



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

TEMA:

**“SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS PARA LA
OPTIMIZACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO EN YACIMIENTOS A
DIFERENTES TEMPERATURAS”**

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

AUTORAS:

NEIRA BORBOR DENISSE MARJORIE

TOMALÁ REYES LISSETTE ISABEL

TUTOR:

ING. FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR, MSC.

LA LIBERTAD- ECUADOR

2018

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

TEMA:

**“SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS PARA LA
OPTIMIZACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO EN YACIMIENTOS A
DIFERENTES TEMPERATURAS”**

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

AUTORAS:

**NEIRA BORBOR DENISSE MARJORIE
TOMALÁ REYES LISSETTE ISABEL**

TUTOR:

ING. FIDEL VLADIMIR CHUCHUCA AGUILAR, MSC.

LA LIBERTAD- ECUADOR

2018

AGRADECIMIENTO

Faltan las palabras para expresar gratitud a quienes hicieron posible el desarrollo del presente trabajo.

A Dios por darnos salud, bienestar y protegernos en todo momento.

A nuestros padres, quienes han sido los promotores ideales en cada etapa personal y profesional.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, en especial a los docentes y autoridades de la Carrera de Ingeniería en Petróleo, por impartirnos sabiduría, conocimiento y dedicación a lo largo de nuestra formación como profesionales.

A nuestro tutor, Ing. Fidel Chuchuca por ser nuestro guía durante la elaboración y culminación del trabajo de titulación.

A nuestros amigos y amigas por ser cómplices en cada reto asumido, quienes no dudaron en apoyarnos.

Con toda nuestra estimación, estamos eternamente agradecidas.

Denisse Marjorie Neira Borbor

Lissette Isabel Tomalá Reyes

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo de titulación a quienes siempre han estado conmigo en
la construcción de mi vida profesional.

A mis padres, Graciela Borbor y Armando Neira, por el apoyo incondicional y
fortaleza que me brindaron para terminar toda meta que me proponga en la vida.

A mi hermano Enrique Neira (+), quien fue ejemplo de superación.

A mi hermana Alexandra, quien me ayuda a ser perseverante con mis ideales.

A familiares, amigos y amigas, por sus palabras de motivación.

Con toda mi gratitud, Denisse Marjorie Neira Borbor.

Dos pilares esenciales han hecho posible que día a día continúe con mis
propósitos: Dios y mi familia.

Dios, el ser celestial que cada amanecer me brindó esperanza, y sobre todo a no
perder la fe en mí misma.

A mi familia, el soporte emocional en cada obstáculo presentado.

Mis padres: Yoel Tomalá e Isabel Reyes por sus consejos infinitos, el amor que
nunca me faltó y permitió ser una persona de bien.

Mi hermana, Daniela Tomalá, por su apoyo absoluto.

De todo corazón y aprecio.

Lissette Isabel Tomalá Reyes

TRIBUNAL DE GRADO

Ing. Juan Garcés, Mgp.

**DECANO DE LA FACULTAD
CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

Ing. Marllelis Gutiérrez, MSc.

**DIRECTORA DE LA CARRERA
INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

Ing. Fidel Chuchuca, MSc.

DOCENTE TUTOR

Dr. Humberto Peña, PhD.

DOCENTE DE ÁREA

Abg. Víctor Coronel Ortiz, MSc.

SECRETARIO GENERAL

CERTIFICACIÓN DE TUTOR

En mi calidad de Tutor de la Tesis: “SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO EN YACIMIENTOS A DIFERENTES TEMPERATURAS”, desarrollada por las estudiantes **Neira Borbor Denisse Marjorie** y **Tomalá Reyes Lissette Isabel** egresadas de la carrera de Ingeniería en Petróleo, Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del Título de Ingeniería en Petróleo.

Me permito declarar que luego de haber dirigido, estudiado y revisado, apruebo en su totalidad este trabajo de investigación.

Atentamente,



Ing. Fidel V. Chuchuca Aguilar, MSc.

CI. 0704789502

Docente Tutor



La Libertad, 03 de julio de 2018

CERTIFICADO ANTIPLAGIO

003-TUTOR FVCA-2018

En calidad de tutor del trabajo de titulación denominado “SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO EN YACIMIENTOS A DIFERENTES TEMPERATURAS”, elaborado por las estudiantes Neira Borbor Denisse Marjorie y Tomalá Reyes Lissette Isabel, egresada de la Carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, previo a la obtención del título de Ingeniero de Petróleos, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido los requerimientos exigidos de valoración, el presente proyecto ejecutado, se encuentra con 1% de la valoración permitida, por consiguiente se procede a emitir el presente informe.

