft)	4000	5900	Profundidad (Ft)	8220	8350
	Espesor (ft)	-----	-----	Espesor neto (Ft)	12	32

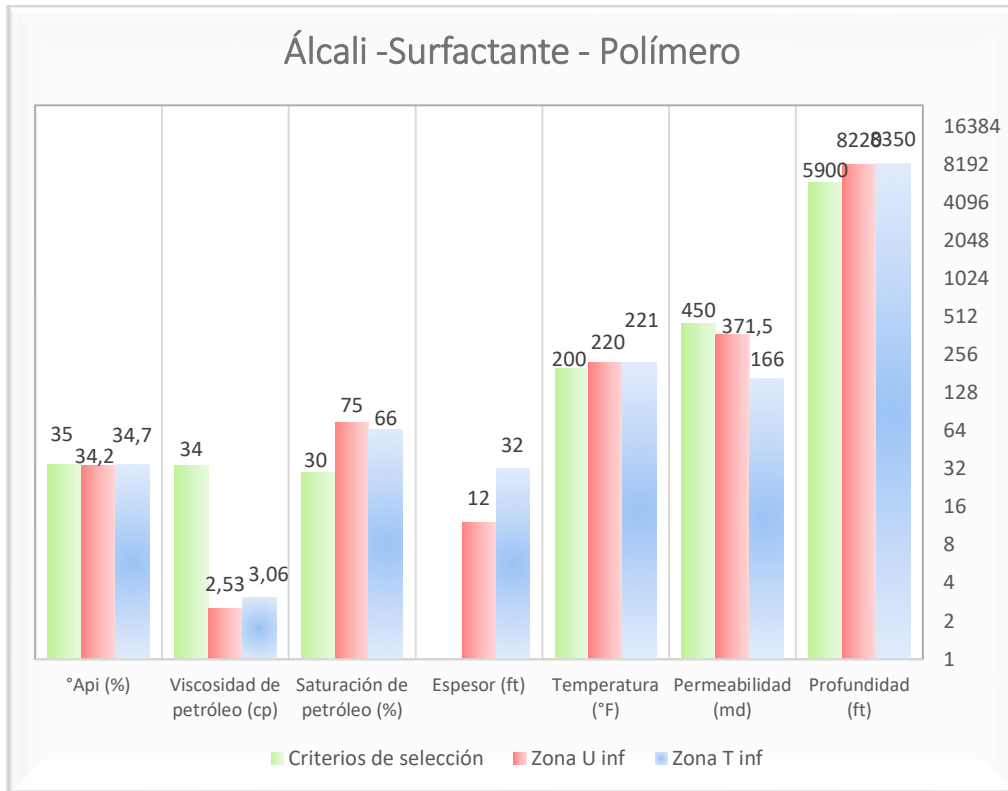


Figura 58. Comparación entre las arenas productoras y los criterios de inyección ASP

Tabla 16. Interpretación de la comparación de las arenas productoras U Inferior y T Inferior del campo Frontera junto con los criterios de selección de EOR

Parámetros	Arenas Productoras del campo Frontera		Métodos	Criterios de Selección de EOR Propiedades del petróleo							
	U Inferior	T Inferior		Gravedad (°API)		Viscosidad (Cp)		Composición		Saturación (%)	
				> 8	< 25	> 20	< 20000	-----	>40	>40	
Propiedades del petróleo	API	34,2	34,7	Vapor	> 8	< 25	> 20	< 20000	-----	>40	>40
	Viscosidad (cp)	2,53	3,06	Combustión in-situ	>10	< 40	> 1000	-----	nC5-nC7	>40	>50
	Composición	Alta % C1-C7	Alta % C1-C7	Agua caliente	>10	< 25	17 a 8000	-----	C5-C12 nC5-nC7	15 a 85	>50
	Saturación (%)	0,75	0,66	CO ₂ Miscible	>26	>22	<15	<10	C5-C12	>30	>20
Propiedades del yacimiento	Tipo de formación	Arenisca	Arenisca	N ₂ Miscible Gases	> 35	< 10	< 6000	-----	C1-C7	>30	>40
	Temperatura (°F)	220	221	Inmiscibles	> 30	< 6000	< 6000	-----	>35	>35	
	Permeabilidad (mD)	371,5	166	Polímero	15 a 40	>15	10 a 150	< 150	-----	70 a 80	>50
	Espesor neto (ft)	12	32	AS	>23	21 a 35	< 20	13 a 24	-----	>30	-----
	Profundidad (ft)	8220	8350	ASP	>20	21 a 35	> 35	13 a 34	-----	>30	>30
	Porosidad (%)	0,16	0,15	ASP	>20	35	> 35	34	-----	>30	>30

(Continuación tabla 16)

<i>Criterios de Selección de EOR</i>											
<i>Propiedades del yacimiento</i>											
<i>Tipo de Formación</i>		<i>Temperatura (°F)</i>		<i>Espesor (ft)</i>		<i>Profundidad (ft)</i>		<i>Porosidad (%)</i>		<i>Permeabilidad (md)</i>	
<i>Térmicos</i>											
Arenisca	Arenas no consolidadas	----	----	>20	>20	300 hasta 3500	< 4500	----	----	> 200	>200
Arenas o areniscas con alta ϕ		>100	>150	>10	>10	>500	<11000	>20	----	>100	>50
Arenas alta ϕ	Areniscas	75 a 135	>100	>10	----	500 a 2950	----	>25	< 37	900 a 6000	----
<i>Gases</i>											
Arenas o Carbonatos		----	----	----	----	>2000	>2500	----	----	----	----
Arenisca o Carbonato	Arenisca	----	----	----	----	>4500	>6000	----	----	----	----
----	----	----	----	----	----	>1800	----	----	----	----	----
<i>Químicos</i>											
Areniscas		< 200	>200	----	----	< 9000	----	----	----	10 a 800	>10
----	----	< 200	----	----	----	2500	8000	----	----	10 a 450	----
Areniscas	----	< 200	<200	----	----	4000	5900	----	----	100	>10 hasta 450

Sí Aplica

Irrelevante y posible para la aplicación

No aplica

3.2.2. Software Eorgui

Para reforzar el estudio de los métodos EOR se utilizó el Software Eorgui que selecciona de manera rápida la aplicabilidad de los métodos entorno a las propiedades de los campos como: gravedad API, viscosidad, saturación del petróleo, su composición, tipo de formación, profundidad, temperatura y permeabilidad.

Las siguientes imágenes muestran el porcentaje de aplicabilidad y el screening de los métodos EOR en las arenas U Inferior y T Inferior del campo Frontera.

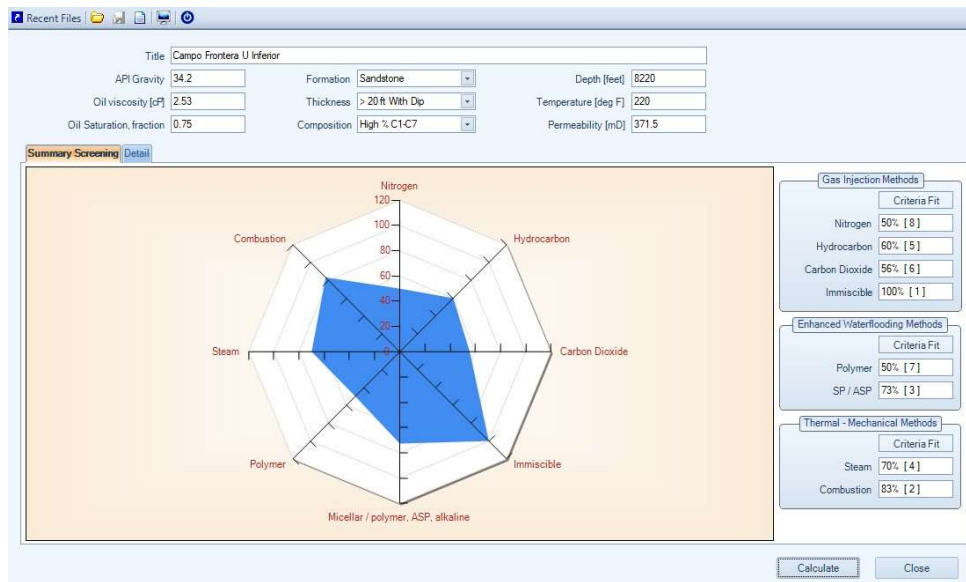


Figura 59. Porcentaje de aplicabilidad de los métodos EOR en la arena U Inferior.

The screenshot shows the 'EOR Methods Quick Screening' software interface. The table below provides a detailed screening of various properties for different EOR methods.

Properties	Nitrogen and flue gas	Hydrocarbon	Carbon Dioxide	Immiscible Gases	Miscellar/polymer, ASP, and alkaline flooding	Polymer flooding	Combustion	Steam
Oil API Gravity	> 35 Average 40	> 23 Average 41	> 22 Average 36	> 12	> 20 Average 35	> 15 < 40	> 10 Average 16	> 6.10 Average 13.5
Oil Viscosity (cp)	< 0.4 Average 0.2	< 3 Average 0.5	< 10 Average 1.5	< 500	< 35 Average 13	> 10 < 150	< 5,000 Average 1200	< 200,000 Average 4,700
Composition	High % C1-C7	High % C2-C7	High % C5-C12	Not critical	Light, intermediate Some organic acids for alkaline floods	Not critical	Some asphaltic components	Not critical
Oil Saturation (PV fraction)	> 0.40 Average 0.75	> 0.30 Average 0.80	> 0.20 Average 0.55	> 0.35 Average 0.70	> 0.35 Average 0.53	> 0.70 Average 0.80	> 0.50 Average 0.72	> 0.40 Average 0.66
Formation Type	Sandstone or Carbonate	Sandstone or Carbonate	Sandstone or Carbonate	Not critical	Sandstone preferred	Sandstone preferred	High porosity sandstone	High porosity sandstone
Net Thickness (ft)	Thin unless stippena	Thin unless stippena	Wide range	Not critical if stippena	Not critical	Not critical	> 10 feet	> 20 feet
Average Permeability (md)	Not critical	Not critical	Not critical	Not critical	> 10 md Average 450 md	> 10 md Average 800 md	> 50 md	> 200 md
Depth (ft)	> 5000	> 6000	> 2500	> 1500	< 9000 Average 3250	< 9000	< 11500 Average 3500	< 4500
Temperature (deg F)	Not critical	Not critical	Not critical	Not critical	< 200	< 200	> 100	Not critical

Figura 60. Screening de aplicabilidad de los métodos EOR en la arena U Inferior

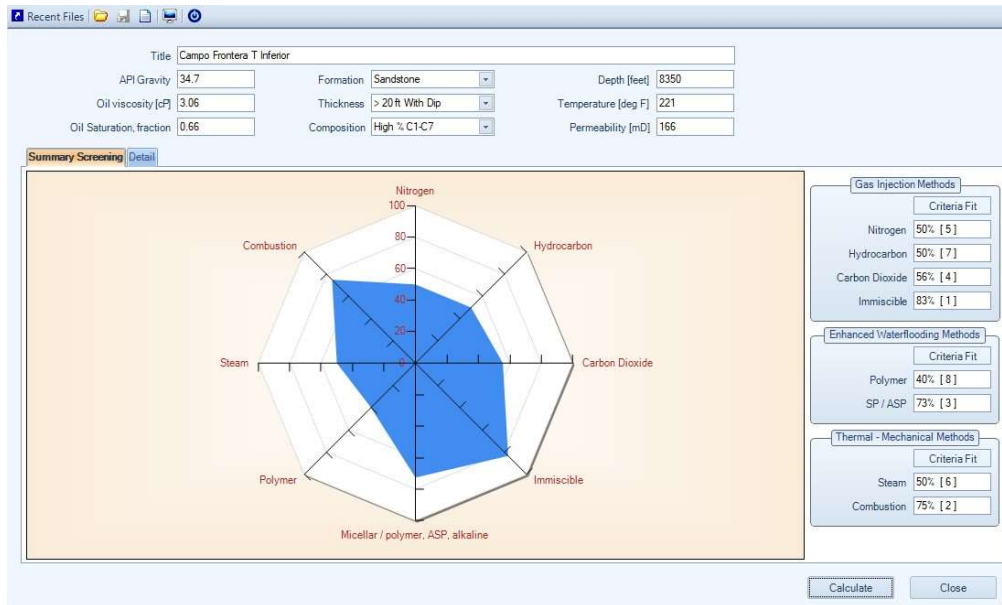


Figura 61. Porcentaje de aplicabilidad de los métodos EOR en la arena T Inferior

EOR Methods Quick Screening

Title: Campo Frontera T Inferior

API Gravity: 34.7, Formation: Sandstone, Depth [feet]: 8350

Oil viscosity [cP]: 3.06, Thickness: > 20 ft With Dip, Temperature [deg F]: 221

Oil Saturation, fraction: 0.66, Composition: High % C1-C7, Permeability [mD]: 166

Properties	Nitrogen and flue gas	Hydrocarbon	Carbon Dioxide	Immiscible Gases	Miscellar/polymer, ASP, and alkaline flooding	Polymer flooding	Combustion	Steam
Oil Gravity	> 35 Average 48	> 23 Average 41	> 22 Average 36	> 12	> 20 Average 35	> 15, < 40	> 10 Average 16	> 8 to 13.5 Average 13.5
Oil Viscosity (cp)	< 8.4 Average 0.2	< 3 Average 0.5	< 10 Average 1.5	< 600	< 35 Average 13	> 10, < 150	< 5,000 Average 1200	< 200,000 Average 4,700
Composition	High % C1-C7	High % C2-C7	High % C5-C12	Not critical	Light, intermediate, Some organic acids for alkaline floods	Not critical	Some asphaltic components	Not critical
Oil Saturation (PV fraction)	> 0.40 Average 0.75	> 0.30 Average 0.80	> 0.20 Average 0.56	> 0.35 Average 0.70	> 0.35 Average 0.53	< 0.70 Average 0.80	> 0.50 Average 0.72	> 0.40 Average 0.66
Formation Type	Sandstone or Carbonate	Sandstone or Carbonate	Sandstone or Carbonate	Not critical	Sandstone preferred	Sandstone preferred	High porosity sandstone	High porosity sandstone
Net Thickness (ft)	thin unless dipping	thin unless dipping	Wide range	Not critical if dipping	Not critical	Not critical	> 10 feet	> 20 feet
Average Permeability (md)	Not critical	Not critical	Not critical	Not critical	> 10 md Average 450 md	> 10 md Average 800 md	> 50 md	> 200 md
Depth (ft)	> 6200	> 4000	> 2500	> 1800	< 9000 Average 3250	< 9000	< 11500 Average 3500	< 4500
Temperature (deg F)	Not critical	Not critical	Not critical	Not critical	< 200	< 200	> 100	Not critical

Figura 62. Screening de aplicabilidad de los métodos EOR en la arena T Inferior

3.3. SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

En la era digital, la simulación de yacimientos es la clave para el desarrollo, la producción y la formulación de la estrategia general de gestión de los yacimientos de petróleo. La simulación está destinada a replicar procesos o eventos del mundo real basados en modelos físicos o digitales.

Un estudio de simulación típico pronostica las tasas de producción de pozos, la relación agua-petróleo y la relación gas-petróleo con el tiempo. Se predice la presión del yacimiento y las saturaciones de fluidos en varios lugares y períodos.

Los modelos de simulación de yacimientos se pueden categorizar de varias formas, como geometría del modelo (1D, 2D, 3D, radial), número de fases de fluido estudiadas (petróleo, gas, agua) procesos de yacimiento (cambios de fase y composición del fluido de yacimiento, térmicos, no térmicos) y el objetivo de estudio (pozos individuales, área o sector específico del reservorio, campo completo). (Satter & Iqbal, 2016)

3.3.1. Simulador CMG 2021.

Es un software de simulación de yacimientos para procesos de recuperación avanzados a nivel mundial, que mediante una combinación de flujos de trabajo y construcción de modelos mejoran el rendimiento multifásico de los efectos térmicos, geoquímicos y mecánicos. Así como el comportamiento de los fluidos y fases, hidráulica de pozo y completaciones necesarios para modelar con precisión los procesos de recuperación. Dentro de sus herramientas de trabajo se encuentra:

- ✓ **Cmost-al:** es la herramienta de análisis y optimización inteligente que realiza comparación de historial, análisis estadístico avanzado, aprendizaje automático e interpretación de datos en todo tipo de yacimientos y procesos de recuperación.
- ✓ **Imex:** es un simulador que modela técnicas de recuperación primaria y secundaria para yacimientos de petróleo/gas convencionales y no convencionales. Utiliza flujo de trabajos rápidos y sencillos para lograr pronósticos de producción confiables.
- ✓ **Coflow:** es el software de modelado de sistemas de producción y yacimientos combinando fácilmente los modelados de producción y yacimientos para crear un único modelado integrado de alta confiabilidad.
- ✓ **Gem:** es un simulador para el modelado de yacimientos de composición, químicos y no convencionales, modela de forma precisa todo tipo de procesos EOR no térmicos. Logra una simulación precisa de desplazamiento miscible/inmiscible, optimiza y mejora el factor de recuperación de los yacimientos de petróleo y gas.
- ✓ **Stars:** es el simulador de procesos térmicos y avanzados para maximizar el valor y la producción, modela la física compleja del pozo con transferencia de calor y flujo de fluido en el pozo mejorando el rendimiento y la eficiencia.

- ✓ **Builder:** es el pre-procesador para la construcción de modelos de simulación, proporciona un marco para la integración de datos y la gestión del flujo de trabajo entre IMEX, GEM, STARS y fuentes de datos externas.
- ✓ **Winprop:** es la herramienta de caracterización de propiedades de fluidos que mejora la comprensión del fluido del yacimiento y el comportamiento con PVT avanzados y cálculos termodinámicos.
- ✓ **Results:** es el post-procesador de visualización y análisis sobre las características del yacimiento, los procesos de recuperación y el rendimiento del yacimiento.

El presente trabajo se realizó mediante la predisposición y facilitación de la licencia del Software CMG 2021, otorgada por el señor Víctor Salazar, Gerente América Latina y el Caribe de la empresa Computer Modelling Group Ltd.

3.4. RESERVOIRIO DE SIMULACIÓN

3.4.1. Construcción Modelo Estático.

Se inicia el software CMG y se ejecuta el módulo “Builder” para proceder a crear un nuevo proyecto.

Como se observa en la siguiente ventana, uno de los datos necesarios es la fecha inicial de la simulación, por lo cual con base en la historia del campo Frontera se establece la fecha de: julio de 1991 (Madrid, 2018)

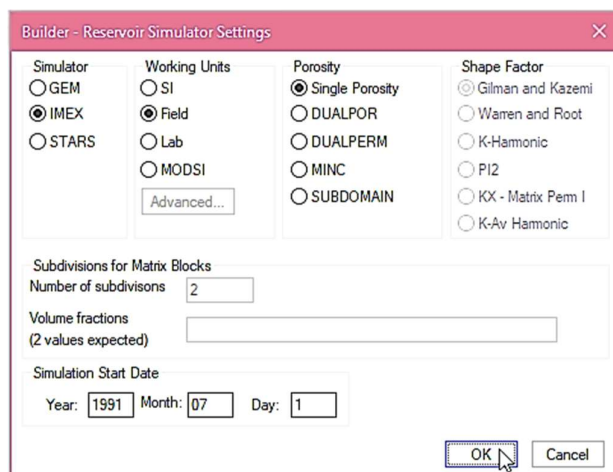


Figura 63. Ventana de Inicio

Fuente: (CMG, 2021)

3.4.2. Unidad Geológica del Modelo-Reservorio.

Los mapas de los topes de la arena U inferior y T Inferior pertenecientes a la formación Napo, y sus respectivos espesores fueron digitalizados mediante el software Digger 3 (recomendado en los manuales de CMG) teniendo como referencia los presentados en las páginas 55, 57, 120 y 121 de (Madrid, 2018) Figura 64, 65, 66 y Figura 67, obteniendo así los archivos bna (compatibles con el simulador).

Digitación del tope de arena, coordenadas (X, Y), según la ubicación de los pozos.

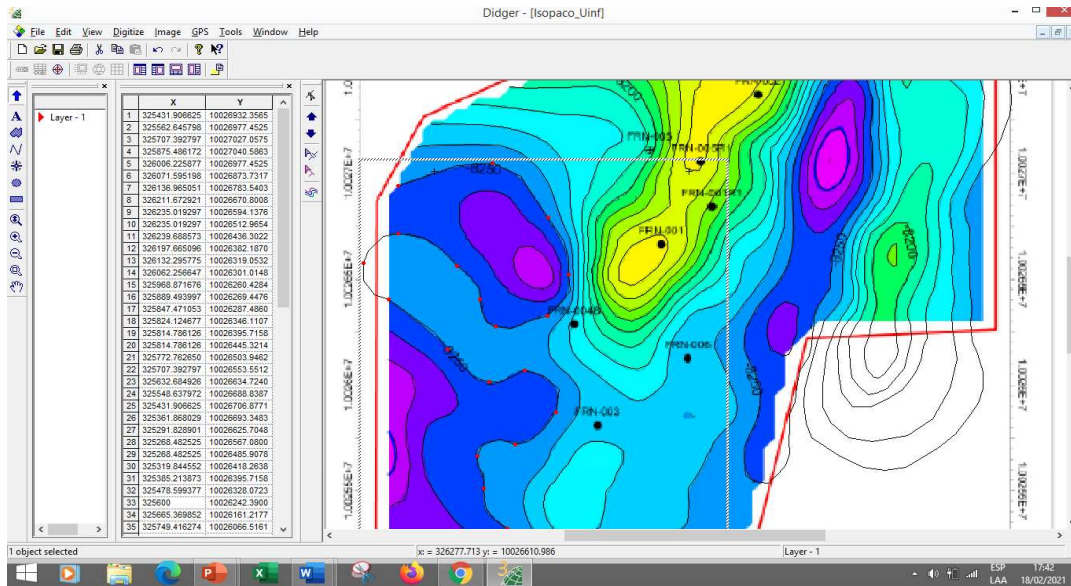


Figura 64. Digitación de tope de arena, U inferior

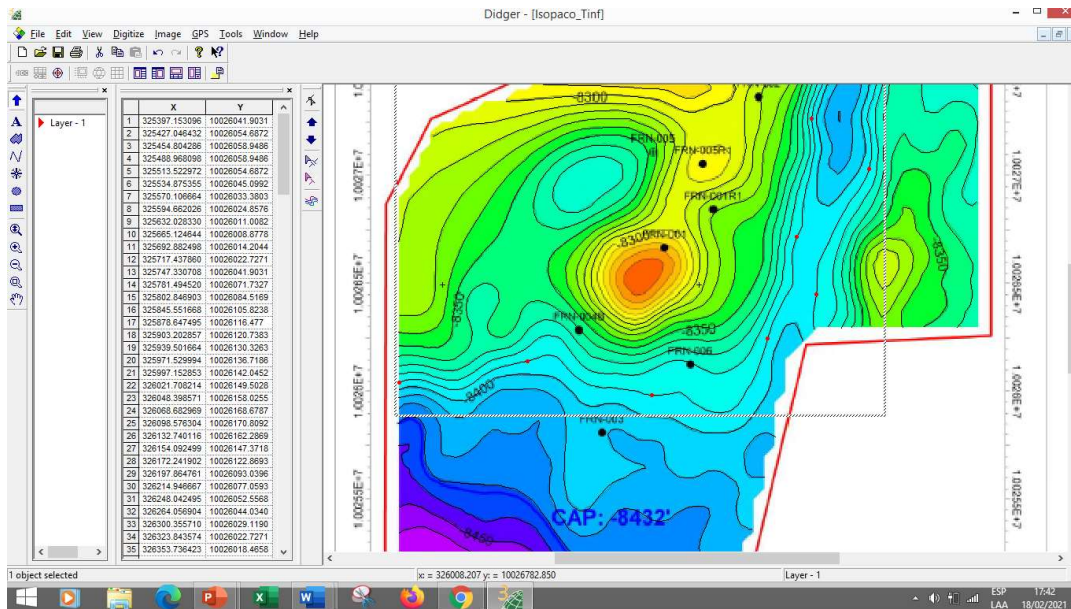


Figura 65. Digitación de tope de arena, T inferior

Fuente: (Digger 3, 2021)

Digitación del espesor de arena, coordenadas (X, Y), según la ubicación de los pozos

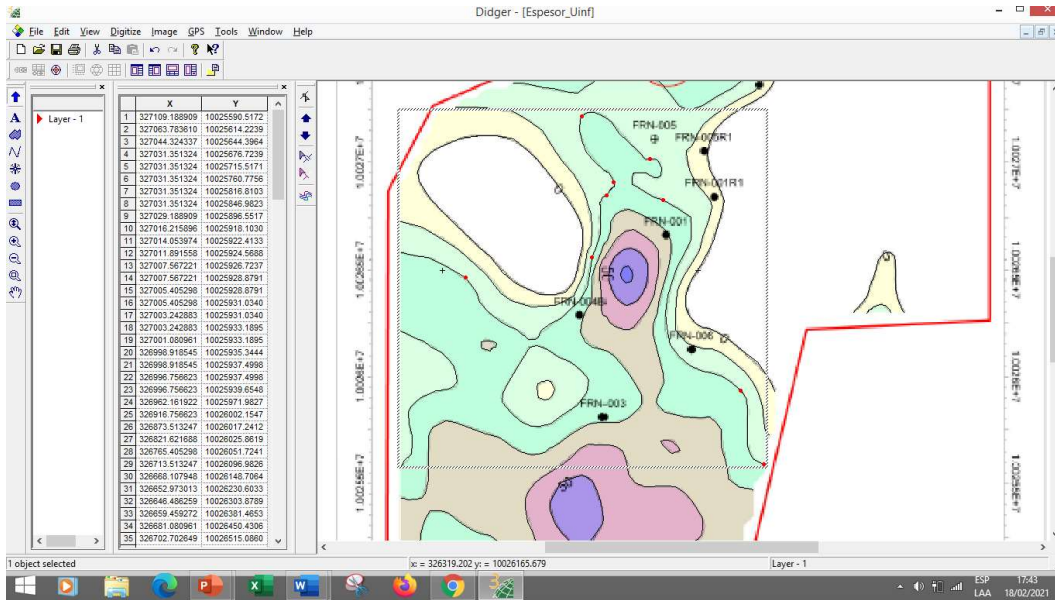


Figura 66. Digitación de espesor de arena, U inferior

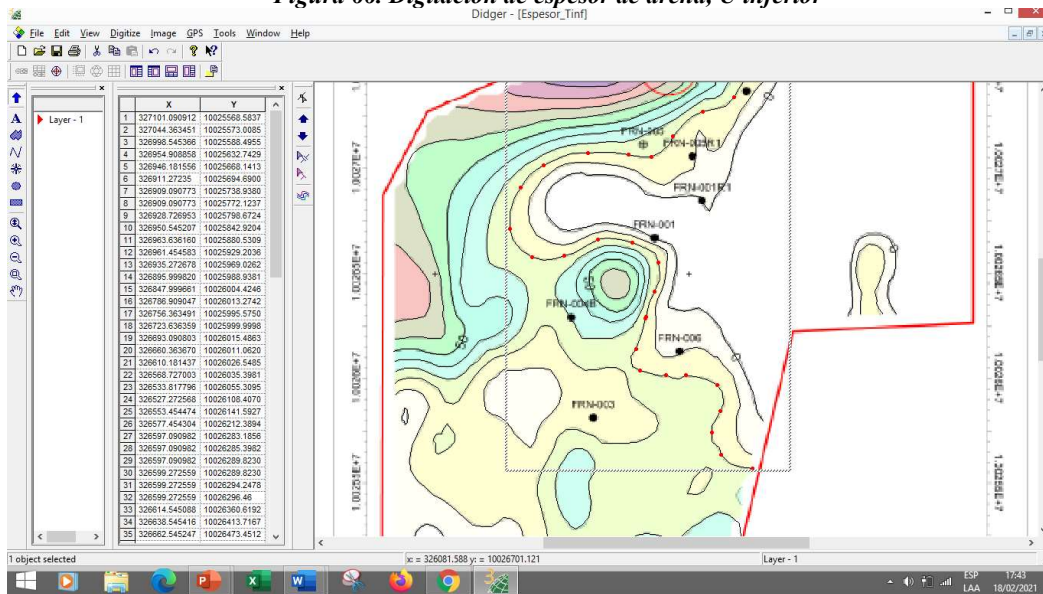


Figura 67. Digitación de espesor de arena, T inferior

Fuente: (Didger 3, 2021)

Se procede a cargar el mapa para posterior a aquello establecer el área de estudio, entonces, en la cinta de opciones superior se ingresa a “File” y se selecciona “Open Map File”, con lo cual se ejecutará una ventana emergente donde se debe especificar el sistema de unidades de los mapas isópacos.

Cabe recalcar que los archivos isópacos generados tienen las coordenadas X, Y en metros (m), mientras que los topes en pies (ft). Como se va a caracterizar dos arenas, no es recomendable cargar los dos mapas en “Open Map Files” pues estos se sobreponen y pueden dificultar la vista al momento de generar el área mediante las celdas (grid). Por cuyo motivo, en este punto inicial se carga el isópaco de la arena más próxima a superficie la cual es U inferior. En la ventana abierta se selecciona “Atlas Boundary format” en tipo de archivo (debido al file generado a través de Didger 3), se establece las unidades en metros y se busca U inferior_isópaco_frontera, Figura 68.

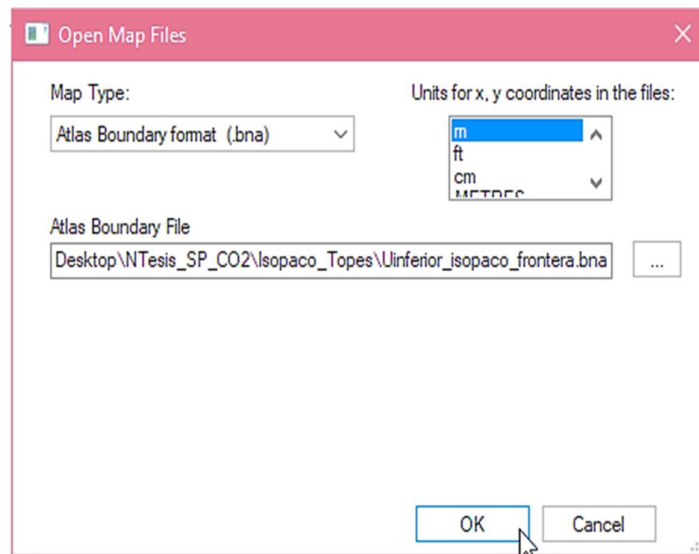


Figura 68. Importación de mapa isópaco, U inferior

Fuente: (CMG, 2021)

Considerando que el modelamiento requiere algunos pasos para asegurar el avance de la importación de topes, se guarda el archivo, mismo al que se le asignó el nombre de “Geomodel Campo Frontera.dat”.

A continuación, en la Figura 69 se puede apreciar el mapa isópaco ya importado a CMG.