Adjunto reporte de similitud.

Atentamente,

Chuchuca Aguilar Fidel Vladimir

C.I.: 0704789502

DOCENTE TUTOR

Licenciada Marianela Silva Sánchez. PhD

Cédula de identidad: 0962550133

Número de celular: 0999504411

Salinas- Provincia de Santa Elena.

Ecuador

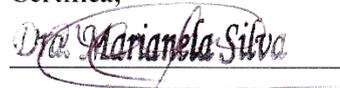
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo, Dra. Marianela Silva Sánchez, certifico que he revisado la redacción, estilo y ortografía del contenido del proyecto de investigación: **Simulación de la inyección de polímeros para la optimización del factor de recobro en yacimientos a diferentes temperaturas;** elaborado por **Neira Borbor, Denisse Marjorie y Tomalá Reyes, Lissette Isabel;** presentado como requisito académico previo a la obtención del título de Ingeniero en Petróleo, en la Universidad Estatal Península de Santa Elena, Facultad de Ciencias de la Ingeniería. Carrera de Ingeniería en Petróleo.

El mencionado trabajo, en el contexto general, cumple con los requisitos de redacción, estilo y ortografía para el uso del idioma español.

Certificación que otorgo para fines académicos pertinentes, en la ciudad de Santa Elena a los once días del mes de julio del dos mil dieciocho.

Certifica,



Dra. Marianela Silva Sánchez

Licenciada en educación: SENESCYT número 862194454

Doctora en ciencias de la educación: SENESCYT número 8622110183

Especialista en Psicología Educacional

Diplomada en Metodología de investigación cualitativa

DECLARACIÓN DE AUTORIA DE TESIS

Nosotras, **Denisse Marjorie Neira Borbor** con cédula de identidad 2400265423 y **Lisette Isabel Tomalá Reyes** con cédula de identidad 2400127359, declaramos bajo juramento que el trabajo de titulación denominado “**SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL FACTOR DE RECOBRO EN YACIMIENTOS A DIFERENTES TEMPERATURAS**” es de nuestra autoría, cuyo tema no ha sido previamente presentado o elaborado con anterioridad en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera Ingeniería en Petróleos, lo cual amerita un trabajo exclusivamente inédito.

Por este motivo, manifestamos la originalidad de la presente tesis, señalando aportes intelectuales y citas bibliográficas debidamente referenciadas, concediendo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que haga el uso adecuado y pertinente de la presente tesis.



Denisse Marjorie Neira Borbor
C.I. 2400265423



Lisette Isabel Tomalá Reyes
C.I. 2400127359

TABLA DE CONTENIDOS

AGRADECIMIENTO.....	iii
DEDICATORIA	iv
TRIBUNAL DE GRADO	v
CERTIFICACIÓN DE TUTOR.....	vi
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	vii
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA	viii
DECLARACIÓN DE AUTORÍA DE TESIS	ix
TABLA DE CONTENIDOS.....	x
ABREVIATURAS	xix
RESUMEN.....	xx
ABSTRACT.....	xxi
INTRODUCCIÓN	1

CAPITULO I EL PROBLEMA

1.1. Antecedentes.....	3
1.2. Planteamiento del problema	5
1.3. Hipótesis	5
1.4. Variables.....	5
1.5. Justificación	6
1.6. Objetivos.....	6
1.6.1. Objetivo General	6
1.6.2. Objetivos Específicos	6
1.7. Metodología.....	7

CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO

2.1 Recuperación primaria y tipos de empuje.....	8
2.1.1. Tipos de empuje natural del yacimiento.....	8
2.1.1.1. Empuje por agua.....	8
2.1.1.2. Expansión de gas o por capa de gas.....	9
2.1.1.3. Empuje por gas en solución.....	10
2.1.1.4. Segregación gravitacional.....	11

2.2	Recuperación secundaria.....	11
2.2.1.	Inyección de agua.....	11
2.2.2.	Inyección de gas.....	12
2.2.2.1.	Inyección de gas interna o dispersa.....	12
2.2.2.2.	Inyección de gas externa.....	12
2.2.3.	Inyección alternada de agua y gas.....	13
2.3	Recuperación mejorada.....	13
2.3.1.	Inyección de gases inmiscibles.....	13
2.3.1.1.	Inyección de CO ₂	13
2.3.1.2.	Combustión en sitio.....	14
2.3.2.	Métodos térmicos.....	14
2.3.2.1.	Inyección de agua caliente.....	14
2.3.2.2.	Inyección alternada de vapor.....	14
2.3.2.3.	Inyección continua de vapor.....	15
2.3.2.4.	Drenaje por gravedad asistido con vapor.....	15
2.4	Métodos de recuperación mejorada con aditivos químicos.....	16
2.4.1.	Definición y clasificación de los métodos químicos.....	16
2.4.1.1.	Definición de los métodos químicos.....	16
2.4.1.2.	Clasificación de los métodos químicos.....	17
2.4.2.	Proceso y aplicación de los métodos químicos.....	18
2.4.2.1.	Inyección de polímeros.....	18
2.4.2.2.	Inyección de alcalinos.....	19
2.4.2.3.	Inyección de surfactantes.....	21
2.4.3.	Proceso de inyección de mezclas de aditivos químicos.....	22
2.4.3.1.	Inyección de surfactante - polímero (SP).....	22
2.4.3.2.	Inyección de alcalino – surfactante (AS).....	23
2.4.3.3.	Inyección de alcalino – surfactante – polímero (ASP).....	24
2.5	Rentabilidad de los métodos químicos.....	26
2.6	Parámetros del yacimiento y fluidos.....	27
2.6.1.	Principales factores del yacimiento para la inyección de polímeros.....	27
2.6.1.1.	Factor volumétrico del petróleo (β_o).....	27
2.6.1.1.	Factor volumétrico del gas (β_g).....	28
2.6.1.2.	Factor volumétrico del agua (β_w).....	29
2.6.2.	Características del yacimiento.....	30
2.6.2.1.	Heterogeneidad del yacimiento.....	30
2.6.2.2.	Espesor neto del yacimiento.....	31
2.6.2.3.	Tipo de formación.....	31
2.6.2.4.	Profundidad del yacimiento.....	31
2.6.3.	Propiedades del yacimiento.....	32

2.6.3.1. Presión del yacimiento.....	32
2.6.3.2. Temperatura de yacimiento	33
2.6.3.3. Porosidad del yacimiento.....	34
2.6.3.4. Permeabilidad del yacimiento.....	34
2.6.3.5. Continuidad en las propiedades de las rocas	35
2.6.4. Propiedades de los fluidos	35
2.6.4.1. Viscosidad del petróleo	35
2.6.4.2. Gravedad del petróleo.....	35
2.6.4.3. Salinidad del agua de formación.....	36

CAPITULO III

INYECCIÓN DE POLÍMEROS

3.1. Definición de polímero	37
3.2. Características de los polímeros	37
3.2.1. Concentración del polímero	37
3.2.2. Temperatura del polímero	38
3.2.3. Viscosidad del polímero	39
3.2.4. Salinidad.....	39
3.2.5. Peso molecular.....	39
3.3. Polímeros para la recuperación de petróleo.....	40
3.3.1. Poliacrilamidas	40
3.3.2. Polisacáridos.....	40
3.4. Propiedades físicas de soluciones poliméricas	40
3.4.1. Adsorción	41
3.4.2. Retención.....	41
3.4.3. Factor de resistencia	42
3.5. Mecanismos que actúan en el desplazamiento de polímeros.....	44
3.5.1. Efecto de arrastre (pulling effect).....	44
3.5.2. Efecto de raspado (stripping effect)	44
3.5.3. Flujo de la columna de petróleo (oil thread flow)	45
3.5.4. Efecto de espesamiento por cizallamiento (shear-thickening effect).....	45
3.6. Proceso de inyección de polímeros para el desplazamiento del crudo	45
3.7. Comportamiento de la inyección de polímeros en el medio poroso	50
3.8. Ventajas y desventajas de la inyección de polímeros.....	50
3.9. Factores que impiden el desplazamiento del crudo por el mecanismo de inyección de agua	52

3.9.1. Razón de movilidad.....	52
3.9.2. Patrón de inyección	53
3.9.3. Tasa de inyección	53
3.10. Selección y criterio de diseño para aplicación de polímeros al modelo de simulación.....	53

CAPÍTULO IV DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO DE YACIMIENTO Y FLUIDO