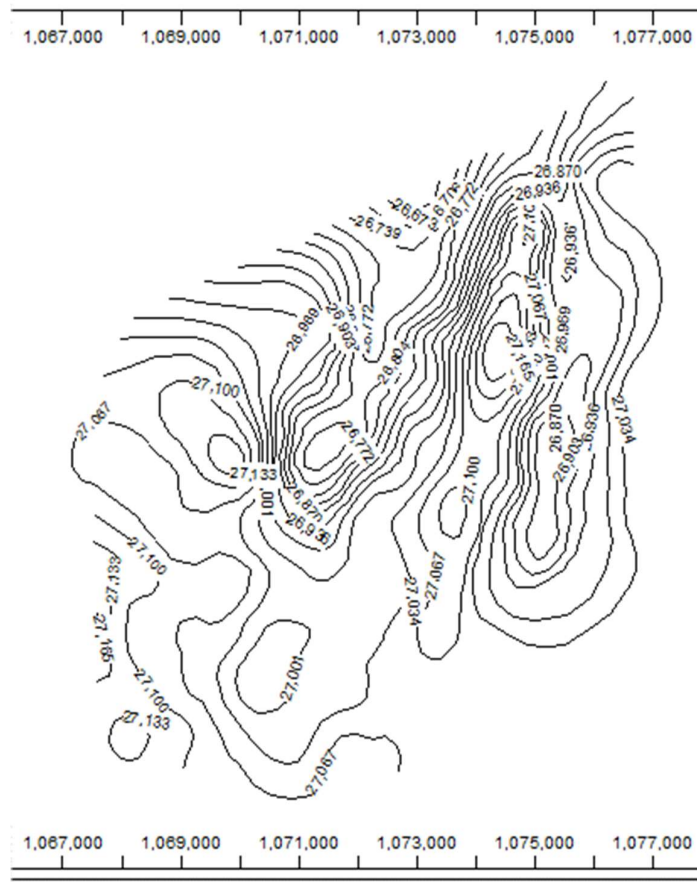


Figura 69. Vista del mapa isópaco

Fuente: (CMG, 2021)

3.4.3. Configuración de la Malla.

Uno de los aspectos importantes en la configuración del mallado es cubrir el campo de estudio, entonces para posicionar la malla correctamente acorde a lo presentado en (Petroamazonas, 2017) se cargan las trayectorias de los pozos. Para importar la trayectoria de los mismo se selecciona “Well” de la cinta de opciones en la parte superior, del menú emergente se elige “Well Trajectories” en donde se procede a cargar el tipo de archivo “Table Format” en este caso llevan el nombre de “Frontera Well WDB”, Figura 70, Cabe recalcar que las unidades de las trayectorias de pozos están en pies para la coordenada Z (plano vertical) y en metros para las coordenadas X, Y.

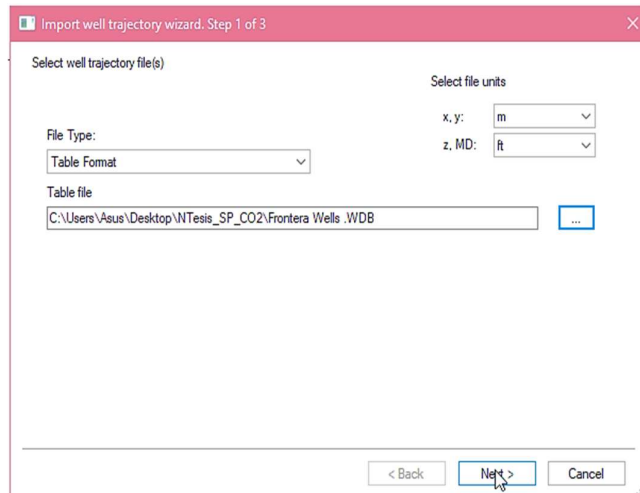


Figura 70. Importación de la Trayectoria de los pozos

Fuente: (CMG, 2021)

Una vez realizado la importación de las trayectorias se puede observar el mapa isópaco y la ubicación de los pozos, Figura 71.

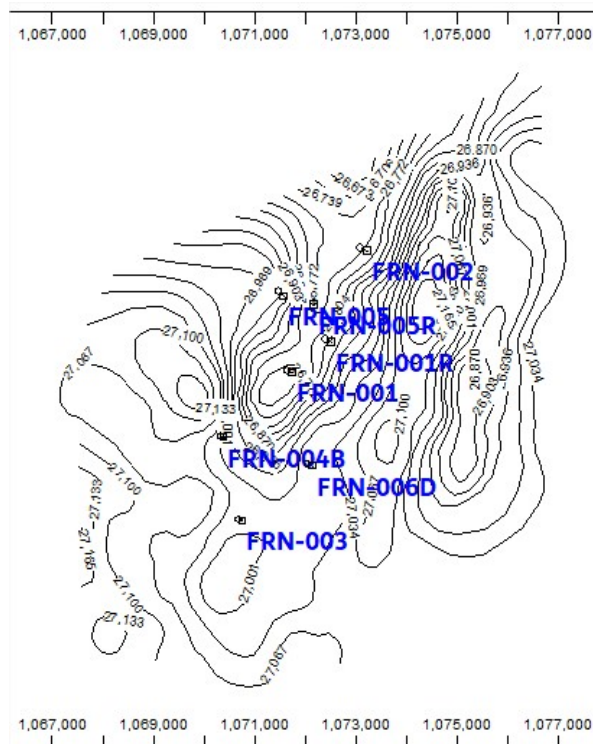


Figura 71. Importación de la Trayectoria de los pozos

Fuente: (CMG, 2021)

Entonces, con la vista de la Figura 71, se procede a establecer el modelo del reservorio, esto a través del menú “Reservoir” y la opción “Orthogonal Corner Point” en “Create Grid”.

Realizado los pasos antes mencionados se ejecuta una ventana en la cual se ingresan los datos de la Tabla 17, Figura 72.

Tabla 17. Configuración de Malla

Dirección	Nº celdas	Ancho de celda	Longitud total
i →	60	82 ft	4920 ft
j ↓	98	82 ft	8036 ft
k ↘	8	Definido por mapas isópaco	

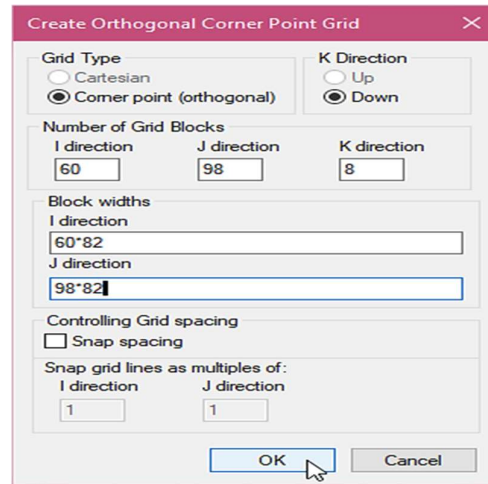


Figura 72. Configuración de la Malla

El resultado de la definición de la malla es presentado en la Figura 73

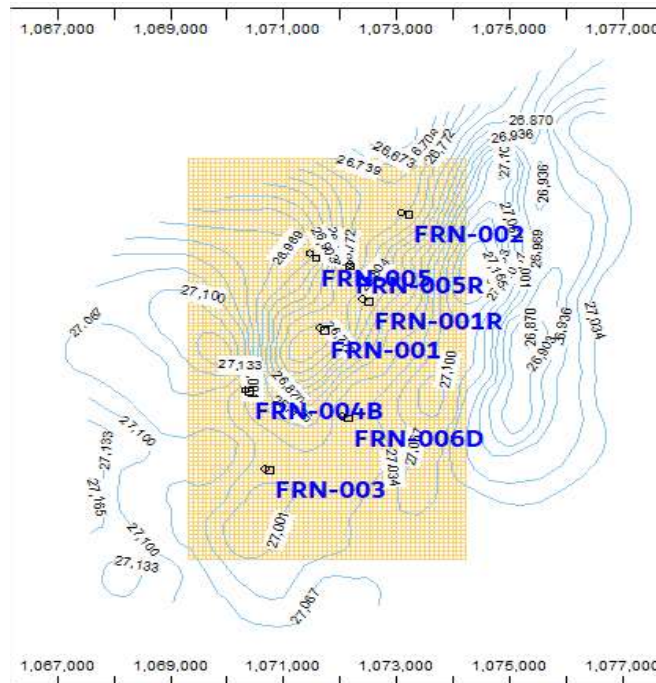


Figura 73. Grid Ejecutado

Fuente: (CMG, 2021)

3.4.4. Variables Estáticas.

3.4.4.1. Definición sobre el cálculo de propiedades del mallado.

Para establecer el tope y espesores de las arenas se tiene dos opciones:

- Ir al submenú de “Reservoir” y secuencialmente abrir Array Properties; o
- Ir directamente a Specify Property en la parte superior central del software.

Indistintamente de la alternativa usada se ejecuta una ventana, donde en la columna de “Grid Top” en el Layer 1 se da click derecho y se selecciona “Geological Map” y se carga el Mapa Isópaco U inferior, mientras que en Layer 5 el Mapa de T inferior, Figura 74 Como se había mencionado las coordenadas del mapa están en metros, entonces al momento de importar leerá las profundidades en metros por lo cual se procede a usar el multiplicador 0,3048.

Para la propiedad del espesor (Grid Thickness) se da click derecho sobre Layer 1, abrir “Geological Map” y en “Contour maps” se carga el mapa “Uinferior_espesor” y como se ha dividido en cuatro capas verticales a esta arena, se ingresa un multiplicador de 0,0762 en Layer 1, 2, 3 y 4. Se realiza lo mismo desde el Layer 5 a Layer 8 para la arena T inferior con su respectivo archivo de espesor. Ver Figura 74

El valor 0,0762 corresponde al producto entre 0,3025 y 0,25. Este último valor debido al número de capas en la que se divide la arena.

	Grid Top	Grid Thickness
UNITS:	ft	ft
SPECIFIED:	X	X
HAS VALUES:		
Whole Grid		
Layer 1	(C:\Users\Asus\Desktop\NTesis_SP_CO2\Isopaco_Topes\Uinferior_isopaco_frontera.bna) * 0.3048	(C:\Users\Asus\Desktop\NTesis_SP_CO2\Isopaco_Espesor\Uinferior_espesor_frontera.bna) * 0.0762
Layer 2		(C:\Users\Asus\Desktop\NTesis_SP_CO2\Isopaco_Espesor\Uinferior_espesor_frontera.bna) * 0.0762
Layer 3		(C:\Users\Asus\Desktop\NTesis_SP_CO2\Isopaco_Espesor\Uinferior_espesor_frontera.bna) * 0.0762
Layer 4		(C:\Users\Asus\Desktop\NTesis_SP_CO2\Isopaco_Espesor\Uinferior_espesor_frontera.bna) * 0.0762
Layer 5	(C:\Users\Asus\Desktop\NTesis_SP_CO2\Isopaco_Topes\Tinferior_isopaco_frontera.bna) * 0.3048	(C:\Users\Asus\Desktop\NTesis_SP_CO2\Isopaco_Espesor\Tinferior_espesor_frontera.bna) * 0.0762
Layer 6		(C:\Users\Asus\Desktop\NTesis_SP_CO2\Isopaco_Espesor\Tinferior_espesor_frontera.bna) * 0.0762
Layer 7		(C:\Users\Asus\Desktop\NTesis_SP_CO2\Isopaco_Espesor\Tinferior_espesor_frontera.bna) * 0.0762
Layer 8		(C:\Users\Asus\Desktop\NTesis_SP_CO2\Isopaco_Espesor\Tinferior_espesor_frontera.bna) * 0.0762

Figura 74. Ingreso de Topes y Espesor, U inferior y T inferior

Fuente: (CMG, 2021)

Se da en Ok y se establece que no sobrepase valores mínimos o máximos. La aplicación calcula el Grid Top y Grid Thickness para todo el mallado.

3.4.4.2. Definición de Arenas (Sectorización).

Acorde a la información disponible se logra evidenciar que datos de reservorio y fluido varían acorde a la arena productora por lo que, se sectoriza el reservorio, sean estas: U inferior o T inferior, Figura 75 y 76.

Para las Arena U Inferior y T inferior se selecciona todas las celdas en dirección i, j, desde k=1 a k=4 y k=5 a k=8, respectivamente.

Una vez seleccionadas y agregados los Layers de cada sector se da click en “Add the blocks in select Regions to sector” y posteriormente se aplica y confirma.

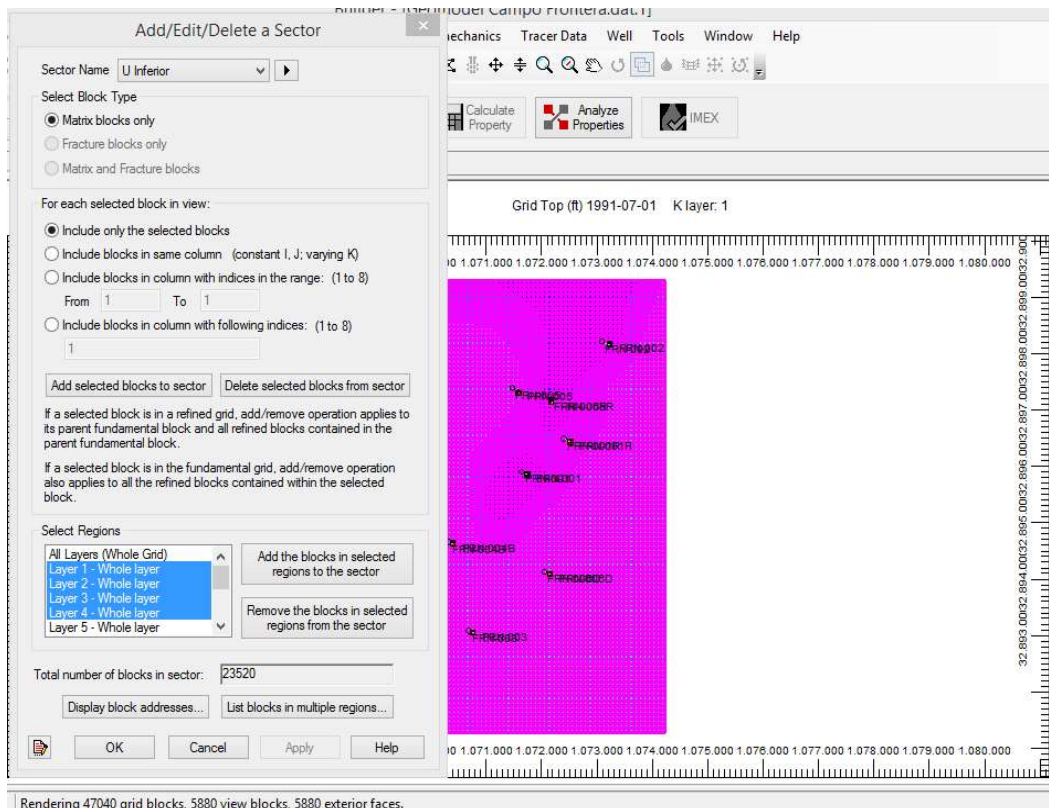


Figura 75. Definición de sectores, U inferior

Fuente: (CMG, 2021)

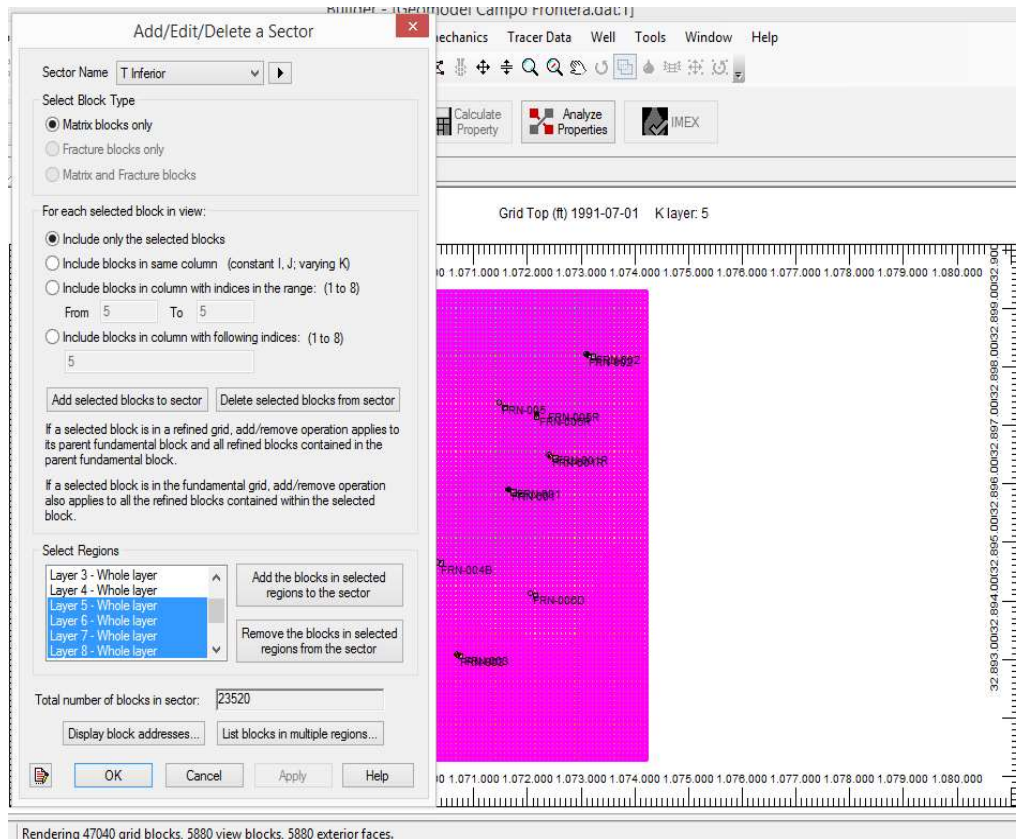


Figura 76. Definición de sectores, T inferior

Fuente: (CMG, 2021)

3.4.4.3. Valores de Porosidad.

Considerando lo previamente explicado acorde a los distintos valores según las arenas, se procede a utilizar los sectores creados para así poder definir la Porosidad.

Pasos empleados:

Se abre la misma ventana que se utilizó para establecer el tope y espesor de las arenas, sin embargo, ahora se dará clic en “Use Regions / Sectors” y se selecciona “Porosity” en “Select property” y secuencialmente en la sección “Select Regions” se busca el Sector “U inferior” y “T inferior”; y se los selecciona para así dar click en “Add to region list” y en “Ok”.

Una vez que los sectores son añadidos a la lista de regiones (Region List), se selecciona por ejemplo “U Inferior” y se da click en “Set/Edit” con lo cual aparece una ventana para especificar la propiedad, se selecciona Constant y se define el valor de 0,16 acorde a la información de la Tabla 18. Este paso se realiza en los 2 sectores, Figura 77.

Tabla 18. Datos petrofísicos y de fluidos de Arenas Napo

Parámetros	Arenas Formación Napo	
	U Inferior	T Inferior
Densidad Petróleo [lb/ft ³]	52,783	49,53
API [reservorio]	34,2	34,7
Densidad Agua [lb/ft ³]	62,400	62,428
Viscosidad Petróleo [cP]	2,53	3,06
Viscosidad Agua [cP]	0,2847	0,2848
Factor Volumétrico del petróleo [BY/BN]	1,3480	1,2268
Factor Volumétrico del agua [BY/BN]	1,0403	1,0431
Densidad del Gas en superficie [lb/ft ³]	0,0583	0,0583
Saturación de petróleo	0,75	0,66
Porosidad	0,16	0,15
Permeabilidad [md]	371,5	166
Espesor Neto [ft]	12	32
Compresibilidad de roca [1/psi]	3,6250*e-6	3,0604*e-6
Compresibilidad del agua [1/psi]	3,47*e-6	3,47*e-6
Salinidad [ppm]	45000	14850
Presión inicial [psi]	3769	3580
Temperatura [°F]	220	221
Presión de Burbuja [psi]	685	640
GOR [PCS/bls]	225	179

Fuente: (Madrid, 2018) & (Pozo, 2014)

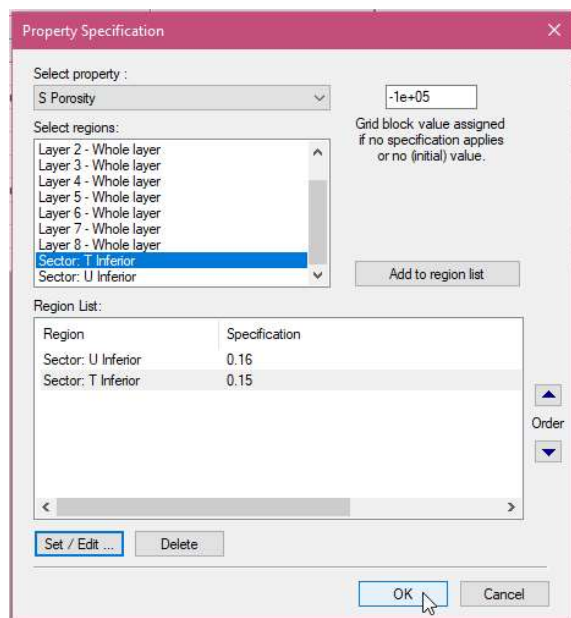


Figura 77. Ingreso de Porosidad por sectores

Fuente: (CMG, 2021)

3.4.4.4. Valores de Permeabilidad.

Acorde a los datos de (Pozo, 2014) describe permeabilidades en pozos de 750, 240 y 360 md para la arena U inferior y estos son comparados con medidas de otros pozos en la misma arena de (Madrid, 2018) con permeabilidades de 383 y 940 md. Si se aplica repetición y filtrado de valores, se observa que el valor de 360 md y 383 md, son valores muy cercanos y compatibles que podrían dar un valor adecuado de permeabilidad. Obteniendo un promedio de permeabilidad de 371,5 md.

Mientras que, con la Arena T, se tiene valores iguales a 15; 170 y 30 md de (Pozo, 2014) y en el trabajo de (Madrid, 2018) $K=162$ y 1235 md. El valor que estrecha la relación de data sería entre 170 y 162, obteniendo un promedio de 166 md.

La especificación de los valores de Permeabilidad se realiza similar al de los de Porosidad, sin embargo, al ser otra propiedad en Select propert se selecciona S Permeability I (permeabilidad en eje i) y se realiza los mismos pasos anteriores usando las tablas de datos enunciadas anteriormente, Figura 78. En Permeabilidad J (permeabilidad en eje j) se definen los mismos valores de Permeabilidad I, mientras que para la dirección K puede ser la mitad o menor a la Permeabilidad I (para este caso se emplea $K_i \cdot 0,2$, como valor práctico).

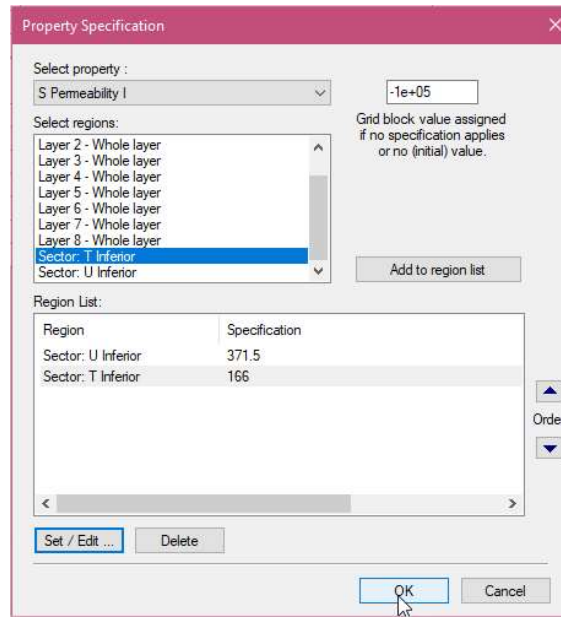


Figura 78. Ingreso de data de Permeabilidad por sectores

Fuente: (CMG, 2021)

Finalmente, se da click en Ok de la Ventana “Array Properties” y antes de aplicar asegurarse de que esté habilitado “no sobrepase valores mínimos o máximos” (esto fue aplicado anteriormente para el espesor, porque podría ocurrir un problema de lectura en los mapas) para que calcule las propiedades estáticas de porosidad y permeabilidad para toda la malla, también conocida como Grid.

3.4.5. Variables Dinámicas.

3.4.5.1. Modelo de Crudo.

Para el modelo del fluido (crudo) en el árbol de opciones se abre “Components” y el submenú “Model”, para así poder elegir “None of the above. Launch detailed dialog”, Realizando aquello se ejecuta la ventana emergente “Model” en la cual en la descripción “Model” se selecciona “Black Oil”, inmediatamente se procede a abrir “PVT Regions” y debido a que se tiene dos arenas deben crearse la misma cantidad de “PVT Regions”.

Cabe recalcar que sea la arena U inferior o T inferior, en ambas se realiza el mismo proceso, considerando sus respectivos valores.

Ingresar en el botón Tools y seleccionar “Generate PVT Table Using Correlations”. De la ventana emergente ingresar datos de la Tabla 18 y se marca la casilla en la parte inferior para establecer/actualizar valores de temperatura del yacimiento, densidad de fluidos en el archivo de datos y haga clic en “Apply”. Figura 79

PVT Using Correlations

Builder will calculate Rs, Bo, Bg/Eg/Zg, VisO, VisG and optionally Co.

#	Description	Option	Value
1	Reservoir temperature		220 F
2	Generate data upto max. pressure of		669.7 psi
3	Bubble point pressure calculation	Value provided	699.7 psi
4	Oil density at STC(14.7 psia, 60 F)	Stock tank oil gravity (API)	34.2001
5	Gas density at STC(14.7 psia, 60 F)	Gas density	0.0583 lb/ft3
6	Oil properties (Bubble point, Rs, Bo) correlations	Standing	
7	Oil compressibility correlation	Vazquez-Beggs	
8	Separator temperature		60 F
9	Separator pressure		14.7 psi
10	Dead oil viscosity correlation	Beal and Chew	
11	Live oil viscosity correlation	Beggs and Robinson	
12	Gas critical properties correlation	Standing	
13	Critical pressure		
14	Critical temperature		
15	Non-hydrocarbon gas correlation	Not used	
16	H2S mole fraction (optional)		

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

Figura 79. Generación de Datos PVT usando correlaciones, U inferior

PVT Using Correlations

Builder will calculate Rs, Bo, Bg/Eg/Zg, VisO, VisG and optionally Co.

#	Description	Option	Value
1	Reservoir temperature		221 F
2	Generate data upto max. pressure of		654.7 psi
3	Bubble point pressure calculation	Value provided	654.7 psi
4	Oil density at STC(14.7 psia, 60 F)	Stock tank oil gravity (API)	34.7
5	Gas density at STC(14.7 psia, 60 F)	Gas density	0.0583 lb/ft3
6	Oil properties (Bubble point, Rs, Bo) correlations	Standing	
7	Oil compressibility correlation	Vazquez-Beggs	
8	Separator temperature		60 F
9	Separator pressure		14.7 psi
10	Dead oil viscosity correlation	Beal and Chew	
11	Live oil viscosity correlation	Beggs and Robinson	
12	Gas critical properties correlation	Standing	
13	Critical pressure		
14	Critical temperature		
15	Non-hydrocarbon gas correlation	Not used	
16	H2S mole fraction (optional)		

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

Figura 80. Generación de Datos PVT usando correlaciones, T inferior

Fuente: (CMG, 2021)

Con esto se genera como resultado un PVT sintético, este conjunto de datos hay que contrastar y ajustar con la información de la Prueba de Liberación Diferencial (Tabla 19 y Tabla 20) y Prueba de Viscosidad (Tabla 21y Tabla 22).

Tabla 19. Prueba de Liberación Diferencial U inferior

Presión	R_S	β_o	ρ_o	Factor Z del gas	β_g	γ_g
PSIA	PCN/BN	BY/BN	g/cc	z	PCY/PCN	Air=1
5014.7		1.2919				
4514.7		1.2968				
4014.7		1.3021				
3514.7		1.3077				
3014.7		1.3133				
2514.7		1.3188				
2014.7		1.3251				
1514.7		1.3317				
1014.7		1.3387				
894.7		1.3404				
804.7		1.3419				
704.7		1.3437				
699.7	225	1.348	0.7274			
514.7	186	1.313	0.735	0.9631	0.036	1.224
314.7	141	1.2775	0.7464	0.9774	0.0597	1.346
154.7	79	1.2328	0.761	0.9834	0.1223	1.537
14.7	0	1.068	0.8455	1		2.044

Fuente: (Madrid, 2018)

Tabla 20. Prueba de Liberación Diferencial T inferior

Presión	R_S	β_o	ρ_o	Factor Z del gas	β_g	γ_g
PSIA	PCN/BN	BY/BN	g/cc	z	PCY/PCN	Air=1
5014.7		1.1715				
4514.7		1.1754				
4014.7		1.18				
3514.7		1.1848				
3014.7		1.19				
2514.7		1.1953				
2014.7		1.2009				
1514.7		1.2071				
1014.7		1.2141				

914.7		1.2155				
814.7		1.217				
744.7		1.2181				
714.7		1.2185				
689.7		1.2189				
664.7		1.2204				
654.7	179	1.2268	0.7405			
514.7	152	1.185	0.7498	0.9851	0.0369	1.058
314.7	109	1.1584	0.7645	0.9912	0.0606	1.211
164.7	63	1.1251	0.7782	0.995	0.1164	1.457
14.7	0	1.0725	0.7934	1		1.851

Fuente: (Madrid, 2018)

En el caso de la arena U inferior (relacionada con PVT Region 1), ir a la casilla de “PVT Table Type” y seleccionar “Diff. Liberation” (DIFLIB). En la tabla de datos mostradas en la Figura 81 y 82 se puede observar el valor de Bo igual a 1,13021 @ 669,7 psia y Bo igual a 1,07894 @ 14.7 psia, mismos que difieren con los valores de la Tabla 19 que indican 1,348 y 1,068; respectivamente para dichas presiones.

Con base en lo explicado en el párrafo anterior, se debe realizar un match para ajustar aquellos valores, entonces en la tabla generada se procede a ingresar presiones hasta la presión de burbuja (699,7 psi) acorde a la Tabla 19, en la cual se tenga valores con las presiones existentes se verifica y ajusta con los reales, realizado aquello se interpola para que calcule la propiedad a las presiones ingresadas. Para esto ajustar el valor de Bo igual a 1,07894 y se presiona en “Tools” e inmediatamente se elige “Shift Column Values to Match” para poder cambiar dicho valor por el de 1.068 y pulsar “Ok”, Figura 83 y 84. Esta serie de pasos se realiza para la otra arena productora, Figura 82, al igual que para las otras variables que se requiera ajustar.

Además, cabe recalcar que el PVT generado debe regirse al real, por eso se elimina las filas de presiones que no estén en la tabla real, luego se copia y pega los valores de la Tabla 19 y Tabla 21, según corresponda y se interpola o extrapola según se requiera.

Tabla 21. Prueba de Viscosidad, U inferior

	P [psia]	Uo [cP]
	5014.7	3.390
	4514.7	3.290
	4014.7	3.200
	3514.7	3.100
	3014.7	3.000
	2514.7	2.900
	2014.7	2.800
	1514.7	2.700
	1014.7	2.600
	894.7	2.570
	804.7	2.560
	704.7	2.540
Pb	699.7	2.530
	514.7	2.620
	314.7	2.770
	154.7	3.000
	14.7	3.350

Tabla 22. Prueba de Viscosidad, T inferior

	P [psia]	Uo [cP]
	5014.7	3.286
	4514.7	3.159
	4014.7	3.058
	3514.7	2.964
	3014.7	2.875
	2514.7	2.796
	2014.7	2.717
	1514.7	2.643
	1014.7	2.569
	814.7	2.544
Pb	654.7	2.521
	514.7	2.539
	314.7	2.600
	164.7	2.670
	14.7	3.060

Fuente: (Madrid, 2018)

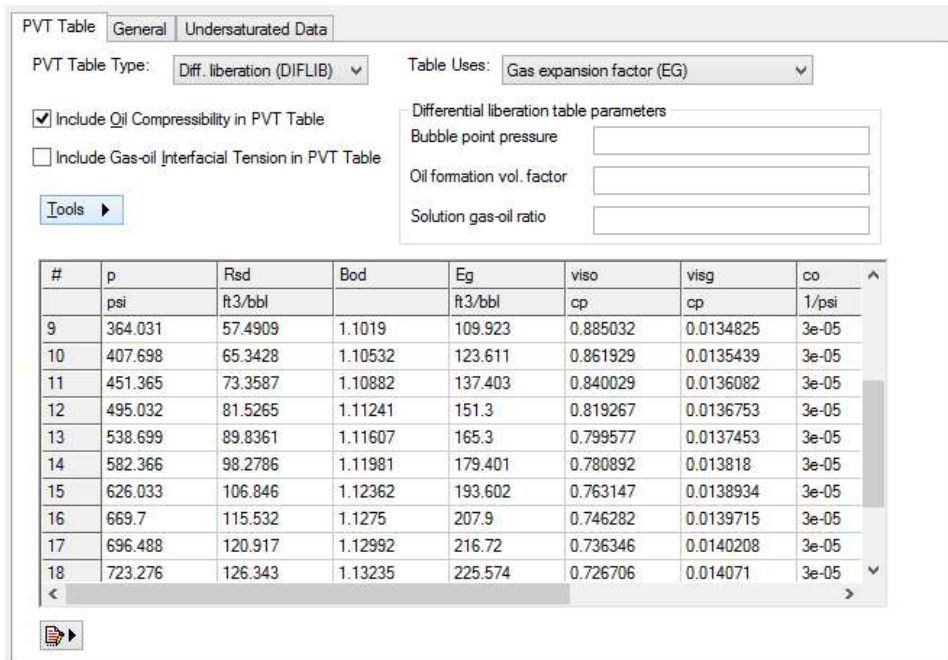


Figura 81. Match PVT Arena U inferior, PVT sintético

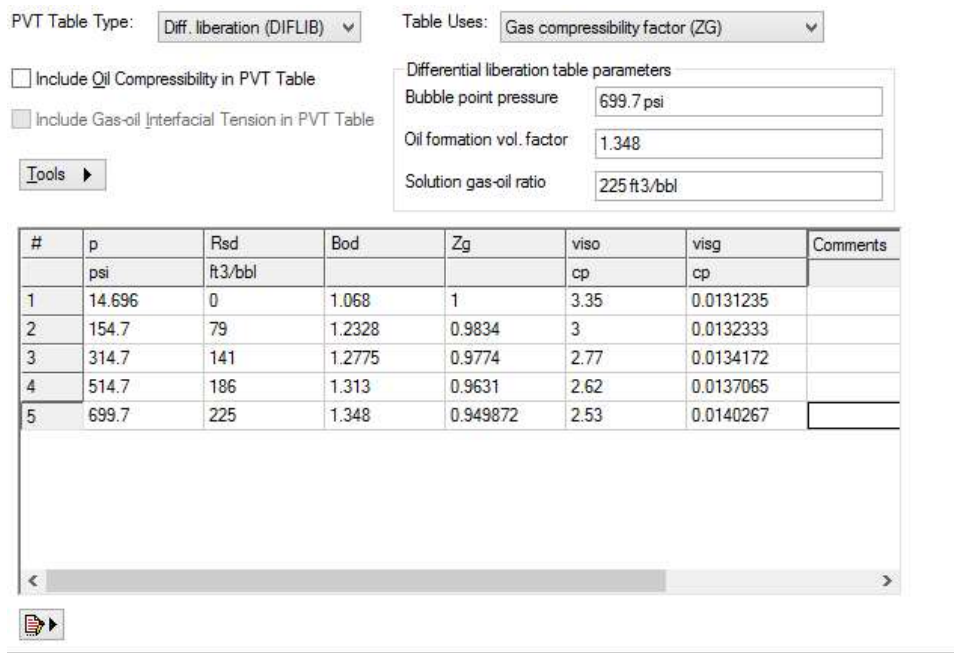


Figura 82. Match PVT Arena U inferior, PVT ajustado

Fuente: (CMG, 2021)

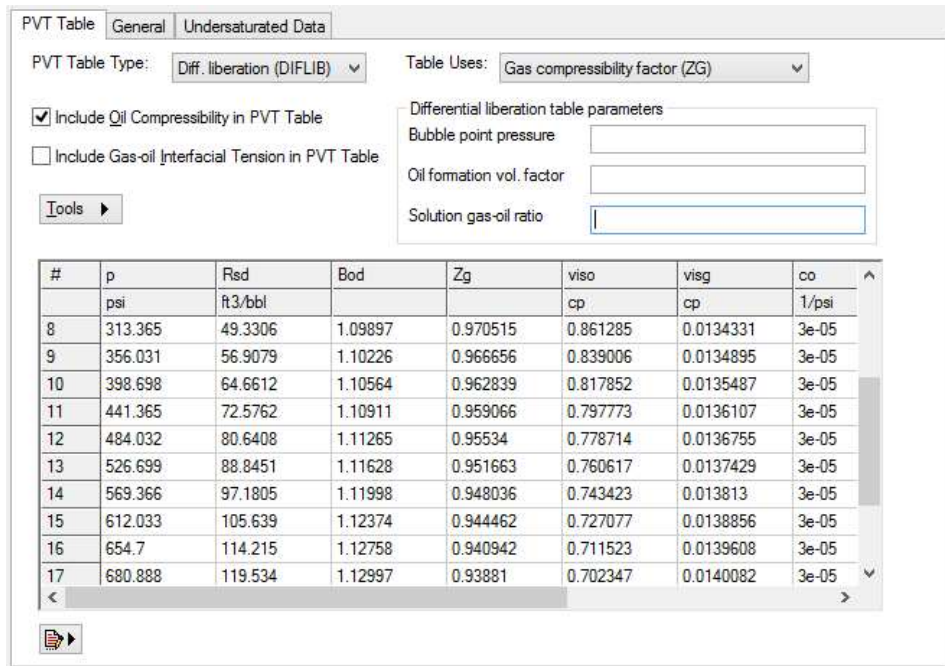


Figura 83. Match PVT Arena T inferior, PVT sintético

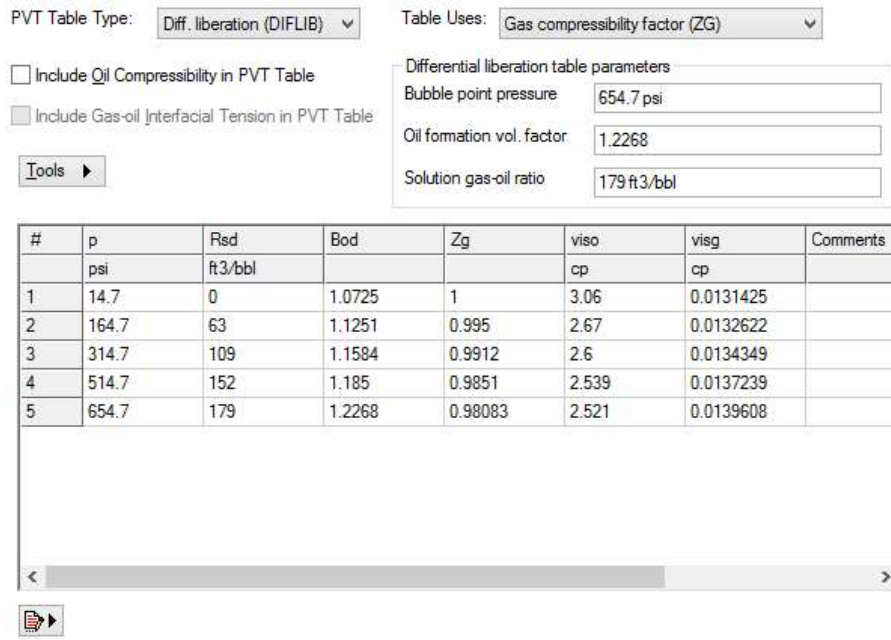


Figura 84. Match PVT Arena T inferior, PVT ajustado

Fuente: (CMG, 2021)

Luego de realizar general parcialmente los datos PVT, hay que ingresar datos disponibles de la Tabla 18 en la cinta de opciones “General”, Figura 85 y 86. Además, en “Undersaturated Data” completar con datos de la tabla de petróleo subsaturado (Tabla 23 o Tabla 24), Figura 18. Finalmente dar en “Apply” para que calcule y complete el PVT, tal como se especificó previamente, este proceso es para las dos arenas.

PVT Region 1

PVT Table General Undersaturated Data

Tools

#	Description	Option	Default	Value
1	Reservoir temperature (TRES)			220 F
2	DENSITIES			
3	Oil density (DENSITY OIL)	Stock tank oil density		53.2572 lb/ft ³
4	Gas density/gravity (DENSIT...)	Gas density		0.0583 lb/ft ³
5	Water phase density (DENSIT...)			62.4 lb/ft ³
6	Undersaturated Co (CO)			
7	Vo pressure dependence (CVO)		0 cp/psi	
8	Water properties			
9	Formation Volume Factor (BWI)			1.0442
10	Compressibility (CW)			3.39164e-06 1/psi
11	Reference pressure for FVF (...)			685 psi
12	Viscosity (VWI)		1 cp	0.300357 cp
13	Pressure dependence of visc...		0 cp/psi	2e-4 cp/psi
14	Solution gas ratio max. increase ...	Not Used		
15	Bubble point pressure max. incre...	Not Used		
16	Max. rate of increase oil content ...	Not Used		
17	Max. rate of increase of dew poi...	Not Used		
18	Reference seawater salt conc...		0 lb/ft ³	
19	Reference reservoir salt concent...		0 lb/ft ³	

Figura 85. Parámetros de fluido en superficie. U inferior

PVT Region 2

PVT Table General Undersaturated Data

Tools

#	Description	Option	Default	Value
1	Reservoir temperature (TRES)			221 F
2	DENSITIES			
3	Oil density (DENSITY OIL)	Stock tank oil density		53.129 lb/ft ³
4	Gas density/gravity (DENSIT...)	Gas density		0.0583 lb/ft ³
5	Water phase density (DENSIT...)			62.428 lb/ft ³
6	Undersaturated Co (CO)			
7	Vo pressure dependence (CVO)		0 cp/psi	
8	Water properties			
9	Formation Volume Factor (BWI)			1.04477
10	Compressibility (CW)			3.40172e-06 1/psi
11	Reference pressure for FVF (...)			640 psi
12	Viscosity (VWI)		1 cp	0.281575 cp
13	Pressure dependence of visc...		0 cp/psi	
14	Solution gas ratio max. increase ...	Not Used		
15	Bubble point pressure max. incre...	Not Used		
16	Max. rate of increase oil content ...	Not Used		
17	Max. rate of increase of dew poi...	Not Used		
18	Reference seawater salt conc...		0 lb/ft ³	
19	Reference reservoir salt concent...		0 lb/ft ³	

Figura 86. Parámetros de fluido en superficie. T inferior

Fuente: (CMG, 2021)

Calculation Methods PVT Region Parameters Advanced Parameters

Input Format For: "Bubble Point Pressure"

Use Property Array. (PB)

Use Depth Dependant Table For Each Region. (PBT)

Initialization For PVT Region #: Region 1

PVT Region Initialization Parameters:

PVT Type 1 has 23520 grid blocks. Region depth range: 8135.86 to 8290 ft

Reference Pressure and Depth:

Pressure (REFPRES):

Depth (REFDEPTH):

Phase Contact Depths:

Water-Oil Contact (DWOC):

Gas-Oil Contact (DGOC):

Water-Gas Contact (DWGC):

Capillary Pressure at Phase Contacts:

Water-Oil Contact. (WOC_PC):

Gas-Oil Contact. (GOC_PC):

Override Water Saturation Defaults:

Above gas-oil contact. (GOC_SW):

(Default GOC_SW = Rel. Permeability table or SWCON card.)

Below water-oil contact. (WOC_SW):

Array Input Format For: "Bubble Point Pressure"

Set Using "Specify Property" or "Edit Property" Options.

Reservoir initially saturated (PB = P)

Constant Value Array (PB):

Datum Depth for Pressure:

Datum Depth for Output Pressure. (DATUMDEPTH) - Note: This item is optional.

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

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

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

Depth:

Density:

Figura 87. Data complementaria para generar el PVT, U inferior

Fuente: (CMG, 2021)

Tabla 23. Data petróleo subsaturado, U inferior

P [Psi]	β_o [BY/BN]
5000	1.2908
4500	1.2957
4000	1.3010
3500	1.3066
3000	1.3122
2500	1.3177
2000	1.3240
1500	1.3306
1000	1.3376
880	1.3393
790	1.3408
690	1.3429
685	1.3469

Fuente: (Madrid, 2018)

Tabla 24. Data petróleo subsaturado, T inferior

P [Psi]	β_o [BY/BN]
5000	1.1638
4500	1.1676
4000	1.1722
3500	1.1770
3000	1.1821
2500	1.1874
2000	1.1929
1500	1.1991
1000	1.2060
900	1.2075
800	1.2089
730	1.2100
700	1.2104
675	1.2108
650	1.2123
640	1.2187

Fuente: (Madrid, 2018)

Una vez creados los datos PVT se procede a establecer cada uno de ellos para su respectiva arena, se selecciona la opción “Array Properties en Reservoir” perteneciente a “Reservoir” del árbol de menú, se busca y escoge ““PVT Type”” en la casilla “Only for Star Time”, y secuencialmente se selecciona “Use Regions/Sectors” para poder añadir a la lista de regiones al Sector “U inferior” y “T inferior”. Para las especificaciones, se debe recordar que se creó el “PVT Type 1” para U inferior y “PVT Type 2” para T inferior, entonces se debe ingresar de la siguiente manera, eliminando la que estaba por default que consideraba toda la malla con un solo PVT, Figura 88.

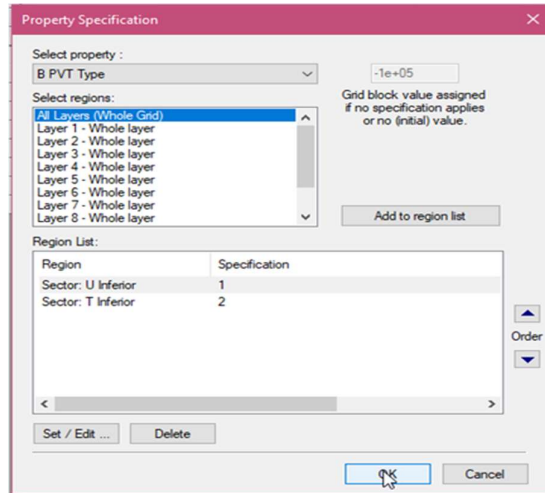


Figura 88. Especificación de Datos PVT para U inferior y T inferior

Fuente: (CMG, 2021)

3.4.5.2. Modelo de permeabilidades relativas.

En el cálculo de permeabilidades relativas mediante el análisis de núcleos de pozos en el Campo Frontera, se aplicaron y obtuvieron correlaciones provenientes de Corey para mejorar la caracterización de reservorios. (Madrid, 2018)

A continuación, se expresa la correlación proveniente de Corey aplicada por (Madrid, 2018)

Pozo Frontera 003 – U inferior:

Ecuación 34. Modelo de permeabilidades relativas

$$k_{r_o} = 0,0002S_w^2 - 0,0318S_w + 1,4491$$

$$k_{r_w} = 0,0002S_w^2 - 0,0143S_w + 0,184$$

Pozo Frontera 004B – T inferior:

$$k_{r_o} = 0,0001S_w^2 - 0,0266S_w + 1,2323$$

$$k_{r_w} = 0,0001S_w^2 - 0,0049S_w + 0,0429$$

Estas correlaciones fueron ejecutadas en una hoja de Excel para corroborar sus valores, con lo cual se pudo obtener las gráficas que son mostradas en la Figura 89 y Figura 90,

en la cual se puede observar cierta disparidad con los puntos de las líneas segmentadas (valores registrados en los pozos).

Correlación aplicada para definir permeabilidades relativas (previo a corrección/ajuste matemático), pozo Frontera 003.

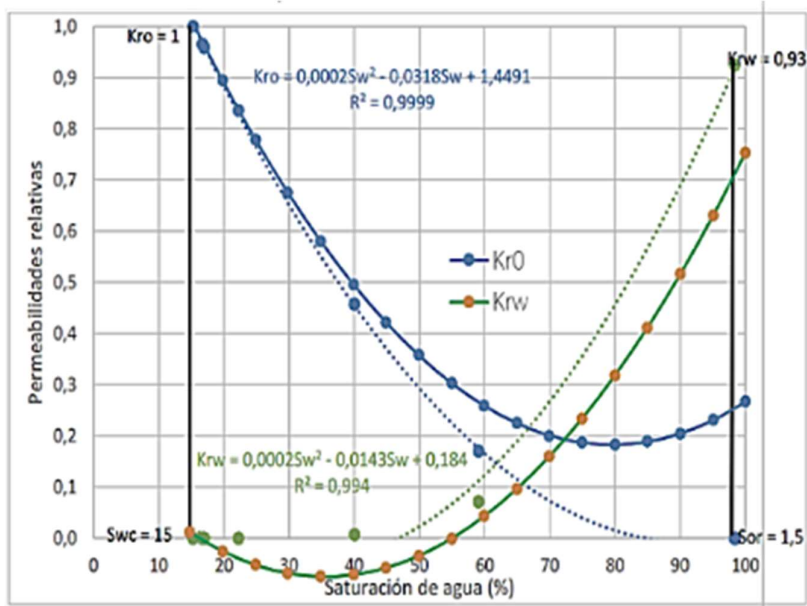


Figura 89. Correlación pozo Frontera 003

Correlación aplicada para definir permeabilidades relativas (previo a corrección/ajuste matemático), pozo Frontera 004B.

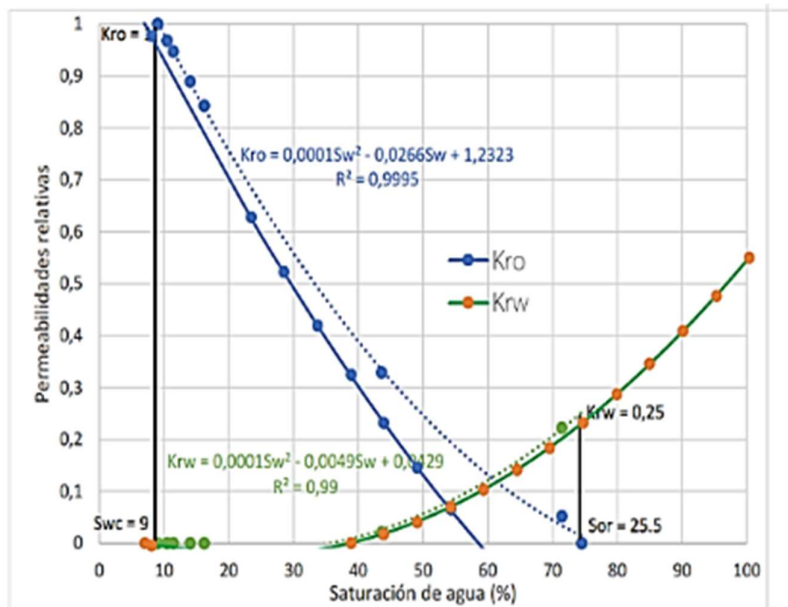


Figura 90. Correlación pozo Frontera 004B

Como medida de solución se obtuvo correlaciones matemáticas a partir de los puntos tomados de los pozos y se ajustó hasta donde el polinomio adecuado permitía, Figura 20 y Figura 90.

Correlación aplicada para definir permeabilidades relativas (posterior a corrección/ajuste matemático), pozo Frontera 003.

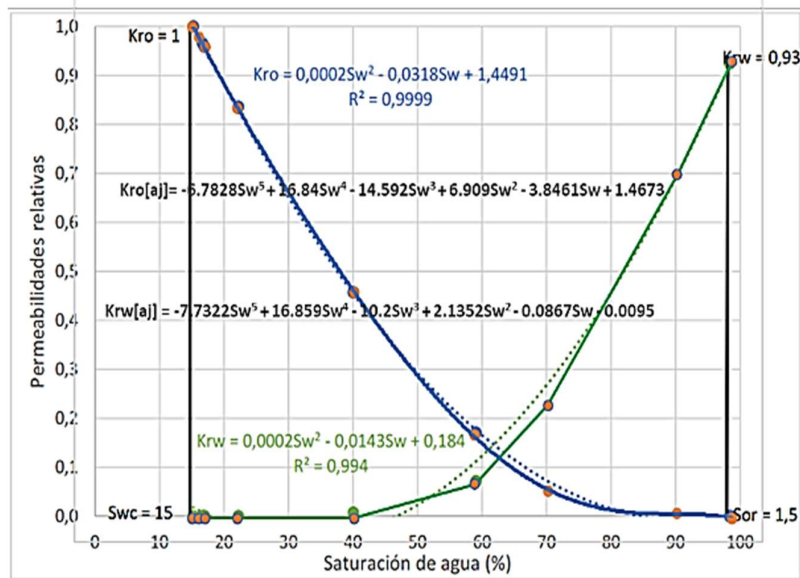


Figura 91. Correlación pozo Frontera 003

Correlación aplicada para definir permeabilidades relativas (posterior a corrección/ajuste matemático), pozo Frontera 004B.

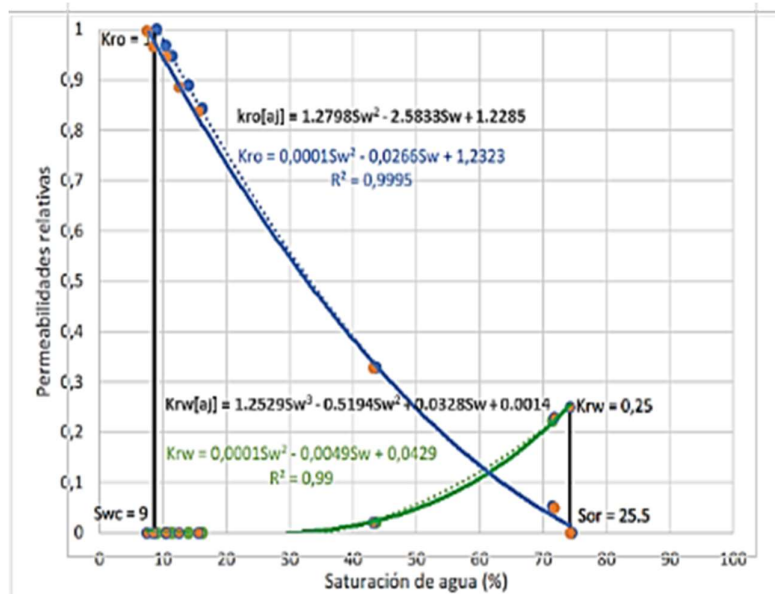


Figura 92. Correlación pozo Frontera 004B

Una vez realizado el ajuste se define la saturación de agua connata y saturación de petróleo residual y con ello la respectiva permeabilidad relativa, Tabla 25.

Tabla 25. Saturaciones y Permeabilidades relativas (end points), posterior al ajuste matemático.

Pozo (arena)	S_{wc}	S_{or}	$k_{ro[S_{wc}]}$	$k_{rw[S_{or}]}$
Frontera 003 (U inferior)	0,15	0,015	1	0,93
Frontera 004B (T inferior)	0,09	0,255	1	0,25

Una vez establecida la correlación correcta, se generan nuevas permeabilidades relativas, Tabla 26 y Tabla 27.

Tabla 26. Permeabilidades relativas ajustadas, U inferior

S_w	k_{rw}	k_{ro}
0.1500	0.0000	1.0000
0.2335	0.0000	0.8055
0.3170	0.0000	0.6259
0.4005	0.0000	0.4611
0.4840	0.0120	0.3138
0.5675	0.0582	0.1902
0.6510	0.1488	0.0972
0.7345	0.2908	0.0388
0.8180	0.4818	0.0129
0.9015	0.7057	0.0081
0.9850	0.9294	0.0000

Las ecuaciones con la cuales se obtuvieron las permeabilidades relativas de la tabla 26 son:

Ecuación 35. Permeabilidades relativas ajustadas, U inferior

$$k_{ro} = -6.7828S_w^5 + 16.84S_w^4 - 14.592S_w^3 + 6.909S_w^2 - 3.8461S_w + 1.4673$$

$$k_{rw} = -7.7322S_w^5 + 16.859S_w^4 - 10.2S_w^3 + 2.1352S_w^2 - 0.0867S_w - 0.0095$$

Tabla 27. Permeabilidades relativas ajustadas, T inferior


S_w	k_{rw}	k_{ro}
0.0900	0.0000	1.0000
0.1555	0.0000	0.8577
0.2210	0.0000	0.7201
0.2865	0.0000	0.5934
0.3520	0.0032	0.4777
0.4175	0.0157	0.3730
0.4830	0.0372	0.2793
0.5485	0.0699	0.1966
0.6140	0.1157	0.1248
0.6795	0.1769	0.0640
0.7450	0.2556	0.0143

Mientras que las ecuaciones con las que se obtuvieron los valores de la tabla 27 son:

Ecuación 36. Permeabilidades relativas ajustadas, T inferior

$$k_{ro} = 1.2798S_w^2 - 2.5833S_w + 1.2285$$

$$k_{rw} = 1.2529S_w^3 - 0.5194S_w^2 + 0.0328S_w + 0.0014$$

Por lo cual, una vez generados los valores de permeabilidades relativas, se busca “Rock Fluid” en la cinta de opciones de “Model Tree View”, para así poder abrir “Rock Fluid Types”, mediante el ícono  se crea un nuevo tipo de roca, y se deshabilita presión capilar debido a que no se tiene disponible dicha información.

Para la arena U inferior (Rock Type 1), se observó que la tabla inferior estaba vacía, por lo que se procede a pegar los valores de la Tabla 26, esto acorde a la arena respectiva. Después de aplicar, se abre en la cinta “Tools” y se selecciona “Curve Scaling”, para proceder a copiar los valores para su posterior uso, de ello se obtiene Swcrit (saturación de agua crítica) igual 0,4005; mientras que el Soirw (saturación de petróleo irreducible) con valor de 0,015.

Se abre nuevamente en “Tools” y se selecciona “Generate Tables Using Correlations”, con la ventana ejecutada se establece en “Sandstone and conglomerate water wet” en la casilla “Suggestions not required” y se completa de la siguiente manera, Figura 93.

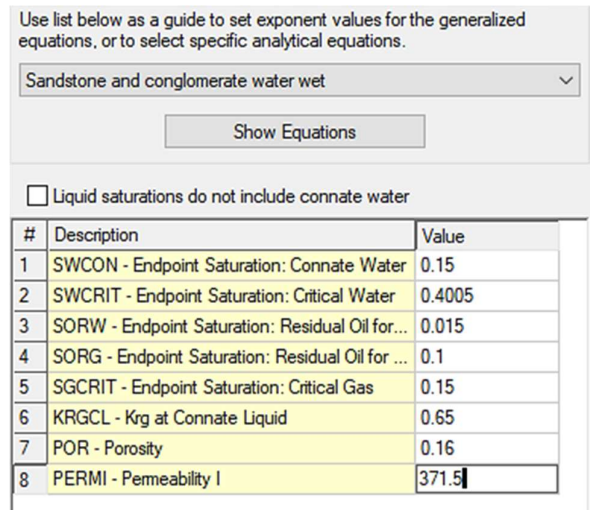


Figura 93. Interfaz de aplicación de correlaciones para permeabilidades

Fuente: (CMG, 2021)

Se aplica los cambios y cálculos generados con lo cual se obtiene una nueva tabla (diferente a la anterior ingresada), misma en la que se elimina y se vuelve a pegar los datos de la Tabla 26 (esto es debido a que inicialmente los datos ingresados no eran suficientes para que el software los considere, faltaban datos de saturación de gas así que se los calculó con valores supuestos de end points). Esta serie de pasos se realiza para la arena T inferior.

3.4.5.3. Condiciones Iniciales.

Uno de los valores requeridos en la sección de condiciones iniciales es presión referencial misma que debe estar a una profundidad referencial, además de los puntos de contacto entre fluido en este caso el Contacto Agua - Petróleo, mismo que se deben especificar acorde a su región (Arena).

La presión referencial será establecida igual a la del reservorio, en cuanto a la profundidad referencial será determinado como un valor intermedio entre el tope de la arena y el contacto agua-petróleo, Tabla 28, el mismo que es obtenido de los mapas isópaco mostrados en el caso estudio realizado por (Madrid, 2018)

Tabla 28. Condiciones iniciales del modelo

Arena	Presión referencial [psi]	Tope [ft]	Contacto agua-petróleo [ft]	Profundidad referencial [ft]
U inferior	3769	8150 a 8250	8280	$8150 + \frac{8280 - 8150}{2} = 8215$
T inferior	3580	8300 a 8400	8432	$8300 + \frac{8400 - 8300}{2} = 8366$

Sin embargo, antes de ingresar los datos de la Tabla 28 se debe definir la presión de burbuja correspondiente al fluido en cada arena, esto a razón de que se tiene dos arenas en la cual especificar las condiciones iniciales. Para esto se vuelve a “Array Properties” de la cinta de opciones “Reservoir”, y buscar “Bubble Point Pressure” en “Only for Start Time” (al igual que se hizo con PVT) y entrar en “Use Regions”; se enlista U inferior y T inferior, a las cuales se edita con los valores de presión de burbuja de la Tabla 18, Figura 94.