4.1. Aplicación de los simuladores	55
4.1.1. Optimization Petroleum Technologies (OPT).....	55
4.1.2. University of Texas Chemical Compositional Simulator (UTCHEM)	55
4.1.3. PETREL – SCHLUMBERGER	56
4.1.4. Computer Modelling Group (CMG)	56
4.2. Simulación estática	57
4.3. Etapas del modelo estático.....	57
4.4. Simulación dinámica	58
4.5. Etapas de un modelo dinámico.....	58
4.6. Descripción general del modelo en el simulador.....	59
4.7. Proceso para el modelo del fluido	59
4.7.1. Data del fluido del yacimiento	60
4.7.2. Selección de componentes.....	61
4.7.3. Definición del componente C30+.....	62
4.7.4. Composición.....	62
4.7.5. Presión y temperatura de saturación.....	63
4.7.6. Agrupación de componentes	64
4.7.7. Liberación diferencial.....	64
4.7.8. Generación de datos PVT	65
4.8. Proceso para el modelo del yacimiento	65
4.8.1. Ecuaciones base para simulación de yacimientos	66
4.8.1.1. Ecuaciones de conservación	66
4.8.1.2. Relaciones de equilibrio de fases.....	70
4.8.1.3. Solución de las ecuaciones no lineales – Método de Newton.....	72
4.8.2. Configuración inicial para el modelado	73
4.8.3. Características del reservorio	74
4.8.3.1. Dimensiones de la malla.....	74
4.8.3.2. Propiedades/ características de la roca	75

4.8.4. Componentes	76
4.8.5. Interacción roca-fluido	78
4.8.6. Condiciones iniciales.....	79
4.8.7. Configuración de controles numéricos.....	80
4.8.8. Información de los pozos.....	81
4.8.8.1. Distancia entre pozos	82
4.8.8.2. Condiciones operacionales de los pozos.....	83
4.8.8.3. Tiempo de simulación	84

CAPÍTULO V
SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS:
CONDICIONES DE OPERACIÓN

5.1. Data de los polímeros	85
5.1.1. Polímero AN125VHM	85
5.1.2. Polímero HPAM.....	86
5.2. Procedimiento para el ingreso del polímero	87
5.3. Fórmulas utilizadas en process wizard para la inyección de polímeros	90
5.3.1. Adsorción del polímero	90
5.3.2. Fracción molar.....	93
5.4. Escenario de la inyección de polímero respecto a la inyección de agua.....	95
5.5. Análisis de sensibilidades a las condiciones de operación	98
5.5.1. Tiempo de inyección de polímero a la formación.....	98
5.5.2. Presión y caudal de inyección	99
5.5.2.1. Escenario cuando el BHP = 2000	100
5.5.2.2. Escenario cuando el BHP = 1500	101
5.5.2.3. Escenario cuando el BHP = 1000	102

CAPITULO VI
ANÁLISIS Y RESULTADOS

6.1. Concentración de los polímeros AN125VHM y HPAM	105
6.2. Rango de temperaturas de yacimiento.....	109
6.2.1. Efecto del comportamiento de los polímeros a temperaturas < 90°F.....	110
6.2.2. Efecto del comportamiento de los polímeros a temperaturas > 170°F.....	111

6.3. Viscosidad del agua respecto al cambio de temperatura de yacimiento	112
6.4. Adsorción de los polímeros AN125VHM y HPAM.....	113
6.5. Producción de petróleo acumulado.....	114
6.6. Producción de agua acumulada	117
6.7. Tasa de producción de petróleo	119
6.8. Corte de agua	122
6.9. Factor de recobro	124
6.10. Saturación de petróleo residual.....	126
CONCLUSIONES	128
RECOMENDACIONES	130
BIBLIOGRAFÍA.....	131
ANEXOS.....	135

ÍNDICE DE FIGURAS

Ítem	Descripción	Página
Figura 1	Yacimiento por empuje de agua	9
Figura 2	Yacimiento por capa de gas	9
Figura 3	Yacimiento por gas en solución.....	10
Figura 4	Diagrama de inyección de gas	12
Figura 5	Clasificación de los métodos químicos.....	18
Figura 6	Proceso de inyección de polímero	19
Figura 7	Proceso de inyección de alcalino	20
Figura 8	Proceso de inyección de surfactante	21
Figura 9	Proceso de inyección de SP (surfactante-polímero).....	22
Figura 10	Proceso de inyección de AS (alcalino-surfactante)	24
Figura 11	Proceso de inyección de ASP (alcalino-surfactante-polímero)	25
Figura 12	Historia de proyectos químicos EOR	26
Figura 13	Comportamiento del factor volumétrico de petróleo vs presión	28
Figura 14	Comportamiento del factor volumétrico de gas vs presión	29
Figura 15	Comportamiento del factor volumétrico del agua vs presión	29
Figura 16	Medición de la temperatura por el gradiente geotérmico	33
Figura 17	Concentración de polímero vs viscosidad de la solución	37
Figura 18	Efecto de la concentración de la solución de polímero en la recuperación de petróleo.....	38
Figura 19	Propiedades generadas para cada componente	61
Figura 20	Propiedades correspondientes al componente C30+	62
Figura 21	Composición para cada componente	63
Figura 22	Ajuste de la presión de saturación	63
Figura 23	Agrupación de componentes.....	64
Figura 24	Ingreso de datos de liberación diferencial	64
Figura 25	Generación de datos PVT	65
Figura 26	Condiciones iniciales para el yacimiento	74
Figura 27	Dimensiones para el diseño del mallado	75
Figura 28	Modelo del yacimiento	76
Figura 29	Ingreso de fracción molar de los componentes del petróleo.....	77
Figura 30	Permeabilidad relativa (K_r) vs Saturación de agua (S_w).....	79
Figura 31	Ventana de diálogo numérico	81
Figura 32	Diagrama y ubicación de pozos productores e inyector	83
Figura 33	Cuadro de selección del proceso.....	87
Figura 34	Selección del modelo para la inyección del polímero	88
Figura 35	Ingreso de la adsorción y viscosidad del polímero	88
Figura 36	Selección de la fecha para la inyección del polímero.....	89