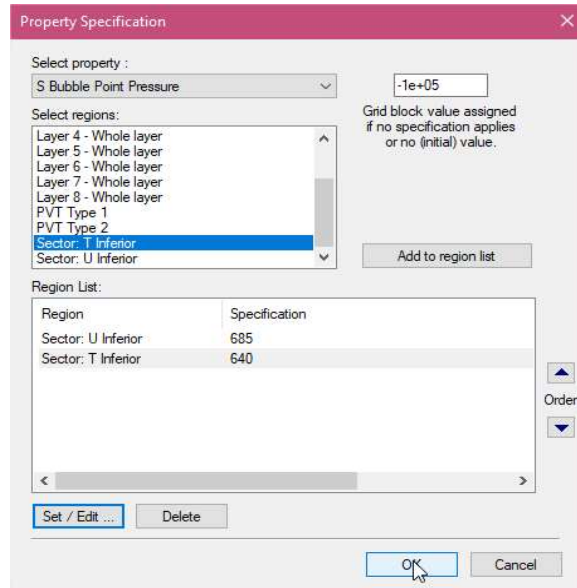


Figura 94. Especificación de presión de burbuja

Fuente: (CMG, 2021)

Posterior a la especificación de los puntos de burbuja de las arenas, se procede a ingresar al software CMG los valores de la Tabla 28, esto la opción “Initial Conditions” del “Model Tree View” y seleccionando “Water Oil”. Recordando que son dos arenas, en la sección “PVT Region Parameters” se ingresa valores tanto para la “Region 1” (U inferior) y “Región 2” (T inferior), y se completan como indica la Figura 95 y 96.

Calculation Methods	PVT Region Parameters	Advanced Parameters
Input Format For: "Bubble Point Pressure" <input checked="" type="radio"/> Use Property Array. (PB) <input type="radio"/> Use Depth Dependant Table For Each Region. (PBT)		
Initialization For PVT Region #: Region 1		
PVT Type 1 has 23520 grid blocks. Region depth range: 8135.86 to 8290 ft		
Reference Pressure and Depth: Pressure (REFPRES): 3769 psi Depth (REFDEPTH): 8215 ft		Array Input Format For: "Bubble Point Pressure" <input type="radio"/> Set Using "Specify Property" or "Edit Property" Options. <input type="radio"/> Reservoir initially saturated (PB = P) <input checked="" type="radio"/> Constant Value Array (PB): 685 psi
Phase Contact Depths: Water-Oil Contact (DWOC): 8280 ft Gas-Oil Contact (DGOC): Water-Gas Contact (DWGC): Capillary Pressure at Phase Contacts: Water-Oil Contact. (WOC_PC): Gas-Oil Contact. (GOC_PC): Override Water Saturation Defaults: Above gas-oil contact. (GOC_SW): (Default GOC_SW = Rel. Permeability table or SWCON card.) Below water-oil contact. (WOC_SW): Datum Depth for Pressure: <input type="checkbox"/> Datum Depth for Output Pressure. (DATUMDEPTH) - Note: This item is optional. Depth: <input type="text"/> <input type="radio"/> Use an input reference density to calculate corrected datum pressures. (REFDENSITY Density) Density: <input type="text"/> <input type="radio"/> Use the grid block density to calculate corrected datum pressures. (REFDENSITY GRIDBLOCK) <input checked="" type="radio"/> Use Initial Equilibrium pressure distribution to calculate corrected datum pressures. (INITIAL)		

Figura 95. Condiciones iniciales del reservorio. U inferior

Calculation Methods	PVT Region Parameters	Advanced Parameters
Input Format For: "Bubble Point Pressure" <input checked="" type="radio"/> Use Property Array. (PB) <input type="radio"/> Use Depth Dependant Table For Each Region. (PBT)		
Initialization For PVT Region #: Region 2		
PVT Type 2 has 23520 grid blocks. Region depth range: 8250 to 8461.56 ft		
Reference Pressure and Depth: Pressure (REFPRES): 3580 psi Depth (REFDEPTH): 8364 ft		Array Input Format For: "Bubble Point Pressure" <input type="radio"/> Set Using "Specify Property" or "Edit Property" Options. <input type="radio"/> Reservoir initially saturated (PB = P) <input checked="" type="radio"/> Constant Value Array (PB): 640 psi
Phase Contact Depths: Water-Oil Contact (DWOC): 8428 ft Gas-Oil Contact (DGOC): Water-Gas Contact (DWGC): Capillary Pressure at Phase Contacts: Water-Oil Contact. (WOC_PC): Gas-Oil Contact. (GOC_PC): Override Water Saturation Defaults: Above gas-oil contact. (GOC_SW): (Default GOC_SW = Rel. Permeability table or SWCON card.) Below water-oil contact. (WOC_SW): Datum Depth for Pressure: <input type="checkbox"/> Datum Depth for Output Pressure. (DATUMDEPTH) - Note: This item is optional. Depth: <input type="text"/> <input type="radio"/> Use an input reference density to calculate corrected datum pressures. (REFDENSITY Density) Density: <input type="text"/> <input type="radio"/> Use the grid block density to calculate corrected datum pressures. (REFDENSITY GRIDBLOCK) <input checked="" type="radio"/> Use Initial Equilibrium pressure distribution to calculate corrected datum pressures. (INITIAL)		

Figura 96. Condiciones iniciales del reservorio. T inferior

Fuente: (CMG, 2021)

Acorde a la información disponible en el caso de estudio de (Pozo, 2014) se pudo conocer la presencia de acuíferos ubicados al sur y oeste del campo; en los límites del reservorio y en la base, mismos que fueron corroborados en el trabajo realizado por (Madrid, 2018)

Los datos para integrar los acuíferos se presentan en la siguiente tabla 29.

Tabla 29. Data de acuíferos

Arena	Ubicación del acuífero	Permeabilidad [md]	Espesor [ft]	Porosidad
U inferior	Límites X, Y del reservorio	371,5	17,41	0,16
	Base del reservorio	111,45	17,41	0,16
T inferior	Límites X, Y del reservorio	600	17,83	0,15
	Base del reservorio	350	17,83	0,15

Fuente: (Madrid, 2018)

En la ventana “Acuíferos” se selecciona la opción “The acuífers is to be connected to the user selected grid blocks” que permite elegir al usuario los bloques de malla al cual adjuntar, entonces el acuífero 1 y 2 es asignado para U inferior y se deben elegir las celdas donde se ubica el acuífero, teniendo cuidado en la selección de los layers pertenecientes para la arena U y cuales para arena T, Figura 97 y 98.

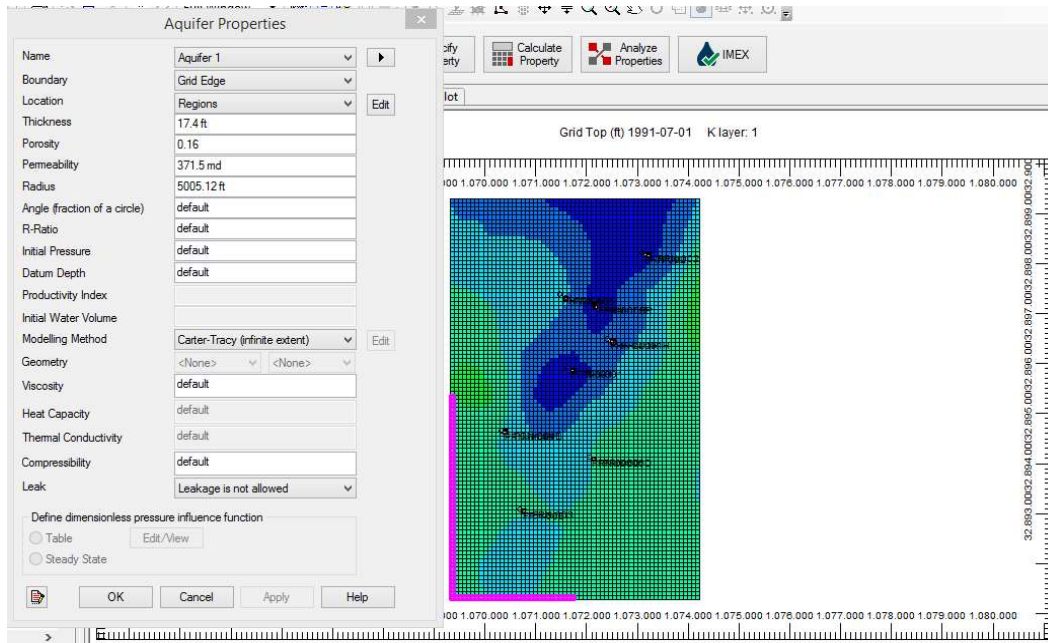


Figura 97. Configuración del acuífero, U inferior

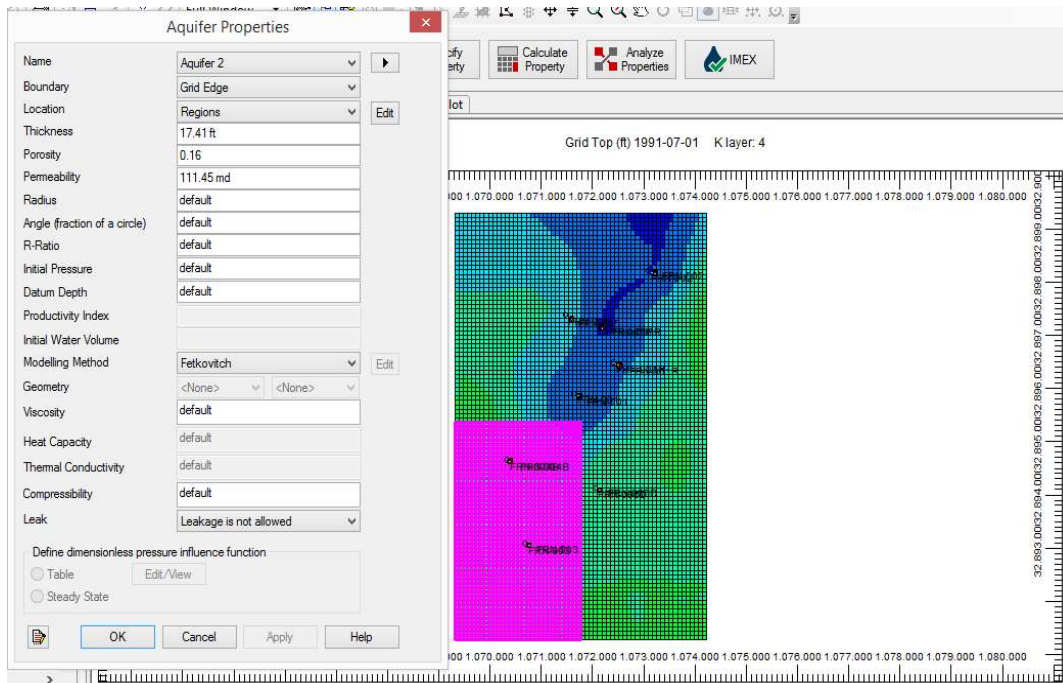


Figura 98. Configuración del acuífero, U inferior

De la misma forma en el que se estableció el acuífero para U inferior, se realiza para T inferior acorde a sus valores respectivos, Figura 99 y 100.

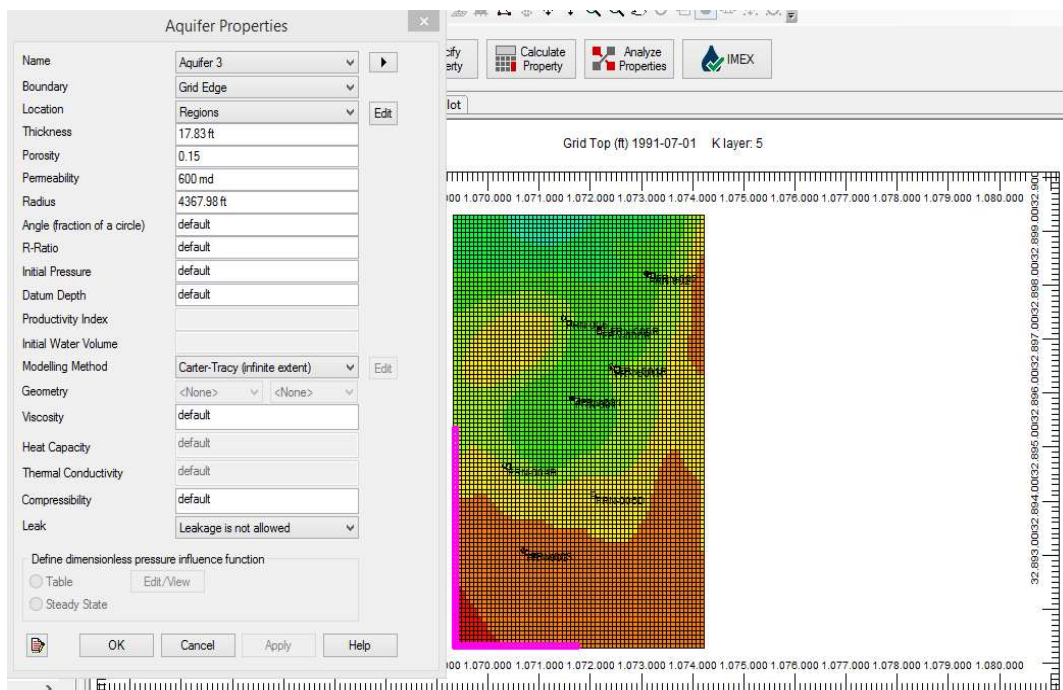


Figura 99. Configuración del acuífero. T inferior

Fuente: (CMG, 2021)

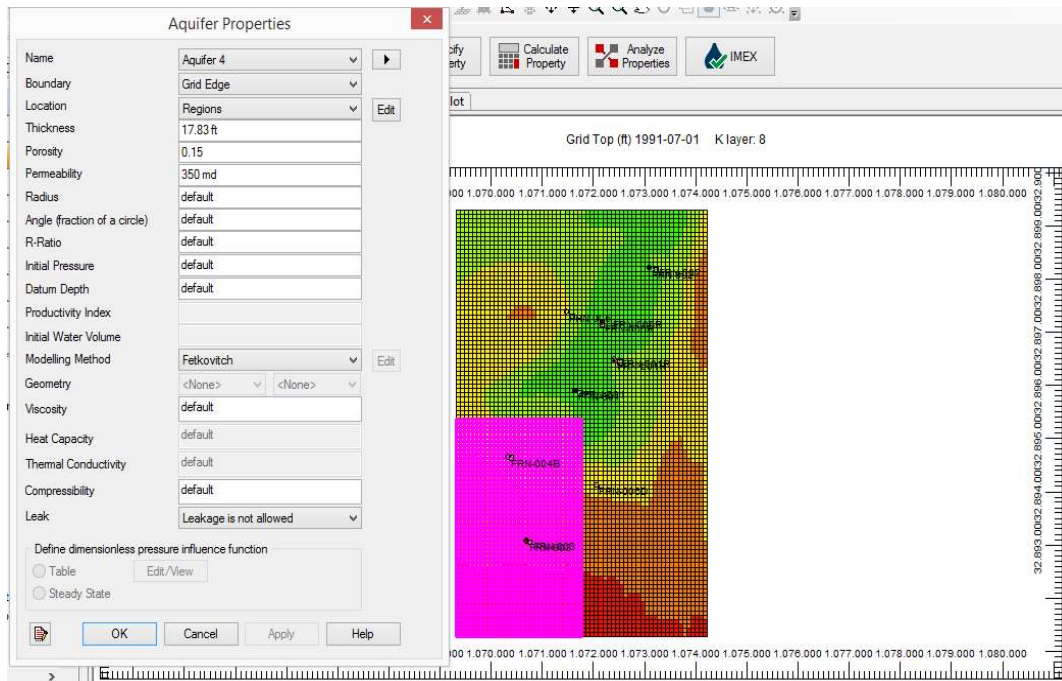


Figura 100. Configuración del acuífero. T inferior

Fuente: (CMG, 2021)

3.4.6. Pozos.

Además de la ubicación y trayectoria de los pozos, es importante establecer los intervalos perforados en la trayectoria de los mismos, los cuales dependerá de la arena y la fecha en que fueron completados. Acorde a la información disponible se usará la fecha de completación del pozo como fecha referencial de intervalos perforados, Tabla 30.

Tabla 30. Fecha de intervalos perforados

Pozo	Arena U inferior	Arena T inferior
	Fecha de perforado	Fecha de perforado
FRN-001	01-07-1991	01-07-1991
FRN-001R	01-01-2014	01-01-2014
FRN-002	01-07-1991	01-07-1991
FRN-003	01-10-1997	01-10-1997
FRN-004B	01-10-1997	01-05-2000
FRN-005	01-10-1997	01-08-2012
FRN-005R	01-01-2013	01-01-2013
FRN-006D	01-11-2012	NA

Fuente: (Pozo, 2014)

En la cinta superior de opciones se dirige a “Well” y se selecciona su submenú “Well Trajectories” para finalmente ir a “Trajectories perforation intervals”. En la ventana emergente ejecutada aparecerán todos los pozos ingresados anteriormente, pero no tienen fecha de los intervalos perforados (completación). Para establecer fechas dar click derecho en el pozo y aparecerá una gama de opciones donde se elige “Add perf date” y se ingresa la información de la Tabla 30.

En el caso del pozo FRN-001 luego de establecer la fecha dar click en “Quick Perf” y verificar que la fecha de perforación coincida con la Tabla 30 y finalmente dar “Ok”, Figura 101.

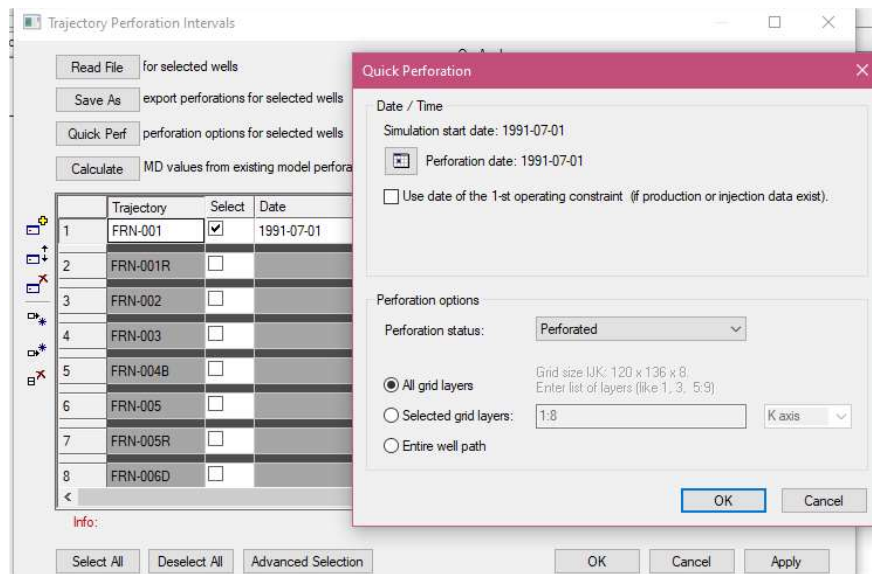


Figura 101. Fecha de perforado Pozo FRN-001

Fuente: (CMG, 2021)

Los pasos descritos en los anteriores párrafos se deben desarrollar para cada pozo, obteniendo como resultado la siguiente tabla presentada en la Figura 102.

	Trajectory	Select	Date	MD Start (')	MD End (')	Status	MD Correctio...	MD Length (')	TVD Start (')	TVD End (')
1	FRN-001	<input checked="" type="checkbox"/>	1991-07-01	8527.0	8774.722	Perforated	0.0	247.722	8160.0	8312.722
2	FRN-001R	<input checked="" type="checkbox"/>	1991-07-01	8549.623	8754.861	Perforated	0.0	205.237	8182.675	8301.957
3			2014-01-01	8549.623	8754.861	Perforated	0.0	205.237	8182.675	8301.957
4	FRN-002	<input checked="" type="checkbox"/>	1991-07-01	8531.121	8807.204	Perforated	0.0	276.083	8164.121	8373.999
5	FRN-003	<input checked="" type="checkbox"/>	1991-07-01	8600.973	8963.025	Perforated	0.0	362.051	8233.973	8422.225
6			1997-10-01	8600.973	8963.025	Perforated	0.0	362.051	8233.973	8422.225
7	FRN-004B	<input checked="" type="checkbox"/>	1991-07-01	8594.229	8881.159	Perforated	0.0	286.93	8227.229	8390.159
8			1997-10-01	8594.229	8881.159	Perforated	0.0	286.93	8227.229	8390.159
9			2000-05-01	8594.229	8881.159	Perforated	0.0	286.93	8227.229	8390.159
10	FRN-005	<input checked="" type="checkbox"/>	1991-07-01	8569.812	8857.439	Perforated	0.0	287.628	8202.812	8369.739
11			1997-10-01	8569.812	8857.439	Perforated	0.0	287.628	8202.812	8369.739
12			2012-08-01	8569.812	8857.439	Perforated	0.0	287.628	8202.812	8369.739
13 *	FRN-005R	<input checked="" type="checkbox"/>	1991-07-01	8527.0	8778.725	Perforated	0.0	251.725	8160.0	8319.425
14			2013-01-01	8527.0	8778.725	Perforated	0.0	251.725	8160.0	8319.425
15	FRN-006D	<input checked="" type="checkbox"/>	1991-07-01	8600.933	8613.585	Perforated	0.0	12.653	8233.933	8246.585
16			2012-11-01	8600.933	8613.585	Perforated	0.0	12.653	8233.933	8246.585

Figura 102. Intervalos perforados de pozos

Fuente: (CMG, 2021)

3.4.6.1. Historial de pozos.

Acorde a los trabajos de (Madrid, 2018) & (Pozo, 2014) se conoce que el historial de producción para el Campo Frontera está dividido por las arenas U y T. Sin embargo, la producción considerada en el presente caso estudio es referida a la de (Madrid, 2018) debido a que es la información disponible más actualizada, cabe recalcar que T superior tiene producción a la cual se puede denominar “despreciable” debido a que sólo produjo por un año y posterior fue cerrado debido a su bajo aporte.

Para poder importar el historial de producción, en el simulador se procede a crear un grupo de pozos al cual se denominó Campo Frontera, mismo donde será cargada la información de producción de fluidos (Petróleo y Agua).

Para realizar el proceso se dirige a la cinta superior de opciones buscando la alternativa “Well” y se elige “Import Production/Injection Data”. En la ventana saliente se busca el archivo “Historial de Producción Campo Frontera. PRD” y se da click en siguiente donde aparecerá la producción, Figura 103.

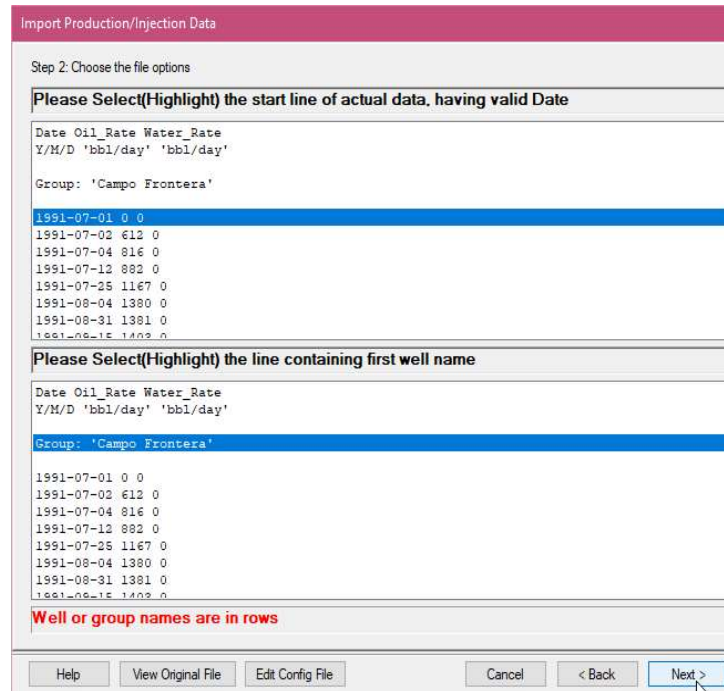


Figura 103. Interfaz de ingreso de Historial de Producción

De inmediato damos clic en “Next” 2 veces y se procede a especificar los parámetros y la unidad de las mismas, Figura 104.

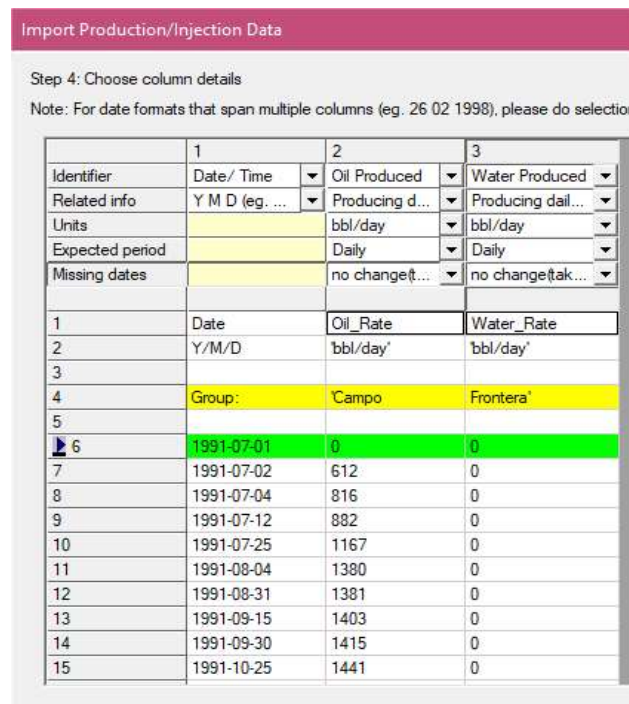


Figura 104. Definición de parámetros y unidades, historial de producción

Fuente: (CMG, 2021)

Una vez realizado aquello y dado click en “Next” la producción al ser del campo automáticamente se redistribuye en el Grupo Campo Frontera, Figura 105.

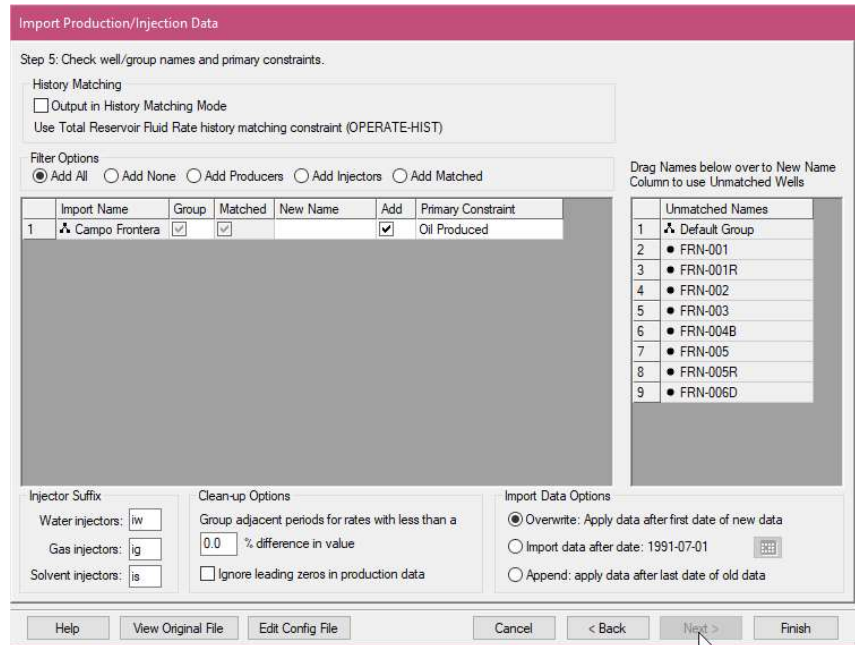


Figura 105. Ingreso de data de producción

En “Well & Recurrents” del árbol de menú se abre el grupo “Campo Frontera” y en la primera fecha se selecciona “Apportionment” del menú lateral. Allí se especifica el método de aportación, el cual se habilita en Production: Guide Rates, Figura 106.

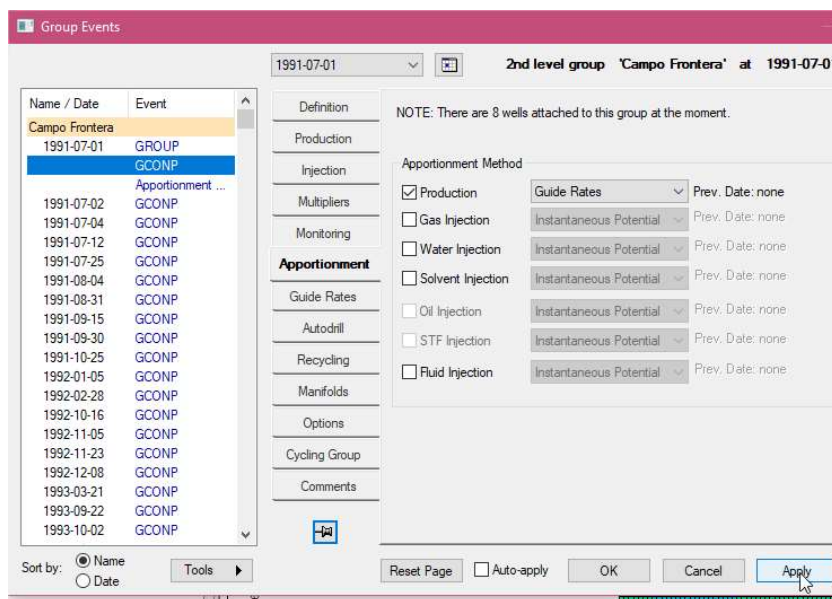


Figura 106. Configuración del Grupo de pozos

Fuente: (CMG, 2021)

Además, se debe considerar que acorde al historial se puede observar que existen cierres de pozos en arenas específicas (Madrid, 2018) a razón de esto se establece fechas de cierre para poder especificarlas en el simulador, Tabla 31.

Tabla 31. Intervalos de cierre de pozos

Arena	Cierre #1	Cierre #2	Cierre #3	Cierre #4	Cierre #5
U inferior	Sept-2011 a Nov-2012	Sept-2013 a Feb-2014	Jul-2014 a Nov-2014	Jun-2015 a Julio-2015	Mar-2016, hasta la actualidad
T inferior	Ago-1999 a May-2000	Abr-2001 a Ago-2001	Sept-2007 a Oct-2007	Oct-2010 a Nov-2010	Sigue produciendo desde dos pozos

Fuente: (Madrid, 2018)

Cabe recalcar que los pozos FRN-002 y FRN-004B son los únicos que producen desde noviembre del 2010 a través de la arena T, debido a que los pozos FRN-001 y FRN-006D, probablemente se cerraron en marzo 2016; mientras que el pozo FRN-003 se convirtió en inyector de agua de desecho en el 2003. Esto indica que los demás también se encuentran cerrados.

Los intervalos de la Tabla 31 son ingresados debido a que se cierran y se abren las arenas, Figura 107, y sólo la fecha de cierre de los pozos se coloca en “Well Recurrent” tomando como referencia el cronograma de cierres del histórico de producción, Figura 108.

Read File	for selected wells	On Apply	
Save As	export perforations for selected wells	Completions	Apply intervals to
Quick Perf	perforation options for selected wells	<input type="radio"/> Do not create completions	<input type="radio"/> All wells
Calculate	MD values from existing model perforations	<input type="radio"/> Clear existing & create new	<input checked="" type="radio"/> Selected wells
		<input checked="" type="radio"/> Preserve existing & create new	<input type="radio"/> Modified wells

	Trajectory	Select	Date	MD Start (')	MD End (')	Status	MD Correctio...	MD Length (')	TVD Start (')	TVD End (')
1	FRN-001	<input checked="" type="checkbox"/>	1991-07-01	8527.0	8774.722	Perforated	0.0	247.722	8160.0	8312.722
2			1999-08-01	8527.0	8774.722	Perforated	0.0	247.722	8160.0	8312.722
3			2000-05-01	8527.0	8774.722	Perforated	0.0	247.722	8160.0	8312.722
4			2001-04-01	8527.0	8774.722	Perforated	0.0	247.722	8160.0	8312.722
5			2001-08-01	8527.0	8774.722	Perforated	0.0	247.722	8160.0	8312.722
6			2007-09-01	8527.0	8774.722	Perforated	0.0	247.722	8160.0	8312.722
7			2007-10-01	8527.0	8774.722	Perforated	0.0	247.722	8160.0	8312.722
8			2010-10-01	8527.0	8774.722	Perforated	0.0	247.722	8160.0	8312.722
9			2011-09-01	8527.0	8774.722	Perforated	0.0	247.722	8160.0	8312.722
10			2012-11-01	8527.0	8774.722	Perforated	0.0	247.722	8160.0	8312.722
11			2013-09-01	8527.0	8774.722	Perforated	0.0	247.722	8160.0	8312.722
12			2014-02-01	8527.0	8774.722	Perforated	0.0	247.722	8160.0	8312.722
13			2014-07-01	8527.0	8774.722	Perforated	0.0	247.722	8160.0	8312.722
14			2014-11-01	8527.0	8774.722	Perforated	0.0	247.722	8160.0	8312.722
15			2015-06-01	8527.0	8774.722	Perforated	0.0	247.722	8160.0	8312.722
16			2015-07-01	8527.0	8774.722	Perforated	0.0	247.722	8160.0	8312.722
17	FRN-001R	<input checked="" type="checkbox"/>	1991-07-01	8549.623	8754.861	Perforated	0.0	205.237	8182.675	8301.957

Figura 107. Estado del pozo

displayed wells 8 of 8		1991-07-01	Well: 'FRN-001' at 1991-07-01 (0.00 day)
Name / Date	Event	ID & Type	<input checked="" type="checkbox"/> Well definition Previous date: <none>
FRN-001		Constraints	Name: FRN-001 <input type="checkbox"/>
1991-07-01	WELL	Multipliers	
	PRODUCER	Wellbore	Type: PRODUCER
	OPEN	Injected Fluid	Group: Campo Frontera <input type="checkbox"/> 3rd or 2 other gr
	SHUTIN	Workover	
2016-03-01	WELL	Options	
	PRODUCER	Layer Gradient	
	OPEN	Gas Lift	
FRN-001R		Guide Rates	
1991-07-01	WELL	Fracture Proxy	
	PRODUCER	Comments	<input checked="" type="checkbox"/>
	OPEN	Reset Page	
	SHUTIN		
FRN-002			
1991-07-01	WELL		
	PRODUCER		
	OPEN		
FRN-003			
1991-07-01	WELL		
	PRODUCER		
	OPEN		
	SHUTIN		
FRN-004B			
1991-07-01	WELL		
	PRODUCER		
	OPEN		
	SHUTIN		
FRN-005			

Figura 108. Eventos de pozos

Fuente: (CMG, 2021)

Luego de realizar todos los pasos descritos, aparentemente se tiene listo el modelo. Sin embargo, antes de realizar la simulación se procede a ajustar valores numéricos de convergencia y acelerar la simulación del modelo, para aquello se realiza las especificaciones en el menú “Numerical”.

Tabla 32. Parámetros especificados en el menú Numerical

Parámetros		Especificación
Máximo número de iteraciones (NEWTONCYC)	50	Número máximo de iteraciones de Newton permitidas en un paso de tiempo para la solución de las ecuaciones básicas del yacimiento. Si no se logra una solución dentro de las tolerancias de convergencia, el simulador reducirá el tamaño del paso de tiempo y repetirá los cálculos.
Máximo cortes de pasos de tiempo (NCUTS)	50	Controla el número de cortes de tamaño de paso de tiempo permitidos en un solo paso.
Iteraciones de solución lineal (ITERMAX)	40	Número máximo de iteraciones permitidas en la solución iterativa del conjunto linealizado de ecuaciones.
Ambiente en caso de falla (REPEAT)	REPEAT	Cuando el solucionador lineal no logra converger en el número máximo de iteraciones permitido, la iteración se detiene y el paso de tiempo se repite (con un tamaño de paso de tiempo más pequeño).
Procesamiento AIMSOL	AIMSOL	Utiliza el solucionador de ecuaciones lineales iterativas no paralelas de CMG.

Una vez especificado los parámetros en numérico, se simula al primer paso de tiempo para validar el data set en “Run to view initialization” en busca de errores en el inicio de la simulación. La validación muestra que los datos no tienen errores y que la simulación terminó normal, Figura 109.

```

=====
----- SUMMARY (from subroutine: INDATA) -----
Reading of initial data is complete.
Simulation will stop if there were error messages.
  1 Warning messages.      0 Error messages.
=====

```

Figura 109. Informe en la Inicialización del modelo

Fuente: (CMG, 2021)

3.4.7. History Match.

Previo History Match, se realiza el proceso de inicialización del modelo en el cual se obtienen los valores del POES para cada arena, mismos que son comparados con los del informe de (Petroamazonas, 2017). Como se puede observar en la Tabla 33, se tiene errores menores al 4 %, por lo cual se procede a aprobar el modelo en cuanto a los valores de POES.

Tabla 33. POES, Petroamazonas Vs Caso Estudio

Arena	POES (MMSTB)		Error (%)
	PAM 2017	CMG 2021	
U inferior	14,04	13,53	3,63
T inferior	17,10	17,42	1,87

Fuente: (Petroamazonas, 2017)

Cabe recalcar que existen diversos reportes de: Secretaria de Hidrocarburos, modelos dinámicos de tesis (en diferentes fechas) en los cuales el POES difiere en aproximadamente 4 millones de barriles (suma de las 2 arenas). Sin embargo, se tomó como referencia el de Petroamazonas, por ser una empresa estatal.

Una vez definido el modelo preliminar en cuanto a su valor de POES se procede a realizar el ajuste histórico, para lo cual se procede a realizar la simulación desde 1991/07/01 (día 0) hasta la fecha en la cual se tiene disponible producción: 2016/01/10 (día 8950) para U inferior y 2017/07/01 (día 9497) para T inferior.

3.4.7.1. U inferior

Como se muestra en la Figura 110, se realizan 5 validaciones para la arena U inferior, cada una de ellas variando parámetros con criterios permisivos para tener un ajuste adecuado, sin embargo, se puede observar que el resultado de las 5 validaciones realiza un ajuste prácticamente perfecto con la tasa histórica de producción de petróleo.

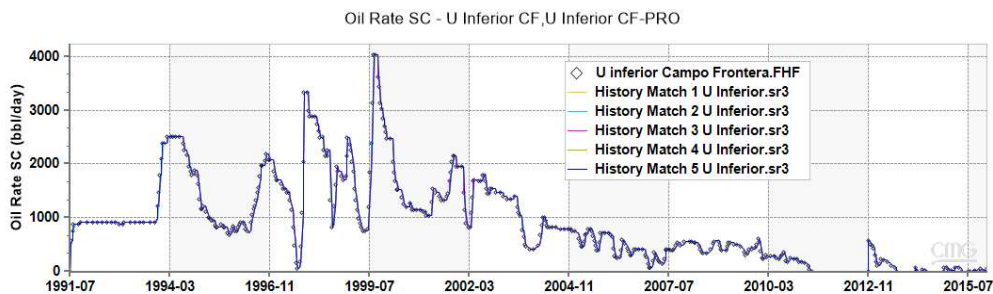


Figura 110. History Match, tasa de petróleo U inferior

Fuente: (CMG, 2021)

Como se puede evidenciar se realiza 5 validaciones para la arena U inferior, esto debido a que además de la tasa de producción de petróleo también se debe ajustar el comportamiento de la producción del agua. En la Figura 111 se puede notar que, para la primera validación, la curva presenta un perfil aceptable, pero difiere entre 1997 a 1999 y 2007 a 2011.

En todas las simulaciones se varió detalles del acuífero, y como se observa en la Figura 110 esta no afecta a la tasa de petróleo, pero sí a la del agua.

Cabe recalcar que la información recopilada de los diferentes trabajos de investigación indica la existencia de un acuífero en dirección Oeste y Sur pero no especifica si se ubica en los límites laterales de i, j o en k.

A continuación, se describe los escenarios acordes a la configuración de los acuíferos en cada validación:

- ✓ En las validaciones 1 y 2 se consideró una combinación de acuífero en dirección lateral oeste y sur de i, j; y totalmente en la grilla k = 4.
- ✓ En la validación 3 se configuró un acuífero totalmente lateral.
- ✓ En la cuarta validación se realiza una configuración igual a la 1era y 2da, con variación en la permeabilidad.
- ✓ En la 5ta validación se presente una configuración similar a la anterior reduciendo la permeabilidad del acuífero.

Acorde a los perfiles mostrados en la Figura 111, se puede observar que el History Match 4 es más cercano al comportamiento de la producción de agua y la producción de petróleo, Sin embargo, esta presenta cierta disparidad entre el año 2000 a 2003. Cabe enfatizar que no hay información disponible de cierres de arena U inferior antes del año 2011, que permita realizar un mejor ajuste.

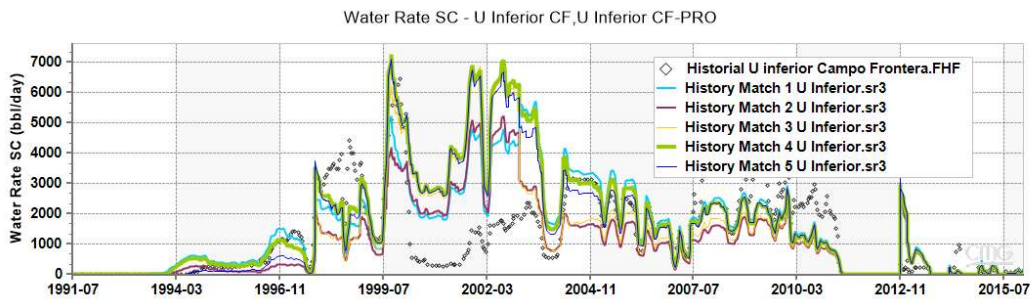


Figura 111. History Match, tasa de agua U inferior

Fuente: (CMG, 2021)

3.4.7.2. T inferior

A diferencia del ajuste histórico de U inferior, T inferior en su primera validación presentó inicialmente una diferencia en la tasa de petróleo, probando con configuraciones similares a los acuíferos descritos anteriormente no se obtuvo un incremento tan significativo en la tasa de petróleo, Figura 112, caso contrario a las tasas de producción de agua que, si evidenciaban mejores resultados, Figura 113.

Entonces, luego de analizar el acuífero y no encontrar variaciones significativas, la tasa de petróleo evidenciaba claramente que su ajuste tiene relación a un tema roca-fluido, es así que se empezó a incrementar la permeabilidad del modelo-reservorio, obteniendo el ajuste esperado para Oil rate a una permeabilidad promedio de reservorio de 600 md, History Match 2.

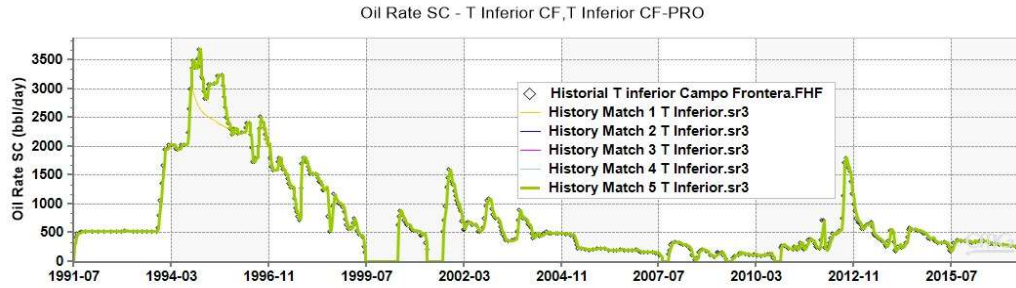


Figura 112. History Match, tasa de petróleo T inferior

Una vez ajustado el historial de producción de petróleo, History Match 2, se observa que el comportamiento de la producción de agua no presenta resultados de acuerdo con la realidad, considerando que, la tasa de agua en teoría debe aumentar por la presencia de acuífero en la zona de producción y una permeabilidad más alta, se procese a extender la ubicación de los mismos, siendo totalmente en la región Oeste de Norte a Sur, logrando una mejoría en la tasa de producción de agua, History Match 3. Considerando la mejoría en la historia descrito anteriormente se aumenta un poco más la permeabilidad a 950 md para observar el comportamiento que presenta las tasas de producción, y como se logra observar en el History Match 4 se logra una considerable mejoría en el caudal de agua, sin afectar el del petróleo. Sin embargo, en la búsqueda de un mejor ajuste de la producción del agua y sin afectar a la tasa de petróleo, se procede a aumentar más la permeabilidad (a 1100 md) soportada por el pozo Frontera 004 que presenta una permeabilidad igual a 1235 md, esto acorde a los análisis convencionales de núcleo mostrados en (Madrid, 2018) brindados por Petroamazonas. Se procede a realizar un aumento cercano a 1200 pero los datos no convergen por lo cual se decide aprobar la 5ta validación.

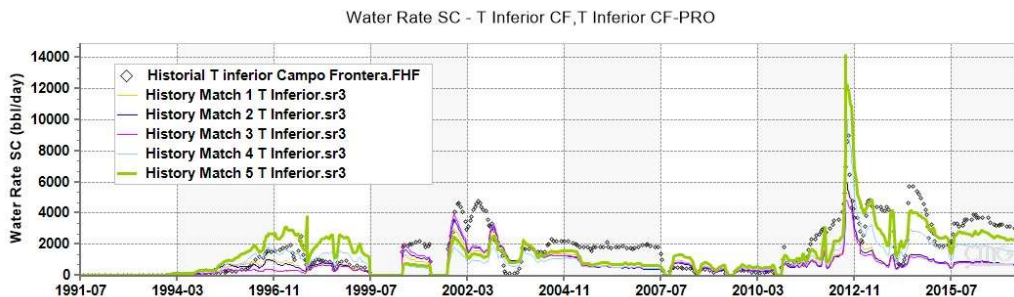


Figura 113. History Match, tasa de agua T inferior

Fuente: (CMG, 2021)

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1. SELECCIÓN DEL MÉTODO EOR

4.1.1. Interpretación de la comparación de aplicabilidad de los métodos EOR en el campo Frontera.

Después de analizar cada uno de los métodos EOR por separado y comparar sus diferentes criterios de selección, junto con los parámetros básicos de las arenas productoras del campo Frontera como son: U Inferior y T Inferior, expuestos en la tabla 16, que especifica la aplicabilidad de estos métodos.

Se muestran los resultados en la figura 114 de la que se infiere que el mejor método para las arenas del campo es la inyección por gases inmiscibles, mostrándose en un rango de aplicabilidad del 100% para la arena U Inferior y un 94% de aplicabilidad para la arena T Inferior en comparación a los demás métodos.

Debido a las condiciones favorables que mostraba cada una de las características de las arenas junto con los criterios de selección, se determina que este método es apropiado y teóricamente aplicable en las arenas del campo Frontera.

El análisis también indica que el resultado en varios de los métodos es idéntico, debido a que las dos arenas comparten similares características de roca y fluido. Como segunda opción se encuentra el método por inyección de ASP (álcali- surfactante- polímero) con un 76% de aplicabilidad para ambas arenas y en tercer lugar con un 73% el método por inyección de álcali- surfactante.

Para el método térmico por combustión in situ se obtuvo un 70% de aplicabilidad para la arena U Inferior y un 73% para la arena T Inferior. El resto de los métodos se descartaron en vista de que muchas de las variables no estaban dentro del rango de aplicabilidad y no cumplían con lo establecido por los criterios de selección, por lo que se puede observar que sus valores fueron inferiores al 70% de aplicabilidad y sus parámetros no eran óptimos para ser ejecutados.

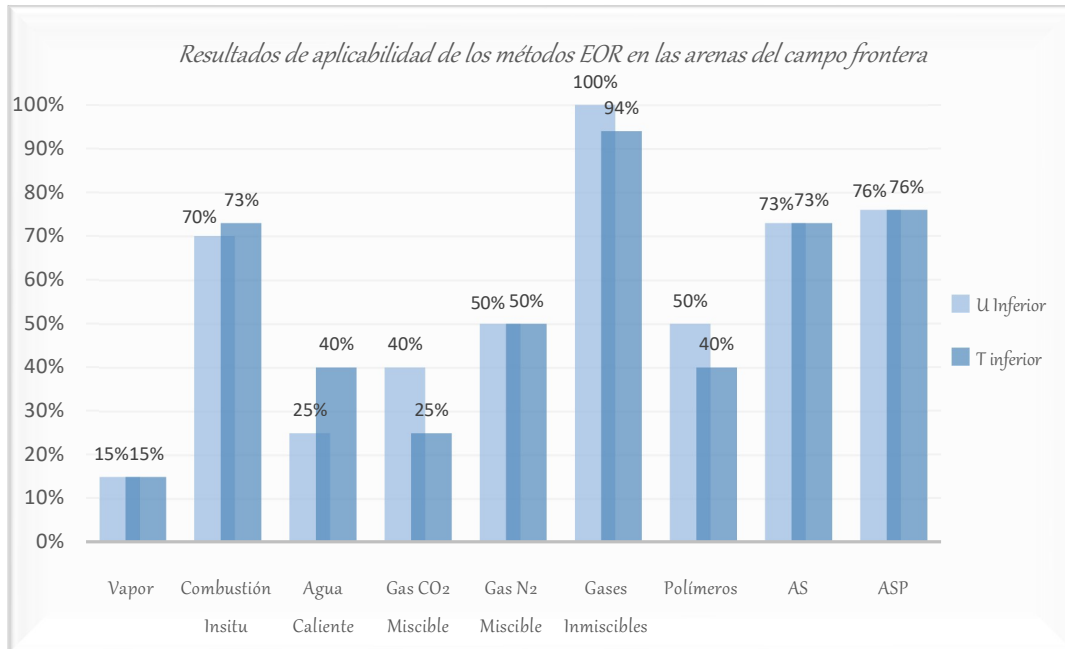


Figura 114. Selección del método EOR

4.1.2. Interpretación de la comparación de aplicabilidad de los métodos EOR en el campo Frontera con el Software Eorgui.

Una vez ingresados los datos de las arenas U inferior y T inferior en el Software Eorgui y al comparar sus resultados en la tabla 34, se puede observar que la inyección por gases inmiscibles es el método más conveniente para ejecutar en las arenas del campo Frontera.

En esta comparación la inyección por gases inmiscibles es aplicable en un 100% en la arena U inferior, mientras que en la arena T inferior solo un 94% de aplicabilidad.

Como segunda opción se encuentra la combustión in situ con 70% en la arena U Inferior y 73% de aplicabilidad en la arena T Inferior.

Y en tercer lugar la inyección por SP/ASP con 76% para ambas arenas, mientras que el resto de los métodos se encuentran en porcentajes entre el 40% y 70% de aplicabilidad en estas arenas ubicándolos como no tan convenientes para llevarse a cabo en la simulación a realizar posteriormente.

La probabilidad de seleccionar un método con este software resulta mayor, cuando el parámetro del espesor es mayor a los 20ft, por eso la diferencia en los resultados de ambas arenas.

Tabla 34. Resultados en porcentaje de aplicabilidad de los métodos EOR (Eorgui)

U INFERIOR		T INFERIOR	
100%	Inmiscible	83%	Inmiscible
83%	Combustión	75%	Combustión
73%	SP/ASP	73%	SP/ASP
70%	Vapor	56%	CO ₂
60%	Hidrocarburos	50%	Nitrógeno
56%	CO ₂	50%	Vapor
50%	Nitrógeno	50%	Hidrocarburos
50%	Polímero	40%	Polímero

4.1.3. Evaluación del método seleccionado.

Después de estudiar los métodos EOR de manera individual, dándole énfasis a sus criterios de selección y afianzar dicha crítica con el Software, se realiza una breve evaluación del método seleccionado para las arenas del campo Frontera, siendo este la inyección de gases inmiscibles por lo que, se tiene que considerar ciertos factores en cuanto a costos y disponibilidad de los gases, por lo que la mejor opción es un proceso de inyección por gas inmiscible de N₂ debido a que, es más económico, fácil de transportar, no reacciona químicamente con otras sustancias, su volumen se expande 700 veces y existe mayor disponibilidad en el ambiente, dejando de lado el gas natural y el CO₂ por su elevado costo y su escases en el Ecuador.

4.2. SIMULACIÓN CAMPO FRONTERA

4.2.1. Pronóstico de Producción sin aplicar EOR.

Una vez obtenido el modelo-reservorio lo más ajustado a la realidad, Figura 115, se procede a la simulación del mismo para predecir su producción hasta enero 31-01-2031.

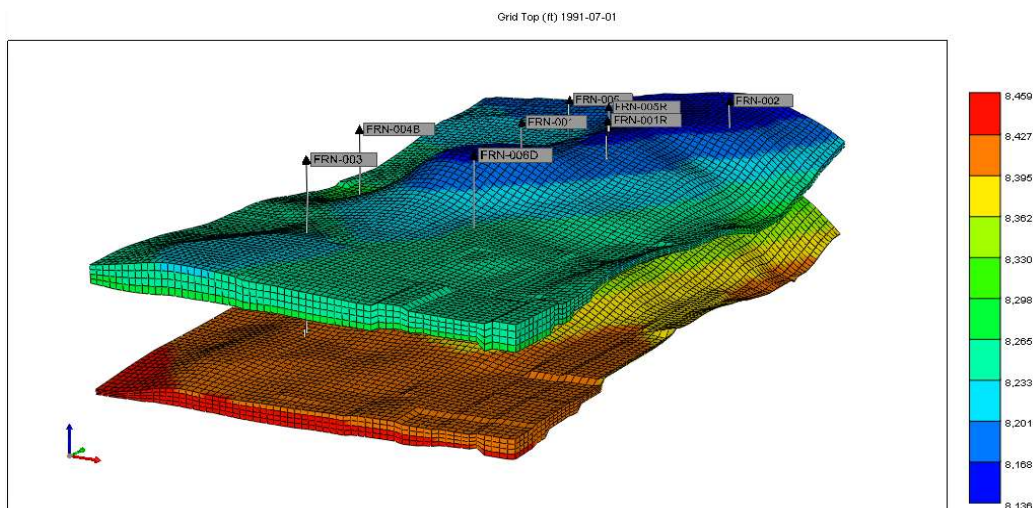


Figura 115. Presentación de modelo definido, U inferior - T inferior

4.2.1.1. U inferior.

Debido a que el historial de producción disponible de la arena U inferior es únicamente hasta marzo del 2016, no es posible colocar una predicción entre 2016 hasta diciembre 2020, entonces para ubicarnos en un plano real hipotético; en este modelo-reservorio se decide abrir los pozos FRN-002 y FRN-004B, que tuvieron una buena producción en los años pasados para pronosticar si ocurre una recuperación de petróleo por sí solo.

Se establece los límites de operación para esta arena igual:

- Caudal mínimo de producción de petróleo: 30 BPD
- Corte máximo de agua: 0,98

De acuerdo con la simulación pronosticada entre 2021 a 2031, Figura 116, se observa que la producción es igual a 0 debido a que existiría un bajo aporte de fluidos de petróleo por ende los pozos permanecerían cerrados.

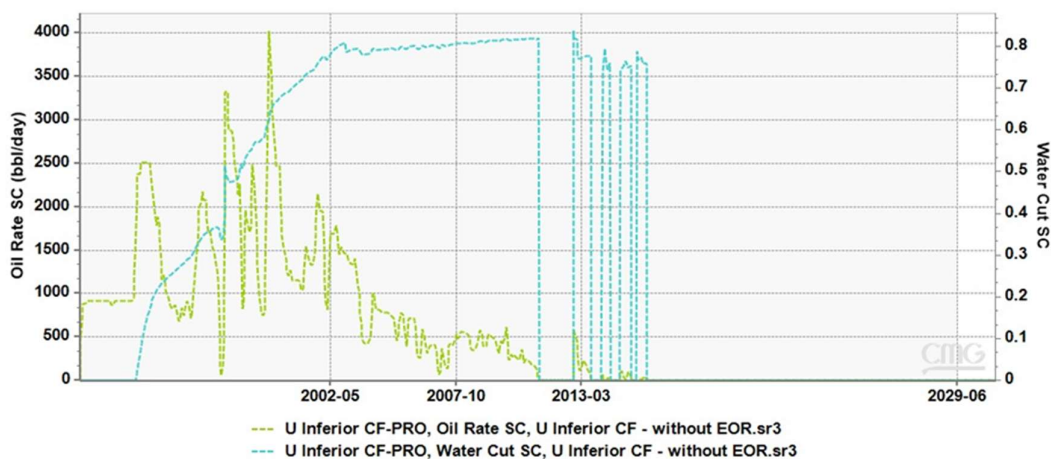


Figura 116. Pronóstico U inferior, pozos por default, sin EOR

Fuente: (CMG, 2021)

4.2.1.2. T inferior.

Una vez finalizada la simulación, se obtiene los siguientes resultados de producción de petróleo y agua, Figura 117, donde al inicio de la producción se consideran todos los pozos iniciales del campo (a excepción del FRN-006 que está hasta la arena U inferior), mismos que se van cerrando eventualmente debido a los cierres acordados al historial.

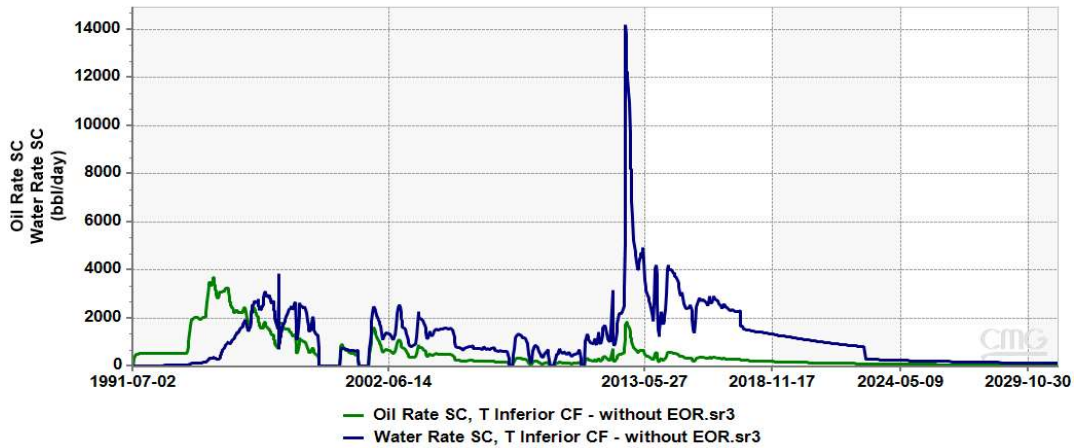


Figura 117. Pronóstico T inferior, pozos por default, sin EOR

Fuente: (CMG, 2021)

Cabe mencionar que en la predicción de T inferior solo se consideran dos pozos FRN-002 y FRN-004B, como se ha mencionado anteriormente.

Además, cabe enfatizar que como condiciones económicas en la predicción de producción se consideran las mismas restricciones usadas en U inferior.

Con base en dichos valores, se puede observar que el pozo FRN-004B se cierra el 13-10-2022 debido a que alcanza la producción mínima, Figura 118.

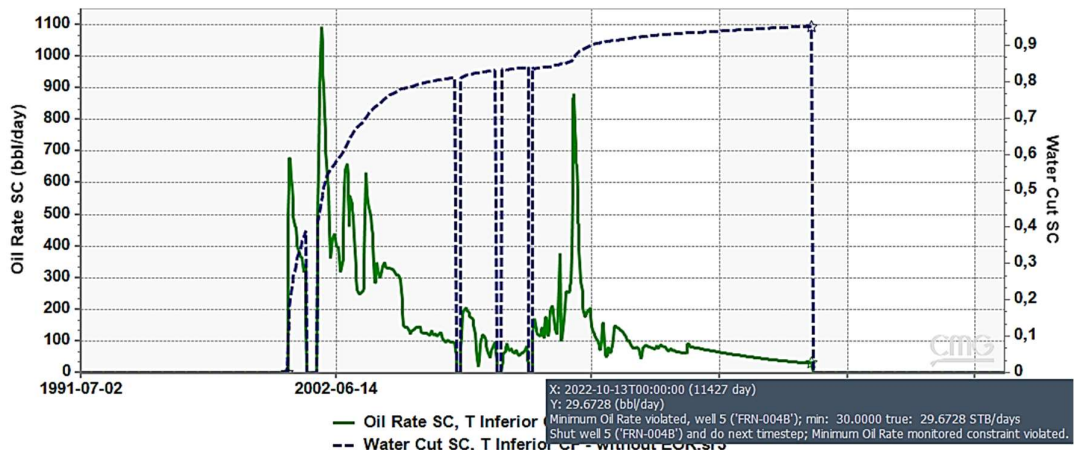


Figura 118. Pronóstico de FRN-004B, Arena T inferior sin EOR

Fuente: (CMG, 2021)

Entonces, el pronóstico de la Arena T inferior indica que la producción de petróleo estará dominada por el pozo FRN-002, Figura 119, desde el año 2021 acercándose a las restricciones de operación a finales de enero del 2031.

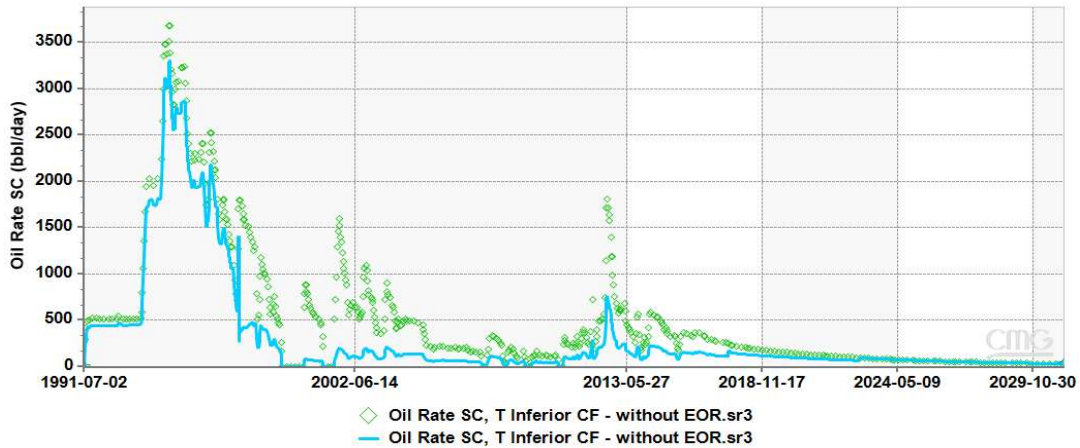


Figura 119. Pronóstico de FRN-002, Arena T inferior sin EOR

Fuente: (CMG, 2021)

Con esta predicción se logra determinar un factor de recobro de aproximadamente del 41 %, para la arena T inferior, la cual se mostrará en graficas posteriores.

4.2.2. Inyección de Gas Inmiscible, Arena T inferior.

4.2.2.1. U inferior.

Según (Madrid, 2018), la arena U inferior se cerró el año 2016 por bajo aporte de fluidos y en (Pozo, 2014) se observa que los pozos FRN-002 y FRN-004B son los que mantuvieron con cierta regularidad la producción de petróleo en esta arena. En este modelo-reservorio de estudio, se abren estos pozos a producción y se prepara al pozo FRN-001 para la inyección de gas inmiscible desde enero del 2021 a 2031.

Las tasas de inyección de gas inmiscible son de 600K y 700K ft³/d para el pozo FRN-001, ubicado en la parte central entre los dos pozos productores a influenciar. La Figura 120, indica que las tasas de inyección repercuten en una mejor tasa de producción de petróleo que, aunque la incrementa podría considerarse no rentable, lo cual se analizará en el apartado de Análisis Económico.

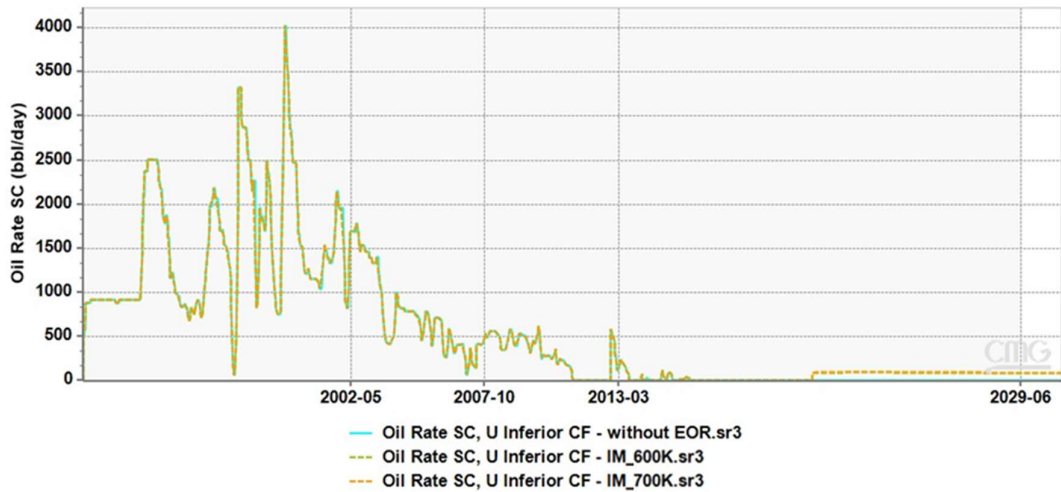


Figura 120. Caudal de petróleo, escenarios sin y con EOR, U inferior

Mientras que en la Figura 121, se observar que el factor de recobro incrementa aproximadamente 2% para las dos tasas de inyección en base al factor de recobro sin aplicar la inyección.

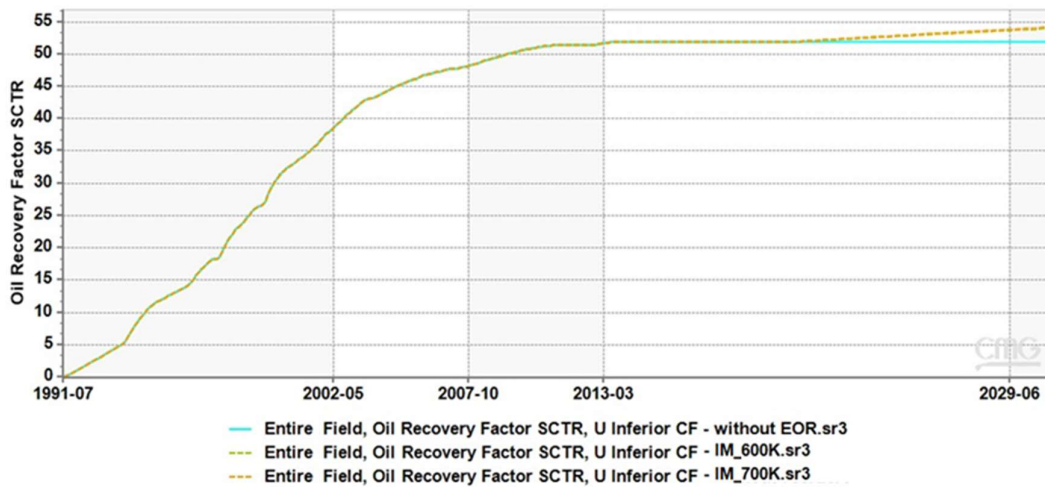


Figura 121. Factor de recobro de petróleo, escenarios de pozos inyectoras, U inferior

Fuente: (CMG, 2021)

Las dos tasas aplicadas en el arreglo previo permiten determinar que no es favorable aplicar mayores tasas o probar un inyector adicional pues sólo hay dos pozos productores abiertos y el factor de recobro no aumentó al menos un 5 % para considerar diferentes estrategias u arreglos de producción-inyección.

Esta baja recuperación puede deberse a que el volumen de petróleo del modelo-reservorio en las cercanías de los pozos participantes no sea tan alta o sea desfavorable

para cuando haga contacto con el fluido inyectado, es decir que no ocurra la eficiencia de barrido necesaria para una mejor recuperación.

Lo dicho anteriormente se comprueba en la Figura 122 y Figura 123, acerca del petróleo disponible por unidad de área [ft^3/ft^2] dependiendo del espesor; para el Pozo FRN-002 antes de la inyección del gas inmiscible se observa que es un valor bajo que convertido a barriles sería aproximadamente de 0,0606 bbl/ ft^2 y después de la inyección de gas inmiscible a una tasa de 600K ft^3/d se reduce a sólo decimas que por la conversión sería 0,0605 bbl/ ft^2 .

Para el pozo FRN-004B ocurre algo similar, antes de la inyección de gas inmiscible presentó una diferencia de comportamiento al inicio de la curva, esto es porque indica que existe un alto petróleo disponible en un layer inicial (conformado por los primero 4 ft iniciales del espesor) pero mientras se avanza en el espesor se reduce a un orden menor a 0.05 ft^3/ft^2 de petróleo disponible por unidad de área después de los 12 ft de espesor, siendo un valor incluso menor que el pozo FRN-002. Al término de la inyección del gas inmiscible se evidencia que no disminuyó en nada ese petróleo disponible en el layer inicial, esto indica que tampoco ocurrió un eficiente desplazamiento.

Con estos resultados se desestima continuar con el estudio de la inyección de gas inmiscible en el modelo-reservorio de la arena U inferior.

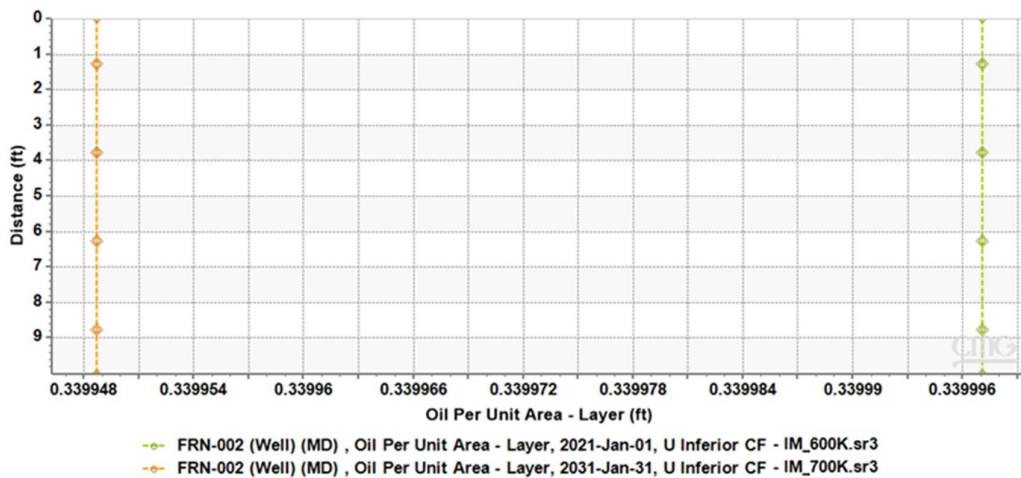


Figura 122. Petróleo por unidad de área [ft^3/ft^2], Pozo FRN-002, Arena U inferior.

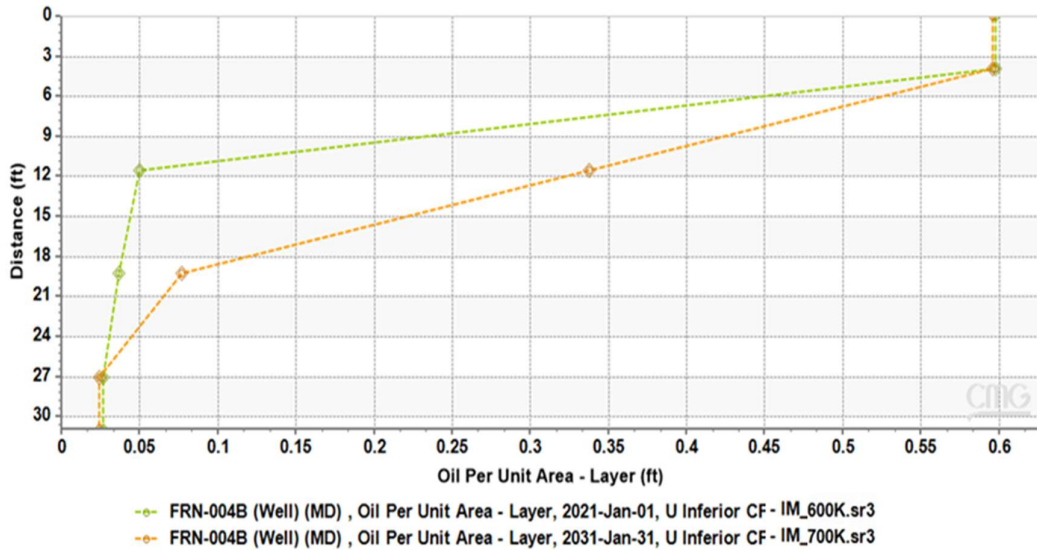


Figura 123. Petróleo por unidad de área [ft³/ft²], Pozo FRN-004B, Arena U inferior

Fuente: (CMG, 2021)

4.2.2.2. T inferior.

Los pozos FRN-002 y FRN-004B son los únicos en producción; y como se puede observar en la Figura 124, están ubicados en lados opuestos.

Para mejorar las condiciones de producción, se toma la iniciativa de terminar de perforar el pozo FRN-006D hasta la arena T inferior, el cual presentó una tasa menor a 1000 bbl/d al inicio de producción desde la Arena U inferior y alcanzó rápidamente (en un año) un bajo aporte.

Considerando un pronóstico bajo en condiciones normales en la arena T inferior, se decide ponerlo en condiciones de influencia bajo la inyección de gas inmiscible.

El arreglo de inyección de gas inmiscible para este caso de estudio considera:

- Abrir el pozo FRN-003 como inyector para influenciar a los pozos FRN-004B y FRN-006D; y
- Abrir el pozo FRN-005 como inyector para influenciar a los pozos FRN-002, FRN-005R y FRN-001R.

La razón de abrir los pozos FRN-003 y FRN-005 como inyectores es debido a que el primero ya se está empleando como pozo inyector de agua de desecho en la formación Tiyuyacu (más arriba de U inferior), y el segundo estaba cerrado por presentar un daño mecánico, que en muchos casos puede ser reactivado.

La reapertura de los pozos productores FRN-001R, FRN-005R, es motivada debido a que estos habían sido cerrados por bajo aporte y alto corte de agua, razones por las cuales puede probarse bajo influencia de la inyección inmisible de gas.

El arreglo se estableció debido a los resultados comparativos con un arreglo previo que consideró sólo un inyector en la parte central entre los pozos únicamente abiertos FRN-002 y FRN-004B. Los resultados muestran una diferencia del 7 % del factor de recobro.

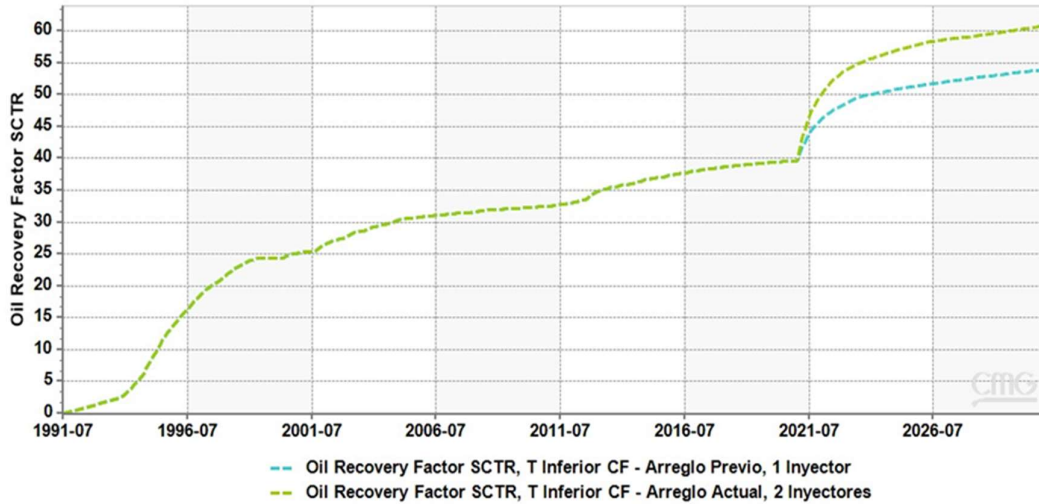


Figura 124. Factor de recobro de petróleo, escenarios de pozos inyectoras, T inferior

Fuente: (CMG, 2021)

Una vez establecida la configuración del arreglo de los pozos inyectoras en el modelo reservorio, además de establecer las mismas condiciones limitantes de cierre de pozos; se testeó la tasa de inyección que presente el mejor escenario de recuperación de petróleo. Las tasas dispuestas para el testeó fueron: 300K, 400K y 500K ft³/d aplicadas a cada uno de los dos pozos inyectoras, y los resultados obtenidos fueron posteriormente analizados para identificar el escenario factible para la inyección inmisible.

Por ser una arena profunda y con un área considerable, se necesitó de tasas entre 300K a 500K de ft³/d para que lograra influenciar en la recuperación de petróleo. Tomando la tasa de inyección 400K ft³/d como referencial para un análisis previo del indicio de petróleo disponible; en el pozo FRN-002 y FRN-004B se identifica inmediatamente como la inyección de gas inmisible influencia en el desplazamiento del petróleo (en un layer inicial de espesor) logrando reducir el petróleo disponible que se tenía antes de la inyección, Figura 125 y Figura 126.

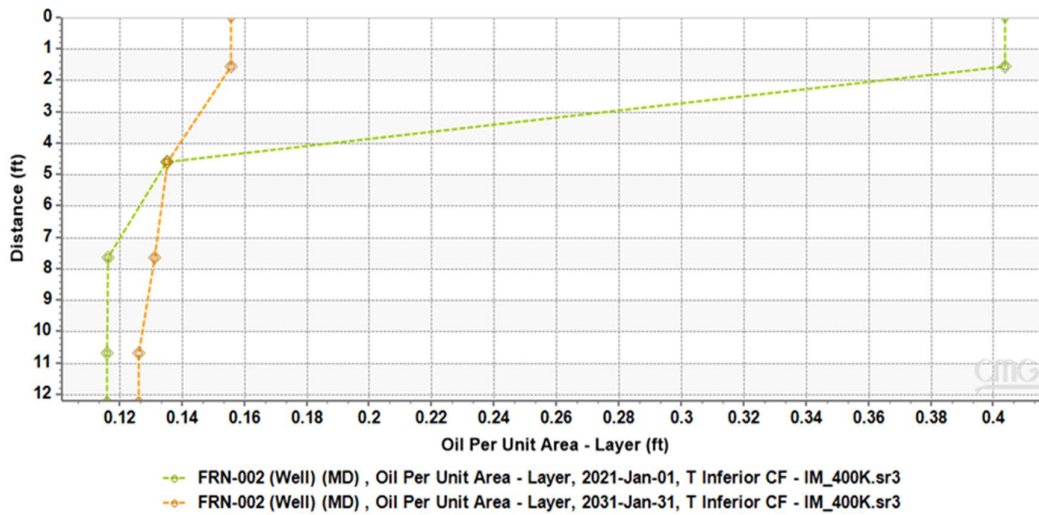


Figura 125. Petróleo por unidad de área [ft³/ft²], Pozo FRN-002, T inferior

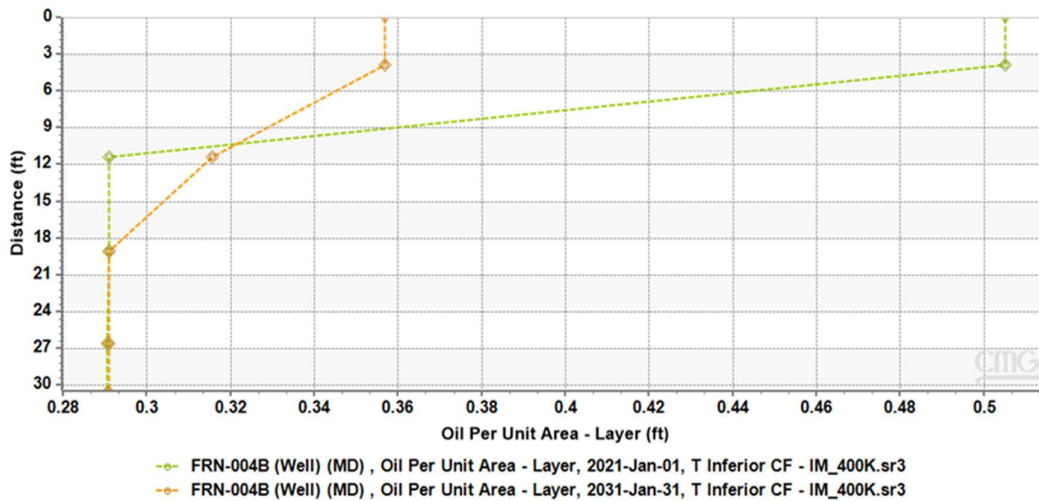


Figura 126. Petróleo por unidad de área [ft³/ft²], Pozo FRN-004B, T inferior

Fuente: (CMG, 2021)

En la siguiente figura 127, la producción se observa que con una tasa de inyección de 300000 ft³/d para cada uno de los dos inyectores se obtiene un aumento considerable en la producción de petróleo con referencia a la producción sin aplicar la inyección de gas. En la tasa de 500000 ft³/d se observa que ocurre un efecto adverso en la tasa de producción de petróleo, esto debido a que a ese punto no importa que tasa se aplique, la tasa de producción no aumenta y vuelve aumentar el corte de agua.

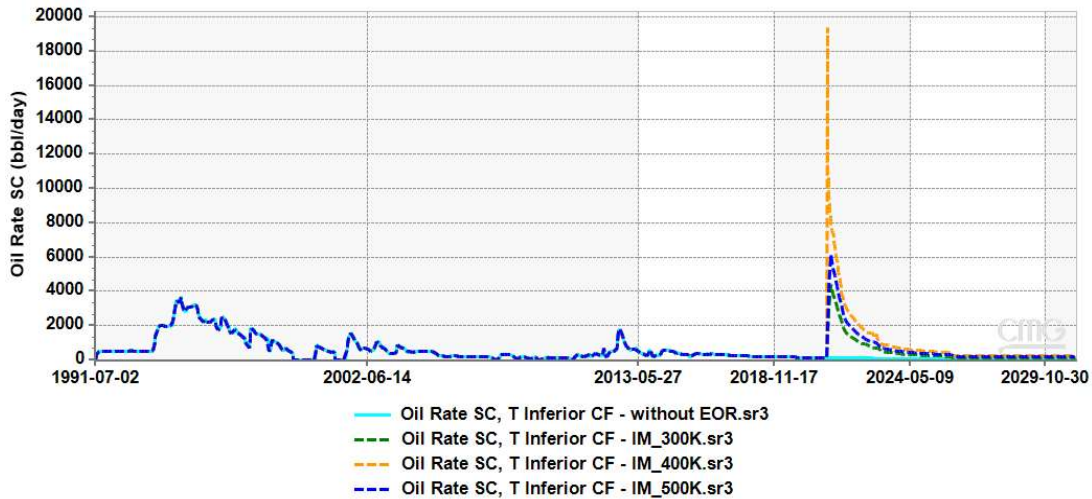


Figura 127. Caudal de petróleo, escenarios sin y con EOR, T inferior

De la figura anterior 127, es notorio que la mayor producción de petróleo es obtenida mediante una inyección de 400000 ft³/d de gas inmiscible, a pesar de que el gas tiene un efecto de control de producción de agua, de cualquier manera, se registra un mayor corte de agua en la arena que cuando no se aplica el método. Esto es entendible, pues el método no implica que a todos los pozos va a mejorar; así como muchos métodos aplicados a la recuperación de petróleo depende de la naturaleza del pozo.

Si bien en algunos pozos la inyección de gas inmiscible aumenta la producción de petróleo y reduce la producción de agua; también puede ocurrir un aumento de los dos fluidos. Sin embargo, la inyección de gas inmiscible si lograr el control de producción de agua para que no supere los límites de operación, figura 128.

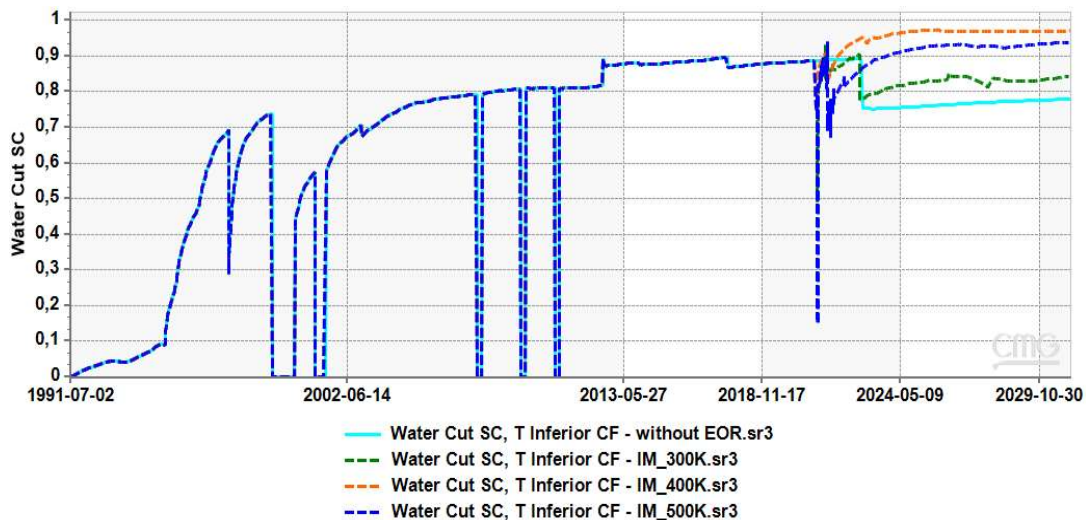


Figura 128. Corte de agua, escenarios sin y con EOR, T inferior

Fuente: (CMG, 2021)

Otro efecto que ocurre en el interior del modelo-reservorio es que el gas inmisible actúa como pistón, es decir aporta con una presión adicional para que sea más fácil producir el crudo. Esto se puede observar en la Figura 129, donde se evidencia el potencial de petróleo y muestra que mediante el efecto de método de EOR se necesita menos presión en el reservorio para producir ya que una parte de la presión la aporta el método.

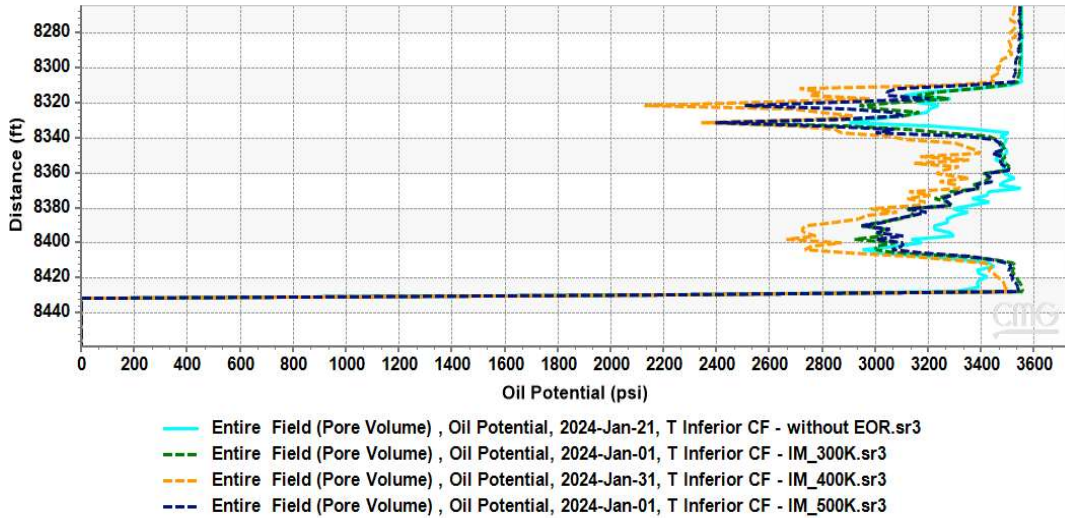


Figura 129. Potencia de petróleo, con y sin EOR, T inferior

Y finalmente, el análisis de la variable que nos indica de manera directa la eficiencia del método EOR, el factor de recobro.

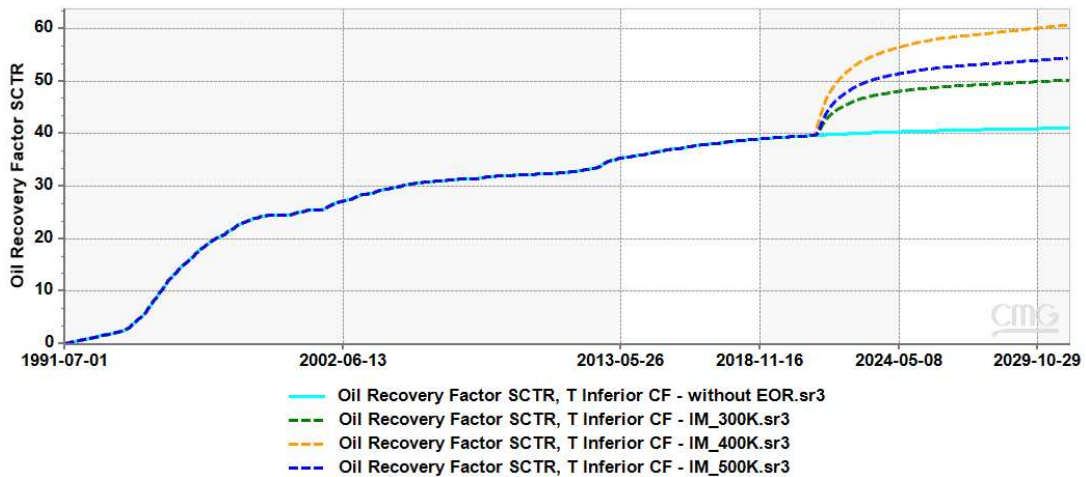


Figura 130. Factor de recobro de petróleo, escenarios de tasas de inyección, T inferior

Fuente: (CMG, 2021)

Como se logra observar en la ilustración 130, el factor de recobro obtenido para una tasa igual al 300000 ft³/día fue de 50,17, mientras que para una tasa de 400000 ft³/día se obtuvo 60,7. Con dichos valores se esperaba que a una mayor tasa haya un mayor

desplazamiento y por ende un mejor recobro. Sin embargo, para una tasa mayor (500000 ft³/día) el valor obtenido fue de 54,4. Con lo cual se procede a denominarla tasa límite debido a que el efecto de la inyección ya era adverso.

Las posteriores observaciones en las cuales se haga énfasis al método de EOR o inmisible serán en base a la inyección de 400000 ft³/día de cada pozo inyector.

La siguiente figura 131, corresponde a la tasa de producción de petróleo y corte de agua, en base a todos los pozos influenciados por la inyección.

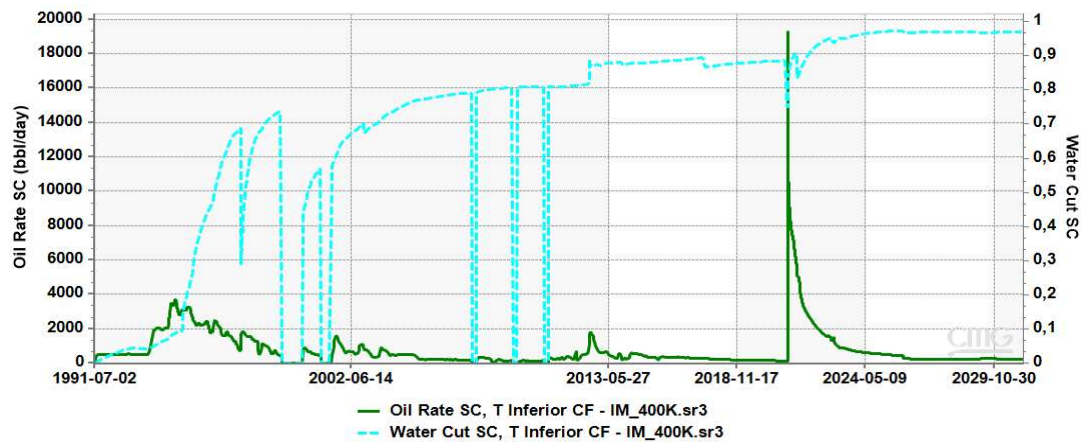


Figura 131. Tasa de producción de petróleo y corte de agua, 400K ft³/día de tasa de inyección por pozo, T inferior

A continuación, las figuras 132 y 133, se presentan las tasas de producción de petróleo y el corte de agua de cada uno de los pozos, sin y con influencia de la inyección inmisible.

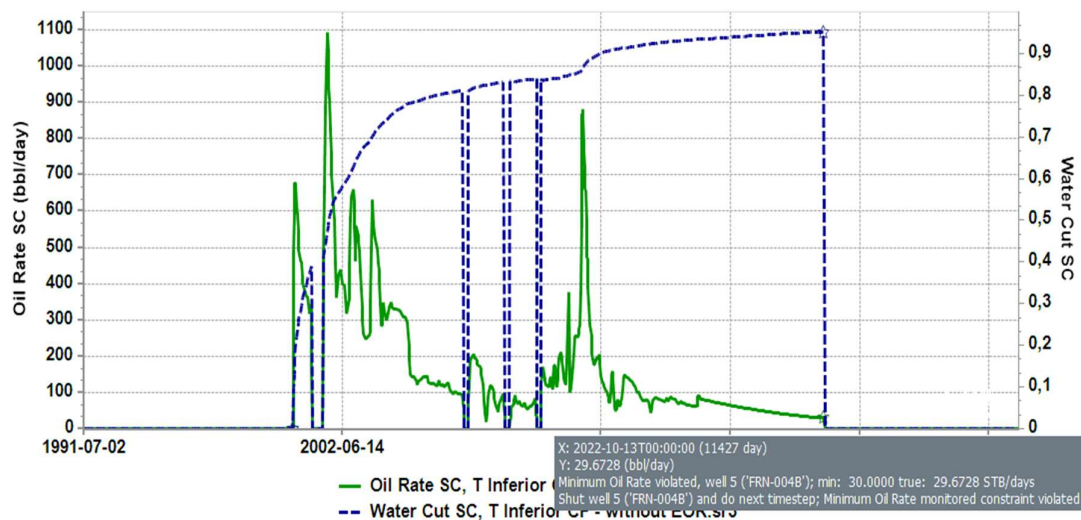


Figura 132. Tasa de producción de petróleo y corte de agua, Pozo FRN-004B, T inferior, Sin EOR

Fuente: (CMG, 2021)

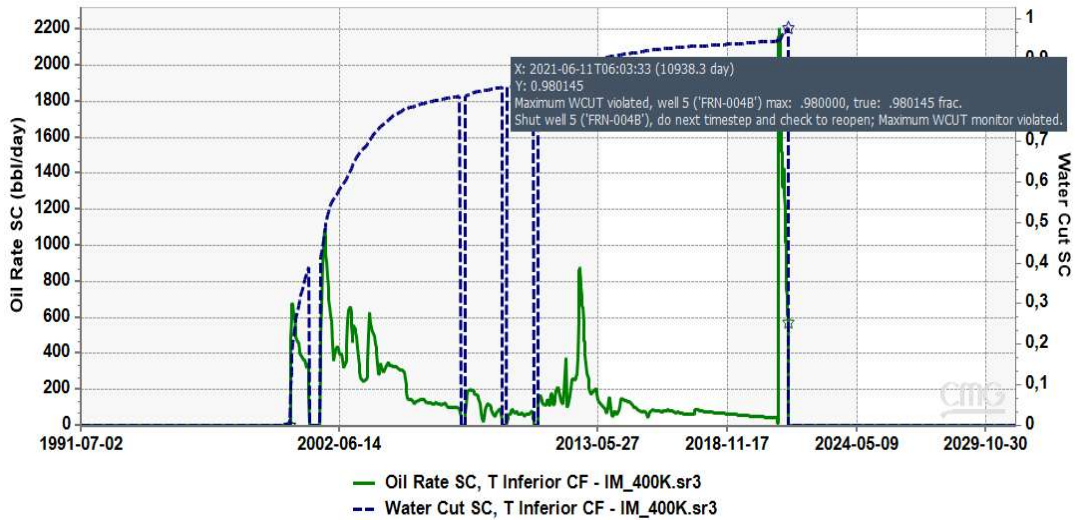


Figura 133. Tasa de producción de petróleo y corte de agua, Pozo FRN-004B, T inferior, Con EOR

Como se puede observar en la gráfica correspondiente al pozo FRN-004 B este en octubre del 2020 sería cerrado debido al aporte mínimo de petróleo cuando no es influenciado por la inyección inmisible, mientras que cuando es influenciado cerraría en julio del 2021 debido a que alcanza el máximo corte de agua sin embargo, cabe enfatizar que su producción a dicha fecha es de 570 bbl/día, por lo cual se podría considerar su producción, considerando la capacidad de procesamiento de agua de la estación respectiva.

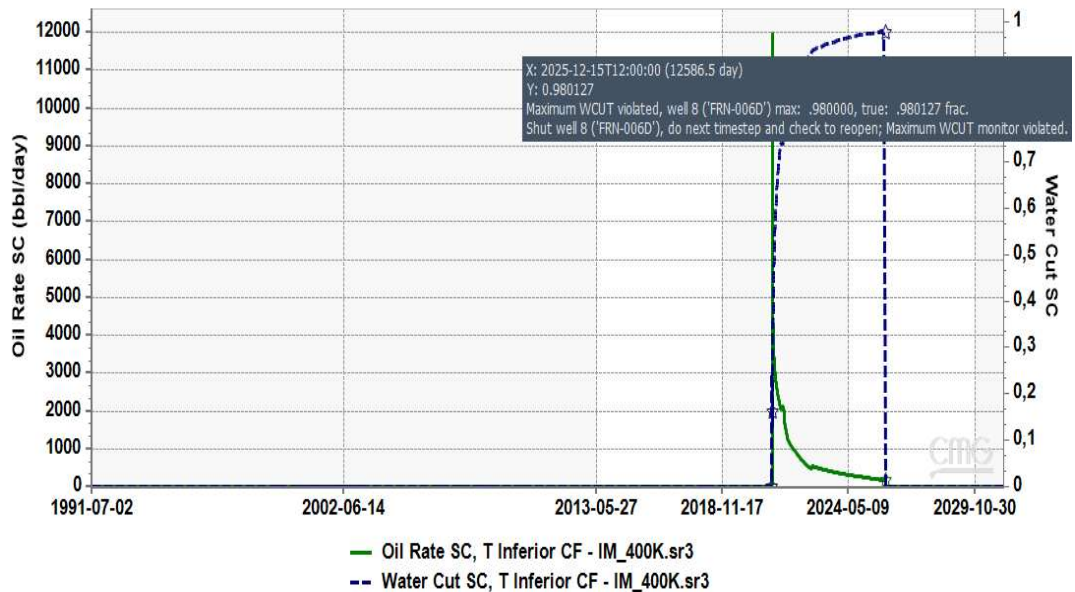


Figura 134. Tasa de producción de petróleo y corte de agua, Pozo FRN-006D, T inferior, Sin EOR (Izquierda) – Con EOR (Derecha)

Fuente: (CMG, 2021)

Como se manifestó, el pozo FRN-006D es utilizado mediante la perforación del mismo hasta T inferior, debido a que ya existía, pero sólo hasta U inferior. Se puede observar que dicho pozo comienza con un pico de 12000 bbl/día el cual disminuye con el tiempo y es cerrado a finales del 2025, debido a que alcanza el corte de agua establecido como máximo, recalcando que sin influencia este tendría semejante aporte como los pozos: FRN-002 y FRN-004B.

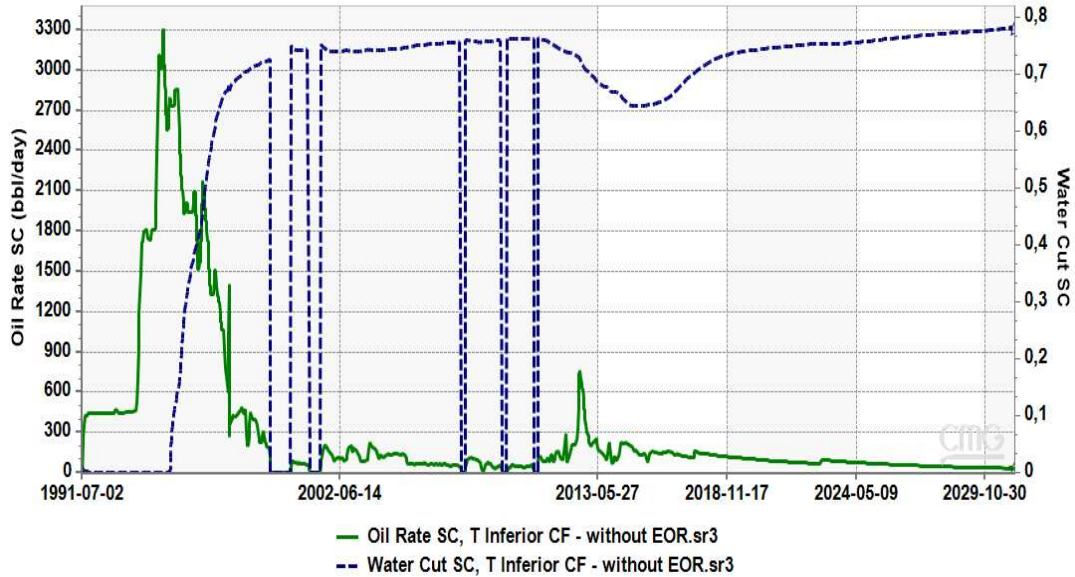


Figura 135. Tasa de producción de petróleo y corte de agua, Pozo FRN-002, T inferior, Sin EOR

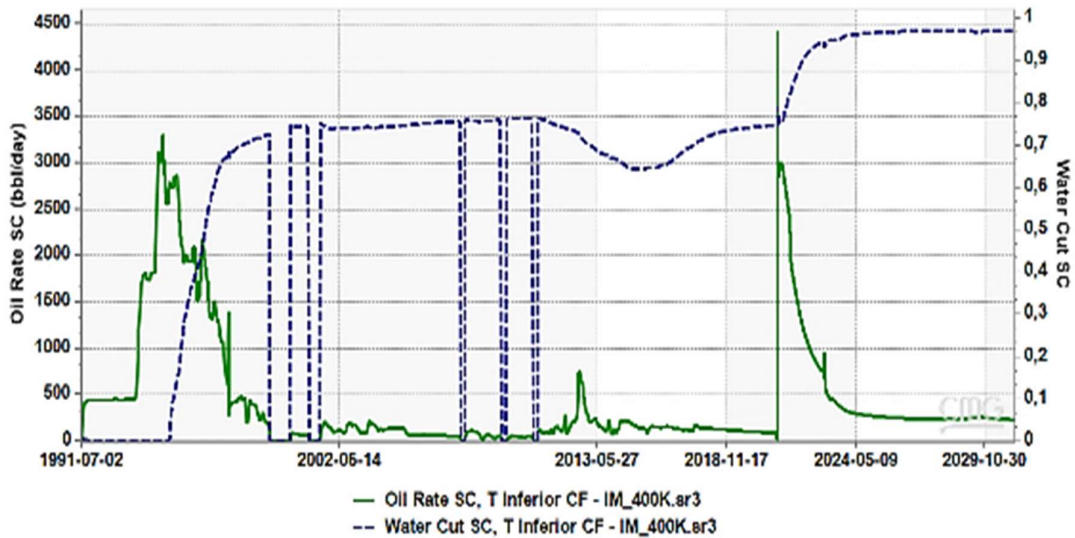


Figura 136. Tasa de producción de petróleo y corte de agua, Pozo FRN-002, T inferior, Con EOR

Fuente: (CMG, 2021)

Como se puede observar en la Figura 135 y 136, el pozo FRN-002 si lograría producir hasta el 2031 aun sin ser influenciado por el método EOR del caso estudio, sin embargo, para finales de enero este ya presentaría la tasa de aporte mínima y cerraría. Mientras que influenciado logra registros de 230 bbl/día a finales de diciembre del 2030 con un corte de agua igual a 0,97.



Figura 137. Tasa de producción de petróleo y corte de agua, Pozo FRN-005R, T inferior, Sin EOR

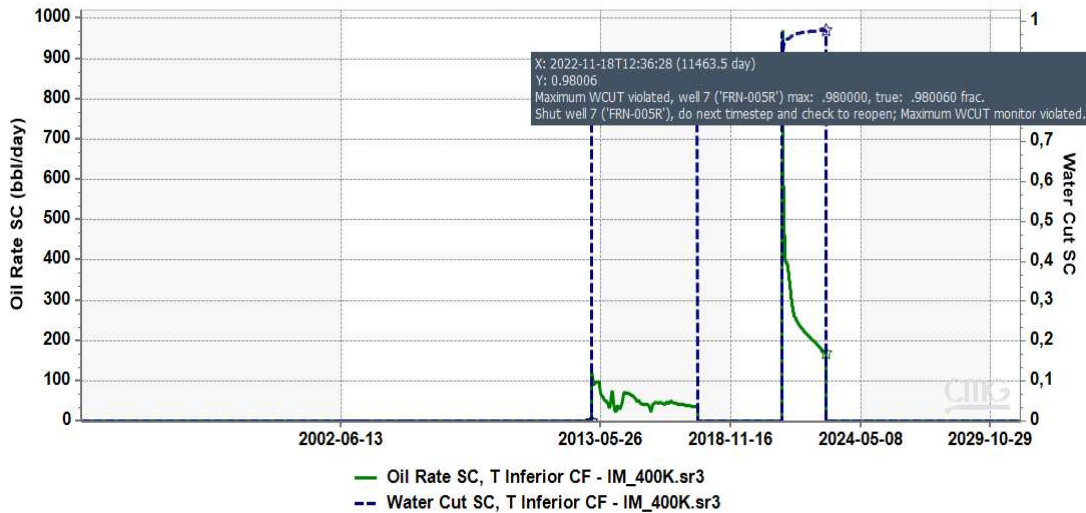


Figura 138. Tasa de producción de petróleo y corte de agua, Pozo FRN-005R, T inferior, Con EOR

Fuente: (CMG, 2021)

Acorde a la Figura 137 y 138 se evidencia que el pozo FRN-005R ya fue cerrado por bajo aporte lo cual sin influencia de la inyección inmisible seguiría reportado como 0 debido a su cierre por los límites económicos. Cuando éste es influenciado por la inyección a partir de enero del 2021, este registraría un caudal máximo de 4350 bbl/día el cual a raíz del tiempo tiene una declinación considerable, no obstante, su cierre se daría

a finales del 2022 por el alto corte de agua alcanzado y registrando producción de petróleo igual a 167 bbl/día.

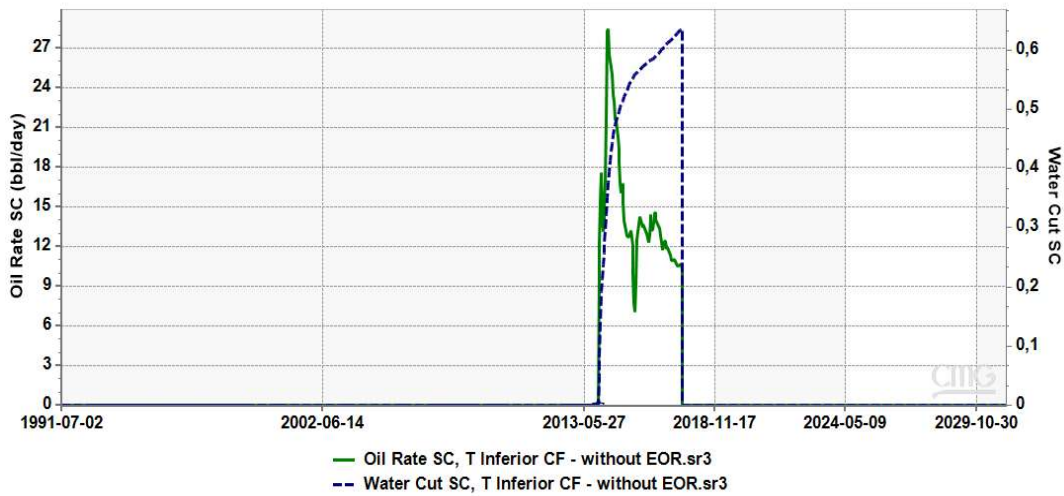


Figura 139. Tasa de producción de petróleo y corte de agua, Pozo FRN-001R, T inferior, Sin EOR

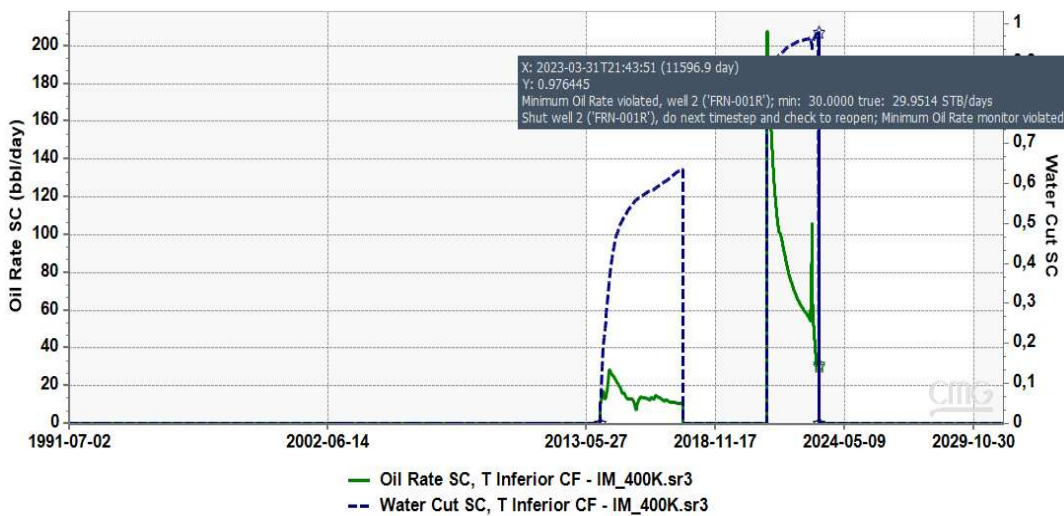


Figura 140. Tasa de producción de petróleo y corte de agua, Pozo FRN-001R, T inferior Con EOR

Fuente: (CMG, 2021)

De manera similar al pozo FRN-005R, este también es cerrado debido a los límites económicos, por lo cual sin influencia de la inyección inmisible este tendría de estado cerrado. Por lado extremo, influenciado en la inyección este tendría una producción de petróleo en el 2021 igual a 203 bbl/día. Este pozo cerraría por las dos condiciones económicas a finales de marzo del 2023.

CAPÍTULO V

ANÁLISIS ECONÓMICO

5.1. FACTIBILIDAD ECONÓMICA DEL CAMPO FRONTERA

5.1.1. Producción de petróleo, agua, y fluido.

Las producciones que se toman en cuenta para el presente análisis económico son:

- ✓ Caso Base (sin implementar método EOR)
- ✓ Caso Inmiscible (método EOR implementado)

Debido a que en la implementación del método EOR se consideró 3 tasas de inyección, los valores de producción a utilizar son con los cuales se obtuvo el mejor factor de recobro de petróleo. Los valores de producción considerados son presentados en la Tabla 35 (U inferior) y Tabla 36 (T inferior).

Tabla 35. Producción de Petróleo, Agua, Caso base - Caso inmiscible, U inferior

Año	Producción acumulada, anual (Bbl)					
	Caso Base		Caso Inmiscible		Caso Inmiscible – Caso Base	
	Petróleo	Agua	Petróleo	Agua	Petróleo	Agua
2021	0	0	34144	216314,7969	34144	216314,7969
2022	0	0	35678	211953,2813	35678	211953,2813
2023	0	0	34825	202547,3125	34825	202547,3125
2024	0	0	34431	196908,8438	34431	196908,8438
2025	0	0	33822	190639,9375	33822	190639,9375
2026	0	0	33334	185589,3906	33334	185589,3906
2027	0	0	32848	180798,4375	32848	180798,4375
2028	0	0	32451	177080,5	32451	177080,5
2029	0	0	31905	172995,7969	31905	172995,7969
2030	0	0	31477,99805	169849,1875	31477,99805	169849,1875

Fuente: CMG. (2021)

Tabla 36. Producción de Petróleo, Agua, Caso base - Caso inmisible, T inferior

Año	Producción acumulada, anual (Bbl)					
	Caso Base		Caso Inmisible		Caso Inmisible – Caso Base	
	Petróleo	Agua	Petróleo	Agua	Petróleo	Agua
2021	42657	339983,34	1851887,8	14018115	1809230,75	13678131,7
2022	36342	259359,5	671575,25	10136856	635233,25	9877496,5
2023	31112,00	94651,99	313103,21	6257329	281991,22	6162677,09
2024	26844	83155,05	215081,51	6181432,5	188237,51	6098277,45
2025	23133	73470,74	166540,98	5833619,5	143407,98	5760148,76
2026	20088	65444,27	89124,53	2755225,75	69036,53	2689781,48
2027	17471	58202,36	85707,88	2762374,25	68236,88	2704171,90
2028	15331	52017,75	87978,59	2762474,75	72647,59	2710457,00
2029	13419,0	46295,04	91898,20	2807380,5	78479,20	2761085,47
2030	11867	41720,31	86360,88	2768819	74493,88	2727098,69

Fuente: CMG. (2021)

Como se puede observar en la tabla anterior, existe una producción referente a la diferencia de los 2 casos, esto debido a que se debe estimar los indicadores económicos acorde al aumento de la producción debido a la implementación del método EOR, por lo que dicha diferencia es la que se usa en los cálculos próximos a realizar.

5.1.2. Precio de petróleo.

Conociendo que el precio del petróleo es fluctuante, no se considera el precio actual del mismo, sino los precios estimados por (EIA, 2021) desde el 2021 al 2030; mismos valores que pueden ser observados en la Tabla 37.

Tabla 37. Precio de Petróleo, pronóstico

Año	Precio de petróleo		
	Bajo	Referencial	Alto
2021	30,00	44,00	73,00
2022	29,00	48,00	87,00
2023	31,00	53,00	98,00
2024	32,00	56,00	107,00
2025	34,00	59,00	113,00
2026	34,00	61,00	116,00
2027	35,00	64,00	119,00
2028	35,00	66,00	125,00
2029	35,00	68,00	128,00
2030	35,00	71,00	132,00

Fuente: (EIA, 2021)

5.1.3. Inyección de N₂.

Los volúmenes utilizados en el método EOR, son los mostrados en la Tabla 38 (U inferior) y Tabla 39 (T inferior), los cuales sirven para estimar el costo de inyección de N₂.

Tabla 38. Inyección de N₂, U inferior

Año	Inyección de N ₂ PC
2021	255500000
2022	255500000
2023	256200000
2024	255500000
2025	255500000
2026	255500000
2027	255500000
2028	256200000
2029	255500000
2030	255500000

Tabla 39. Inyección de N₂, T inferior

Año	Inyección de N ₂ PC
2021	292000000
2022	292000000
2023	292000000
2024	292800000
2025	292000000
2026	292000000
2027	292000000
2028	292800000
2029	292000000
2030	292000000

Fuente: (CMG, 2021)

5.1.4. Precio de N₂ para inyección.

Se considera el valor considerado por (Romo, 2018) correspondiente a 2,78 USD por cada 1000 pie cubico, mismo que para facilidad de cálculos se toma como 0,00278 USD por cada pie cúbico.

5.1.5. Costos de producción, workover y perforación.

Los costos de producción tanto de agua como de petróleo, al igual que los valores promedios de workover y de perforación, Tabla 40, donde el costo promedio de Workover considera las acciones de Pulling, repunzonamiento, estimulación matricial y fracturamiento; los cuales fueron los últimos trabajos de reacondicionamiento realizados en el activo Libertador, estos detallados en el trabajo de (Madrid, 2018)

Tabla 40. Costo de producción, workover y perforación

Parámetros	Costo	Unidades
Producción de Petróleo	8,8	USD/Barril
Producción de Agua	0,4	USD/Barril
Workover	210737,578	USD
Perforación	6'650000	USD

Fuente: (Madrid, 2018)

Cabe recalcar que la perforación de FRN-006 no se realiza por completo, sino desde su target U inferior hasta el nuevo objetivo que es T inferior, para ellos se considera como valor practico de 1'500000 USD, tomando en cuenta perforación, completación.

5.1.6. Costo implementación método EOR.

Considerando que el costo de implementación del EOR tiene en cuenta diversos puntos, se referencia los valores presentes en el trabajo de (Romo, 2018) que se contemplan en la Tabla 41.

Tabla 41. Costo de Implementación de método EOR

Parámetros	Costo (USD)
Materiales, herramientas e instalación de equipo	3326000
Equipo de cada pozo inyector	2210000
Conexión estación y pozos inyectores	4350000

Fuente: (Romo, 2018)

Debido a la limitada información, se tiene en cuenta la data referencia considerando que fueron usadas en el caso estudio para el Activo Lago Agrio (el cual es adyacente al activo Libertador que es compuesto por campos en el cual se enlista a Frontera); está manejada como data referencial – práctica.

5.1.7. Costo conversión de Pozo productor a inyector.

Considerando que existen pozos productores inactivos que se usarán como inyectores, se considera los siguientes valores referenciales, Tabla 42, los cuales fueron tomados de (Bustamante, 2019)

Tabla 42. Costos por operaciones en conversión de pozo productor a inyector

Parámetros	Costo (USD)
Completación y Workover	1159000
Facilidades	1641913

Fuente: (Bustamante, 2019)

5.1.8. Tasa de Inflación.

Para estimar un valor actualizado referencial, se toma en cuenta los valores de inflación mensual del 2020 debido al reciente término del año, para así determinar su promedio, por lo cual se usa los valores presentes en la Tabla 43.

Tabla 43. Tasa de inflación nacional

Mes	Tasa de inflación (%)
Enero	0,23
Febrero	-0,15
Marzo	0,2
Abril	1,00
Mayo	-0,26
Junio	-0,62
Julio	-0,61
Agosto	-0,32
Septiembre	-0,16
Octubre	-0,19
Noviembre	-0,01
Diciembre	-0,03
Promedio	-0,07667

Fuente: (BCE, 2020)

5.1.9. Tasa de interés pasiva efectivas referenciales por plazo.

Este valor es utilizado para determinar la Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento, esta tasa de interés pasiva efectiva es considerada un plazo mayor a 360, el cual es igual a 8,00%.

5.1.10. Tasa Mínima Aceptable de Rendimiento.

El valor de TMAR a utilizar es de 19,93 %; donde la ganancia de la inversionista considerada es del 12%.

5.1.11. Indicadores económicos.

Una vez descritos los valores que se consideraran en los cálculos se procede a determinar los indicadores económicos, los cuales son:

- ✓ Valor Presente Neto (VPN)
- ✓ Tasa Interna de Retorno (TIR); y
- ✓ Relación Costo Beneficio (CB)

5.1.12. Valor Presente Neto (VPN)

Como se manifestó anteriormente, los indicadores económicos son determinados considerando la producción entre la diferencia del Caso Inmiscible y Caso Base.

5.1.12.1. U inferior.

Las Tablas 44, Tabla 45 y Tabla 46, muestran los flujos de efectivos y VPN obtenidos en la producción de la arena U inferior, para los diferentes costos de venta del barril de petróleo según la Tabla 37.

Cabe recalcar que en inversión no se considera el valor de materiales, herramientas e instalación de equipo descritos en la tabla 41, debido a que este rubro ya es considerado en la Arena T inferior (arena que según resultados de simulación brinda los mejores valores de producción).

Como se puede ver, los valores de VPN para cada una de las tablas son negativos debido a que las tasas de producción con su respectivo precio de venta del barril de petróleo no son lo suficiente para generar ingresos que satisfagan al menos, la inversión realizada.

5.1.12.2. T inferior.

Los cálculos de VPN considerandos para esta arena están basados bajo los mismos escenarios de precio de venta del barril de petróleo que U inferior.

Considerando un precio bajo de petróleo se puede observar que el valor de VPN es un valor positivo igual a 13245993,93 USD, sin embargo, se logra evidenciar que a partir del 6to año los flujos efectivos son negativos, Tabla 47.

Comportamiento similar se evidencia en el VPN (52634729,41 USD) cuando se aplica un precio referencial de petróleo, no obstante, acá en ningún periodo se obtiene flujos de efectivos negativos, Tabla 48.

El mejor resultado del VPN se obtiene con un precio alto de petróleo, el valor determinado fue de 133720255,5 USD, Tabla 49.

5.1.13. Tasa Interna de Retorno (TIR).

5.1.13.1. *U inferior.*

Los valores de la TIR para cada uno de los escenarios de la evaluación económica son diferentes, Tabla 50, mismos que son descritos a continuación.

Escenario de precio bajo de petróleo: debido a que los flujos de efectivos son negativos para cada periodo, la fórmula no permite arrojar un resultado de tasa de interés en el cual el VPN del proyecto sea 0.

Escenario de precio referencial de petróleo: debido a que existe un periodo negativo de flujo, y los valores flujo de efectivo netos positivos aún son relativamente bajos, este genera un TIR negativo.

Escenario de precio alto de petróleo: En este escenario debido a un precio de venta optimista del barril de petróleo ya se brinda un TIR igual a 16 % positivo, sin embargo, esta tasa es menor a la TMAR.

5.1.13.2. *T inferior.*

Los valores obtenidos de tasa interna de retorno son mostrados en la Tabla 51, que son calculadas con los valores de Flujo de efectivo neto mostrados en las tablas de VPN respectivas.

Evidentemente, la inversión y costos para cada escenario son los mismos, sin embargo, los flujos de efectivos cambian acorde al precio de petróleo considerado, entonces el TIR aumenta al igual al aumento del precio de venta del barril del petróleo.

Como se puede observar en la Tabla 51, los valores de TIR son mayores al TMAR considerado igual a 19,93 %.

5.1.14. Relación Costo Beneficio (CB).

5.1.14.1. U inferior.

Conociendo los resultados de VPN y las TIR se puede inferir que los egresos son mucho mayores que los ingresos, y por ende su relación costo beneficio no será buena para la implementación del proyecto, los resultados son mostrados en la Tabla 52.

5.1.14.2. T inferior.

Los valores Costo Beneficio son determinados considerando los ingresos y egresos presentes netos, durante el tiempo total de análisis del proyecto para los respectivos cálculos del VPN. Los valores determinados son presentados en la Tabla 53.

Tabla 44. VAN – Precio bajo de petróleo, U inferior

t	Tiempo	Ingresos		Egresos							Flujo de efectivo		Flujos de efectivo actualizado	
		Precio petróleo	Ingresos venta	Costos operativos de producción			Costo de inyección				i	19,92333333		
Año	USD/BP	USD	Costo/barril petróleo	Costo/barril agua	Costo (Producción anual de fluido)	Costo de Inyección de N2	Costo de Inyección anual de N2	Inversión (EOR)	Costo de WO	Flujo de efectivo Neto	Ingresos Presentes Netos	Egresos Presentes Netos	USD	
0	2020		0	8,8	0,4	0	0,00278	0	9360913	0	-9360913	0	9360913	-9360913
1	2021	30,00	1024320	8,8	0,4	386993,1188	0,00278	710290	0	421475,156	-494438,274	854145,7042	1266441,011	-412295,3065
2	2022	29,00	1034662	8,8	0,4	398747,7125	0,00278	710290	0	421475,156	-495850,868	719434,2612	1064215,555	-344781,294
3	2023	31,00	1079575	8,8	0,4	387478,925	0,00278	712236	0	421475,156	-441615,081	625953,0279	882007,769	-256054,7411
4	2024	32,00	1101792	8,8	0,4	381756,3375	0,00278	710290	0	421475,156	-411729,493	532702,6397	731768,6958	-199066,0561
5	2025	34,00	1149948	8,8	0,4	373889,575	0,00278	710290	0	421475,156	-355706,731	463617,4191	607025,5007	-143408,0816
6	2026	34,00	1133356	8,8	0,4	367574,9563	0,00278	710290	0	421475,156	-365984,112	381016,865	504055,0976	-123038,2326
7	2027	35,00	1149680	8,8	0,4	361381,775	0,00278	710290	0	421475,156	-343466,931	322293,1953	418578,2961	-96285,10079
8	2028	35,00	1135785	8,8	0,4	356401	0,00278	712236	0	421475,156	-354327,156	265501,2665	348328,834	-82827,56743
9	2029	35,00	1116675	8,8	0,4	349962,3188	0,00278	710290	0	421475,156	-365052,474	217667,4905	288825,2186	-71157,72813
10	2030	35,00	1101729,932	8,8	0,4	344946,0578	0,00278	710290	0	421475,156	-374981,282	179076,35	240026,2048	-60949,85477
												VPN (USD)		-11150776,96

Tabla 45. VAN – Precio referencial de petróleo, U inferior

		Ingresos				Egresos				Flujo de efectivo				
Tiempo		Costos operativos de producción				Costo de inyección		Inversión	Costo de	Flujo de	i	19,92333333	Flujos de	
t	Año	Precio petróleo	Ingresos venta	Costo/barril petróleo	Costo/barril agua	Costo (Producción anual de fluido)	Costo de Inyección de N2	Costo de Inyección anual de N2	(EOR)	WO	efectivo Neto	Ingresos Presentes Netos	Egresos Presentes Netos	efectivo actualizado
		USD/BP	USD	USD/B	USD/B	USD	USD/PC	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD
0	2020		0	8,8	0,4	0	0,00278	0	9360913	0	-9360913	0	9360913	-9360913
1	2021	44,00	1502336	8,8	0,4	386993,1188	0,00278	710290	0	421475,156	- 16422,27475	1252747,033	1266441,011	-13693,97789
2	2022	48,00	1712544	8,8	0,4	398747,7125	0,00278	710290	0	421475,156	182031,1315	1190787,743	1064215,555	126572,1875
3	2023	53,00	1845725	8,8	0,4	387478,925	0,00278	712236	0	421475,156	324534,919	1070177,757	882007,769	188169,9884
4	2024	56,00	1928136	8,8	0,4	381756,3375	0,00278	710290	0	421475,156	414614,5065	932229,6195	731768,6958	200460,9237
5	2025	59,00	1995498	8,8	0,4	373889,575	0,00278	710290	0	421475,156	489843,269	804512,5802	607025,5007	197487,0795
6	2026	61,00	2033374	8,8	0,4	367574,9563	0,00278	710290	0	421475,156	534033,8877	683589,0814	504055,0976	179533,9838
7	2027	64,00	2102272	8,8	0,4	361381,775	0,00278	710290	0	421475,156	609125,069	589336,1286	418578,2961	170757,8325
8	2028	66,00	2141766	8,8	0,4	356401	0,00278	712236	0	421475,156	651653,844	500659,5311	348328,834	152330,6972
9	2029	68,00	2169540	8,8	0,4	349962,3188	0,00278	710290	0	421475,156	687812,5252	422896,8386	288825,2186	134071,62
10	2030	71,00	2234937,861	8,8	0,4	344946,0578	0,00278	710290	0	421475,156	758226,6475	363269,1672	240026,2048	123242,9624
													VPN (USD)	-7901979,703

Tabla 46. VAN – Precio alto de petróleo, U inferior

Tiempo		Ingresos			Egresos				Flujo de efectivo					
t	Año	Precio petróleo USD/BP	Ingresos venta USD	Costos operativos de producción			Costo de inyección		Inversión (EOR) USD	Costo de WO USD	Flujo de efectivo Neto USD	i	19,92333333	Flujos de efectivo actualizado USD
				Costo/barril petróleo USD/B	Costo/barril agua USD/B	Costo (Producción anual de fluido) USD	Costo de Inyección de N2 USD/PC	Costo de Inyección anual de N2 USD				Ingresos Presentes Netos USD	Egresos Presentes Netos USD	
0	2020		0	8,8	0,4	0	0,00278	0	9360913	0	-9360913	0	9360913	-9360913
1	2021	73,00	2492512	8,8	0,4	386993,1188	0,00278	710290	0	421475,156	973753,7252	2078421,214	1266441,011	811980,2028
2	2022	87,00	3103986	8,8	0,4	398747,7125	0,00278	710290	0	421475,156	1573473,132	2158302,784	1064215,555	1094087,228
3	2023	98,00	3412850	8,8	0,4	387478,925	0,00278	712236	0	421475,156	1891659,919	1978819,249	882007,769	1096811,48
4	2024	107,00	3684117	8,8	0,4	381756,3375	0,00278	710290	0	421475,156	2170595,507	1781224,452	731768,6958	1049455,756
5	2025	113,00	3821886	8,8	0,4	373889,575	0,00278	710290	0	421475,156	2316231,269	1540846,128	607025,5007	933820,6275
6	2026	116,00	3866744	8,8	0,4	367574,9563	0,00278	710290	0	421475,156	2367403,888	1299939,893	504055,0976	795884,7949
7	2027	119,00	3908912	8,8	0,4	361381,775	0,00278	710290	0	421475,156	2415765,069	1095796,864	418578,2961	677218,5679
8	2028	125,00	4056375	8,8	0,4	356401	0,00278	712236	0	421475,156	2566262,844	948218,809	348328,834	599889,975
9	2029	128,00	4083840	8,8	0,4	349962,3188	0,00278	710290	0	421475,156	2602112,525	796041,108	288825,2186	507215,8894
10	2030	132,00	4155095,742	8,8	0,4	344946,0578	0,00278	710290	0	421475,156	2678384,528	675373,6629	240026,2048	435347,4581
												VPN (USD)	-1359201,02	

Tabla 47. VAN – Precio bajo de petróleo, T inferior

Tiempo		Ingresos		Egresos					Flujo de efectivo			Flujos de efectivo actualizado		
		Precio petróleo	Ingresos venta	Costos operativos de producción		Costo de inyección			Inversión (EOR)	Costo de WO	Flujo de efectivo Neto		i	
t	Año	USD/BP	USD	Costo/barril petróleo	Costo/barril agua	Costo (Producción anual de fluido)	Costo de Inyección de N2	Costo de Inyección anual de N2	USD	USD	USD	Ingresos Presentes Netos	Egresos Presentes Netos	USD
				USD/B	USD/B	USD	USD/PC	USD				USD	USD	
0	2020		0	8,8	0,4	0	0,00278	0	19197826	0	-19197826	0	19197826	-19197826
1	2021	30,00	54276922,5	8,8	0,4	21392483,26	0,00278	811760	0	1053687,89	31018991,35	45259684,66	19393999,9	25865684,75
2	2022	29,00	18421764,25	8,8	0,4	9541051,2	0,00278	811760	0	842950,312	7226002,738	12809253,99	7784778,423	5024475,569
3	2023	31,00	8741727,721	8,8	0,4	4946593,511	0,00278	811760	0	421475,156	2561899,054	5068578,779	3583153,061	1485425,718
4	2024	32,00	6023600,5	8,8	0,4	4095801,119	0,00278	813984	0	421475,156	692340,2254	2912335,438	2577597,606	334737,8322
5	2025	34,00	4875871,469	8,8	0,4	3566049,766	0,00278	811760	0	421475,156	76586,54725	1965774,927	1934898,003	30876,92433
6	2026	34,00	2347242,063	8,8	0,4	1683434,066	0,00278	811760	0	210737,578	-358689,5811	789106,6992	909692,6225	-120585,9233
7	2027	35,00	2388290,898	8,8	0,4	1682153,327	0,00278	811760	0	210737,578	-316360,0061	669516,6524	758202,7888	-88686,13635
8	2028	35,00	2542665,781	8,8	0,4	1723481,627	0,00278	813984	0	210737,578	-205537,4233	594373,9222	642420,3801	-48046,45792
9	2029	35,00	2746772,075	8,8	0,4	1795051,168	0,00278	811760	0	210737,578	-70776,67078	535413,6024	549209,7206	-13796,11822
10	2030	35,00	2607285,625	8,8	0,4	1746385,575	0,00278	811760	0	210737,578	-161597,528	423790,9671	450057,2004	-26266,23336
													VPN (USD)	13245993,93

Tabla 48. VAN – Precio referencial de petróleo, T inferior

Tiempo		Ingresos			Egresos					Flujo de efectivo			Flujos de efectivo actualizado	
		Precio petróleo	Ingresos por venta	Costos operativos de producción		Costo de inyección		Inversión (EOR)	Costo WO	Flujo de efectivo Neto	i	19,92333333		
t	Año	USD/BP	USD	Costo/barril petróleo	Costo/barril agua	Costo (Producción anual de fluido)	Costo de Inyección de N2	Costo de Inyección anual de N2	USD	USD	USD	USD	USD	USD
0	2020		0	8,8	0,4	0	0,00278	0	19197826	0	-19197826	0	19197826	-19197826
1	2021	44,00	79606153	8,8	0,4	21392483,26	0,00278	811760	0	1053687,89	56348221,85	66380870,83	19393999,9	46986870,93
2	2022	48,00	30491196	8,8	0,4	9541051,2	0,00278	811760	0	842950,312	19295434,49	21201523,85	7784778,423	13416745,43
3	2023	53,00	14945534,49	8,8	0,4	4946593,511	0,00278	811760	0	421475,156	8765705,823	8665634,687	3583153,061	5082481,626
4	2024	56,00	10541300,88	8,8	0,4	4095801,119	0,00278	813984	0	421475,156	5210040,6	5096587,017	2577597,606	2518989,411
5	2025	59,00	8461071,078	8,8	0,4	3566049,766	0,00278	811760	0	421475,156	3661786,157	3411197,668	1934898,003	1476299,665
6	2026	61,00	4211228,406	8,8	0,4	1683434,066	0,00278	811760	0	210737,578	1505296,763	1415750,254	909692,6225	506057,6319
7	2027	64,00	4367160,5	8,8	0,4	1682153,327	0,00278	811760	0	210737,578	1662509,595	1224259,022	758202,7888	466056,2328
8	2028	66,00	4794741,188	8,8	0,4	1723481,627	0,00278	813984	0	210737,578	2046537,983	1120819,396	642420,3801	478399,016
9	2029	68,00	5336585,746	8,8	0,4	1795051,168	0,00278	811760	0	210737,578	2519037	1040232,142	549209,7206	491022,4212
10	2030	71,00	5289065,125	8,8	0,4	1746385,575	0,00278	811760	0	210737,578	2520181,972	859690,2475	450057,2004	409633,047
													VPN (USD)	52634729,41

Tabla 49. VAN – Precio alto de petróleo, T inferior

Tiempo		Ingresos			Egresos				Flujo de efectivo			Flujos de efectivo actualizado		
		Precio petróleo	Ingresos venta	Costos operativos de producción		Costo de inyección		Inversión	Costo WO	Flujo de efectivo Neto	i		19,92333333	
t	Año	USD/BP	USD	USD/B	USD/B	Costo (Producción anual de fluido) USD	Costo de Inyección de N2 USD/PC	Costo de Inyección anual de N2 USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD
0	2020		0	8,8	0,4	0	0,00278	0	19197826	0	-19197826	0	19197826	-19197826
1	2021	73,00	132073844,8	8,8	0,4	21392483,26	0,00278	811760	0	1053687,89	108815913,6	110131899,3	19393999,9	90737899,43
2	2022	87,00	55265292,75	8,8	0,4	9541051,2	0,00278	811760	0	842950,312	44069531,24	38427761,98	7784778,423	30642983,55
3	2023	98,00	27635139,25	8,8	0,4	4946593,511	0,00278	811760	0	421475,156	21455310,58	16023249,04	3583153,061	12440095,98
4	2024	107,00	20141414,17	8,8	0,4	4095801,119	0,00278	813984	0	421475,156	14810153,9	9738121,621	2577597,606	7160524,015
5	2025	113,00	16205102,23	8,8	0,4	3566049,766	0,00278	811760	0	421475,156	11405817,31	6533310,788	1934898,003	4598412,785
6	2026	116,00	8008237,625	8,8	0,4	1683434,066	0,00278	811760	0	210737,578	5302305,981	2692246,385	909692,6225	1782553,763
7	2027	119,00	8120189,055	8,8	0,4	1682153,327	0,00278	811760	0	210737,578	5415538,15	2276356,618	758202,7888	1518153,83
8	2028	125,00	9080949,219	8,8	0,4	1723481,627	0,00278	813984	0	210737,578	6332746,014	2122764,008	642420,3801	1480343,628
9	2029	128,00	10045337,87	8,8	0,4	1795051,168	0,00278	811760	0	210737,578	7227789,129	1958084,032	549209,7206	1408874,311
10	2030	132,00	9833191,5	8,8	0,4	1746385,575	0,00278	811760	0	210737,578	7064308,347	1598297,361	450057,2004	1148240,161
												VPN (USD)	133720255,5	

Tabla 50. TIR, U inferior

TIR (%)	Descripción
NA	Precio bajo de petróleo
-9,37	Precio referencial de petróleo
16,15	Precio alto de petróleo

Tabla 51. TIR, T inferior

TIR (%)	Descripción
86,10	Precio bajo de petróleo
229,21	Precio referencial de petróleo
507,98	Precio alto de petróleo

Tabla 52. CB, U inferior

Ingresos Presentes Netos (USD)	Egresos Presentes Netos (USD)	CB	Descripción
4561408,219	15712185,18	3,44459	Precio bajo de petróleo
7810205,479	15712185,18	2,01175	Precio referencial de petróleo
14352984,16	15712185,18	1,09470	Precio alto de petróleo

Tabla 53. CB, T inferior

Ingresos Presentes Netos (USD)	Egresos Presentes Netos (USD)	CB	Descripción
71027829,64	57781835,71	0,81351	Precio bajo de petróleo
110416565,1	57781835,71	0,52331	Precio referencial de petróleo
191502091,2	57781835,71	0,30173	Precio alto de petróleo

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- ✓ De acuerdo con la comparación de los métodos EOR, el más apropiado mostraba ser la inyección de gases inmiscibles con un 100% de aplicabilidad para la arena U Inferior y entre un 83% a 94% para la arena T Inferior. Sin embargo, al realizar la simulación los resultados fueron más favorables para la arena T Inferior, esto debido a que en el análisis solo se consideraron ciertos parámetros de roca y fluido, en cambio para la simulación ya se contaba con un historial de producción y datos más específicos que nos ayudaron a entender mejor las condiciones de las arenas del campo Frontera.
- ✓ El modelo aplicado para la simulación de yacimientos es realizado bajo el historial de producción a la fecha de julio 2017 acorde a las arenas productoras del campo, no se disponía de los archivos digitales del historial de producción por pozo y por arena que permita un mejor ajuste de la producción ya que la información disponible por pozo consideraba la producción combinada de las dos arenas y dicha información disponible era hasta el 2014, mientras que la anterior data estaba más actualizada.
- ✓ La implementación de uno o dos pozos inyectores influye considerablemente en el factor de recobro que puede alcanzar la arena T inferior en diez años por influencia del método EOR aplicado, en la cual existió una diferencia del 7%. No fue el caso de la arena U inferior donde inmediatamente se presentó una desfavorable respuesta con sólo un pozo inyector, consecuencia por la cual no se planteó implementar un pozo adicional para inyectar.
- ✓ El límite de tasa de inyección para el modelo-arena T inferior fue de 400000 ft³/día por pozo inyector, debido a que con una tasa de 500000 ft³/día se observó un efecto adverso al esperado por la inyección inmiscible, logrando como factor de recobro de petróleo igual a 60,16 y 54,36 %, respectivamente.

- ✓ En el modelo-arena U inferior, la respuesta del factor de recobro está en un rango de incremento de 2 % en ambas tasas de inyección de 300000 y 400000 ft³/día; en donde las tasas de producción de fluido de interés indicaron que no es factible la aplicación de la inyección de gas inmisible y esto se robustece con el comportamiento del petróleo disponible antes y después del método EOR, que concluyeron que no presentó una correcta eficiencia de desplazamiento.
- ✓ El proyecto de implementación EOR en la arena U inferior no resulta rentable en los 3 escenarios analizados (bajo, referencial y alto precio de venta del barril de petróleo). A pesar de que en el caso de precio alto de petróleo de un TIR positivo pues este menos debería ser mayor al TMAR para poder ser tomado en cuenta.
- ✓ El proyecto de implementación EOR en la arena T inferior resulta rentable en los 3 escenarios analizados (bajo, referencial y alto precio de venta del barril de petróleo). Sin embargo, con el precio bajo del petróleo se espera que en el 6to año los flujos de efectivo sean negativos, pero relativamente bajos comparados con los flujos de efectivos de los años anteriores.

6.2. RECOMENDACIONES

- ✓ Solicitar a las autoridades de Facultad y Universidad Estatal Península de Santa Elena las gestiones pertinentes ante las diversas instituciones estatales – privadas para que los estudiantes de la carrera de ingeniería en petróleo tengan acceso a información de los campos petroleros ecuatorianos que permitan el desarrollo de proyectos investigativos tanto para trabajos de titulación como artículos científicos.
- ✓ Reajustar los modelos que permitan una mejor definición del mismo, debido a que parámetros tales como: porosidad, permeabilidad fueron considerados como constantes, cuando en realidad estos varían en el área de estudio, además de no poseer datos tales como: registro histórico de producción actualizada, mapas sísmicos, eventos de workover; información importante para el modelamiento estático – dinámico de yacimientos.
- ✓ Realizar pruebas de inyectividad en campo que permitan una mejor definición de la presión y tasa de inyección, recalando que se debe precautelar el no fracturamiento de la arena, y que la presión mínima de miscibilidad no se puede alcanzar debido a que en pozos adyacentes con características similares tiene en promedio 5424 Psi,

cuando la presión de las arenas es de: 3800 (U inferior) y 3600 (T inferior), Psi aproximadamente.

- ✓ Considerar el castigo del petróleo acorde al crudo referencial West Texas Intermediate (WTI), mismo que no fue ajustado debido a la no disponibilidad de la fórmula actualizada en el año 2017. Sin embargo, cabe recalcar que el crudo referencial es de 39,6 API mientras que el promedio de densidad de las dos arenas productoras del Campo Frontera es de: 34,5.
- ✓ Corroborar los resultados obtenidos mediante el reajuste o reactualización de los modelos del campo Frontera, para realizar un mejor análisis técnico – económico que permita evaluar la implementación de la inyección inmisible en el campo.

BIBLIOGRAFÍA

Abdallah, W., Buckley, J., Carnegie, A. & (Eds.). (2007). Oilfield Review, Fundamentos de mojabilidad.

Abdulrazag, Y & Reyadh, A. (15/03/2007). Society of petroleum engineers. Possible Alteration of Tight Limestone Rocks Properties and the Effect of Water Shielding on the Performance of Supercritical CO2 Flooding for Carbonate Formation”

Ahmed, T (2000). Reservoir Engineering Handbook. Edition third edtion. Houston, Texas – EE. UU

Aihe. (2020). AIHE - El petróleo en cifras 2019. Recuperado el 15 de noviembre del 2020 de <https://www.aihe.org.ec/wp-content/uploads/2020/05/Petroleo-en-Cifras-2019.pdf>

Aljabri, R., Rousseau, D & Renard, I. (2018). Society of Petroleum Engineers Experimental Study of Surfactant Polymer for a Heavy Oil Field in South of Oman.

Amott, E (1959). Observation Relating to the Wettability of porous rock, trans. AIME 216, p.162

Ávila, J. (2015). Dspace en ESPOL. Estudio de la Aplicación de Métodos Químicos en la Arena UI, Mediante la Plataforma Petrel para Evaluar el Factor de Recobro. Recuperado el 11 de enero del 2021 de <https://www.dspace.espol.edu.ec/retrieve/90959/D-70134.pdf>

Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). La cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Quito, Ecuador: PETROECUADOR.

Bailey, R & Curtis, L. (1984). Enhanced Oil Recovery; National Petroleum Council; Washington, D.C., Estados Unidos, edition: Op. Cit. Chiericci

Banco Central del Ecuador. (10/2019). Reporte del sector petrolero, subgerencia de programación y regulación dirección nacional de síntesis macroeconómica.

Banco Central del Ecuador. (01/2021). Inflación Mensual Nacional, recuperado el 28 de diciembre del 2020 de

<https://contenido.bce.fin.ec/documentos/Estadisticas/SectorMonFin/TasasInteres/Indice.htm>

Banco Central del Ecuador. (12/2020). Inflación Mensual Nacional, recuperado el 28 de diciembre del 2020 de <https://sintesis.bce.fin.ec/BOE/OpenDocument/2011010922/OpenDocument/opendoc/openDocument.faces?logonSuccessful=true&shareId=0>

Barkley, A. (2009). ANALYSIS OF SELECTION CRITERIA FOR IMPROVED RECOVERY METHODS. Recuperado el 16 de enero del 2021 de: <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/16340/An%C3%A1lisis%20de%20criterios%20de%20selecci%C3%B3n%20de%20m%C3%A9todos%20de%20recuperaci%C3%B3n%20mejorada.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Barston, W. (09/1976). “Inert Gas Systems for Secondary Recovery”, artículo ASME76-Pet-86, presentado en la Conferencia de la Junta de Ingeniería. Mecánica Petrolera, Ciudad de México.

Bobek, J. (1958). Reservoir Rock Wettability, Its Significance and Evaluation, trans. AIME 213, pag.155

Bolaños, J & Pinto, G. (2016). Revistadigitaluce. Development of software for the selection of improved oil recovery methods

Brill, JP & Beggs, HD. (1984). Two-Phase Flow in Pipes, tercera edición. Tulsa, Oklahoma: Universidad de Tulsa.

Bustamante, L. (2019). Conversión de un Pozo Productor en Inyector, mediante una Gestión Integrada de Recursos, editorial: Escuela Politécnica Nacional. Quito-Ecuador.

Carrero, I. (2015). Market Study on Surfactants. Recuperado el 12 de enero del 2021 de <https://curiosoando.com/surfactante-o-tensioactivo-anionico>.

Carway, G & Lowery, J. (28/07/1990). “Generating Flue Gas for Injection Releases Sales Gas”, Oil and Gas Journal, p. 126-136.

Cavanzo, E., Muñoz, S & Ordoñez, A. (24/06/2016). El reventón energético. Combustión insitu húmeda, alternativa para el recobro de Colombia.

Clancy, J., Gilchrist, R., Cheng & Bywater, D. (06/1985). “Analysis of Nitrogen-Injection Projects to Develop Screening Guides and Offshore Design Criteria”, JPT SPE 11902, p. 1097-1104

CMG. (2021). Computer Modeling Group Ltd. © Copyright 2021 Computer Modeling Group Ltd.

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (10/08/2015). El futuro de la producción de petróleo – Recuperación avanzada y mejorada EOR-IOR, p.10

Curtis, C., Decoster, E., Huggins et al. (2003). Oilfield Review - Yacimientos de petróleo pesado.

Denoyelle, L., Bardon, C & Couve de Murville. (02/1988). “Interpretation of a CO₂/N₂Injection Field Tests in a Moderately Fractured Carbonated Reservoir”, SPE Reservoir Engineering, No. 14942, p. 220-226

Donaldson, E., Chilingarian, G & Fuyen, T. (1985). Enhanced oil recovery I. Fundamentals and analyses. Editorial Elsevier science publishers B.V.

Douglas, A & Bánzer, S. (2002). Recuperación térmica de petróleo. Caracas – Venezuela.

Ecopetrol. (2013). SlidePlayer, recuperación mejorada. Recuperado el 05 de enero del 2021 de <https://slideplayer.es/slide/3147276/>

EIA, U.S. (2021). Energy Information Administration. Annual Energy. Washington, DC-EE.UU.

Elsharkawy, Poettmann & Christiansen. (22/04/1992). Minimum Miscibility Pressure Measurement: Thin Tube or Rising Bubble Method. Documento presentado en el Simposio de recuperación de petróleo mejorada de SPE / DOE, abril de 1992. Número de papel: SPE-24114-MS <https://doi.org/10.2118/24114-MS>. Tulsa, Oklahoma-EE. UU.

Energy Insights. (1996). Información obtenida el 10 de enero del 2021 de <https://www.mckinseyenergyinsights.com/resources/refinery-reference-desk/specific->

Lake, L. (1989). Enhanced oil recovery. United States: N.p., 1989. Recuperado el 08 de enero del 2021 de <https://www.osti.gov/biblio/5112525>

Madrid, J. (/12/2018). Descripción de Reservas y Optimización de la Recuperación Final de Petróleo del Campo Frontera, editorial: Facultad de Ingeniería en Geología, Minas, Petróleos y Ambiental. Universidad Central del Ecuador. Quito-Ecuador.

Marcelo, C. (2013). Inlab. Obtenido. Recuperado el 25 de diciembre del 2020 de http://www.inlab.com.ar/pc_general.htm

McCain, W. (1990). The properties of petroleum fluids. Second edición.

Monroy, Z & Navarro, C (2008). Análisis de yacimientos sometidos a procesos de inyección WAG mediante simulación numérica.

Morberg, R., Stewart, D & Stachniak, D. (2003). The IEA weyburn CO₂ monitoring and storage project, proceedings of the 6th. International conference on greenhouse gas control technologies (GHGT – 6). Kyato – Japón.

Pacwa, M. (2011) Environmental Applications of Biosurfactants: Recent Advances. MDPI-International Journal of Molecular Sciences Int. J. Mol. Sci. 12, 633-654.

Paredes, F. (2014). PGE Petróleo & Gas. Exploración y desarrollo del campo ITT, p.33.

Paterson, V. (1978). “Optimal Experiments Recovery with N₂and CO₂”, Petroleum Engineering, Nov.

PDVSA- CIED. (2001). Simulación de Yacimientos de Petróleo Negro, edición: centro educacional y de desarrollo. Maracaibo – Venezuela.

Pedraza, H. (2012). ISSUU - Aplicabilidad de la inyección asp (alcalino surfactante polímero) para el mejoramiento de la producción de crudos pesados. Recuperado el 15 de enero del 2021 de https://issuu.com/jonathanbarrios/docs/aplicabilidad_de_la_inyecci__n_asp_

PETROAMAZONAS EP (2017). Generalidades del Campo. Quito, Ecuador.

PETROECUADOR (1999). Simulación del campo Frontera, informe final. Quito: EP PETROECUADOR.

Petrowiki. (2013). Información obtenida el 10 de enero del 2021 de https://petrowiki.spe.org/Oil_viscosity.

Ponce, R & Cruz, J. (2013). SCIELO. Experimental Study of Friction Reduction in Fluid Conduction Using Surfactants. P.3

Pozo, M. (2014). Estudio de un Campo de la Cuenca Oriente Ecuatoriana y Propuesta para su Desarrollo con Base a un Modelo de Simulación Dinámico, editorial: Facultad de Ciencias de la Ingeniería. Universidad Tecnológica Equinoccial. Quito-Ecuador.

Rangel, R. (2015). IOR-EOR: Una oportunidad histórica para México, Distrito federal.

Rivera, J. (2004). Prácticas de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. Colegio de Ingenieros, Venezuela.

Romero, L. (07/10/2012). New Brunswick - Introduction to Enhanced Oil Recovery (EOR) Processes and Bioremediation of Oil-Contaminated Sites, edition: eBook (PDF) ISBN: 978-953-51-6211-7

Romero, L. (2012). Advances in enhanced oil recovery processes. Recuperado el 02 de enero del 2021 de <https://www.intechopen.com/books/introduction-to-enhanced-oil-recovery-eor-processes-and-bioremediation-of-oil-contaminated-sites/advances-in-enhanced-oil-recovery>.

Romo, D. (2018). Selección de Métodos de EOR Óptimos en el Activo Lago Agrio, Campos Lago Agrio, Guanta - Dureno y Parahuacu, para el Diseño de su Plan Piloto, editorial: Universidad Central del Ecuador. Quito-Ecuador.

Rose, S., Buckwalter, J & Woodhall, R. (1989). Engineers, society of petroleum. The design engineering aspects of waterflooding. P. 7 – 18

Salager, J. (2005). Cuaderno fird S357C, módulo de enseñanza en fenómenos interfaciales en español. Recuperación mejorada del petróleo, p. 14 Mérida – Venezuela

Salazar, J. (10/2011). “Inyección de Nitrógeno como proceso de Recuperación de Hidrocarburos”.

Sánchez, E. (2012). Recuperación mejorada por inyección de álcali, surfactante y polímero (ASP) Universidad Nacional Autónoma de México.

Satter, A., & Iqbal, G. (2016). Petroleum reservoir simulation: a primer. Reservoir Engineering, 247–287. doi:10.1016/b978-0-12-800219-3.00015-2

SCHLUMBERGER. (2020). Oilfield glossary. Recuperado el 11 de diciembre del 2020 de https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/e/effective_permeability

SCHLUMBERGER. (2020). Oilfield glossary. Recuperado el 19 de diciembre del 2020 de https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/e/effective_permeability

Secretaria de Hidrocarburos. (2018). Informe anual del potencial hidrocarburífera del Ecuador, versión 2.2

Speight, J. (2009). Enhanced recovery methods for heavy oil and tar sand. p.5

Stracke, K., Mason, D & Altam, R. (1969). American Petroleum Institute. Cyclic steam – injection operations. Editorial: Guadalupe field.

Surguchev, L & Research, R (1992). Society of petroleum engineers. Screening of WAG Injection Strategies for Heterogeneous Reservoirs.

Taber, J., Martin, D & Seright, R. (1997). SPE – reservoir engineering / Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects

Tewari, R., Abhijit, Y., Dandekar & Ortiz, J. (2019). Petroleum Fluid Phase Behavior. doi:ISBN 978-1-138-62638-6

W.F., Barston. (09/1976). “Inert Gas Systems for Secondary Recovery”, artículo ASME76-Pet-86, presentado en la Conferencia de la Junta de Ingeniería Mecánica Petrolera, Ciudad de México.

White, D., Burrowes, G., Davis, T et al. (2004). Greenhouse gas sequestration in abandoned oil reservoirs. The IEA weyburn pilot project. GSA today 14.

Willhite, P & Green, W. (1998). Enhanced oil recovery. Editorial: SPE textbook series vol.6 Texas – EE. UU.

ANEXOS

Anexo A: U Inferior

Tabla 54. Resumen de resultado de parámetros de producción, U inferior

Parámetros de producción	Historial 2016	Caso Simulado 2030	
		Sin EOR	Con EOR
Factor de recobro (%) Petróleo	51,95	51,85	54,13
Acumulado (bbl) Agua	7980610,5	7980610,5	8315441,5
acumulada (bbl)	14752460	14752460	16656679

Anexo B: T Inferior

Tabla 55. Resumen de resultado de parámetros de producción, T inferior

Parámetros de producción	Historial 2017	Caso Simulado 2030	
		Sin EOR	Con EOR
Factor de recobro (%) Petróleo	38,41	41,01351929	60,6
Acumulado (bbl) Agua	6691277,5	7145565	10566897
acumulada (bbl)	13533160	16209067	71375688