Figura 37	Factor de recobro de la inyección de agua y polímero	96
Figura 38	Tasa de producción de la inyección de agua y polímero	98
Figura 39	Tasa de producción de petróleo – BHP = 2000	100
Figura 40	Tasa de producción de petróleo – BHP = 1500	101
Figura 41	Tasa de producción de petróleo considerando BHP = 1000.....	102
Figura 42	Tasa de producción de petróleo considerando varios BHP	103
Figura 43	Curvas comparativas del F_R a diferente concentración	106
Figura 44	F_R a varias T (°F) de yacimiento del polímero AN125VHM	108
Figura 45	F_R a varias T (°F) de yacimiento del polímero HPAM.....	108
Figura 46	Factor de recobro a condiciones ambientales	110
Figura 47	Curvas comparativas entre el AN125VHM y HPAM a alta temperatura	111
Figura 48	Comportamiento de la viscosidad del agua vs temperatura.....	112
Figura 49	Variación de la viscosidad del agua.....	113
Figura 50	Adsorción de los polímeros AN125VHM y HPAM	114
Figura 51	Acumulada de petróleo del HPAM a diferente T (°F).....	116
Figura 52	Acumulada de petróleo del AN125VHM a diferente T (°F)	116
Figura 53	Acumulada de agua del polímero HPAM a diferente T (°F).....	118
Figura 54	Acumulada de agua del AN125VHM a diferente T (°F).....	118
Figura 55	Tasa de petróleo del polímero HPAM a diferente T (°F)	121
Figura 56	Tasa de petróleo del polímero AN125VHM a diferente T (°F).....	121
Figura 57	Corte de agua del polímero HPAM a diferente T (°F)	123
Figura 58	Corte de agua del polímero AN125VHM a diferente T (°F).....	124
Figura 59	Curvas comparativas del F_R - polímero AN125VHM y HPAM.....	126
Figura 60	Sor a 90°F- Polímero AN125VHM y HPAM	127

ÍNDICE DE TABLAS

Ítem	Descripción	Página
Tabla 1	Parámetros de las propiedades de los diferentes métodos de recuperación mejorada.....	16
Tabla 2	Selección y criterio de diseño en la inyección de polímeros	54
Tabla 3	Propiedades del componente C30+.....	60
Tabla 4	Composición del fluido del yacimiento	60
Tabla 5	Data de liberación diferencial	61
Tabla 6	Data de las propiedades de la roca	75
Tabla 7	Propiedades del fluido y yacimiento.....	77
Tabla 8	Datos de las permeabilidades relativas y valores de saturación.....	78
Tabla 9	Condiciones iniciales	79
Tabla 10	Características de los pozos productores	84
Tabla 11	Características del pozo inyector	84
Tabla 12	Características del polímero AN125VHM.....	85
Tabla 13	Valores de la adsorción del polímero AN125VHM.....	86
Tabla 14	Características del polímero HPAM	86
Tabla 15	Valores de la adsorción del polímero HPAM	86
Tabla 16	Valores de adsorción.....	92
Tabla 17	Capacidad máxima de adsorción.....	93
Tabla 18	Fracción molar de cada polímero.....	95
Tabla 19	Valores de BHP para el tiempo de inyección	100
Tabla 20	Datos de tasa de producción a diferentes BHP	103
Tabla 21	F_R a diferente concentración para los polímeros AN125VHM y HPAM	105
Tabla 22	Valores a diferente temperatura de los polímeros AN125VHM y HPAM	107
Tabla 23	Selección del rango de temperaturas de yacimiento.....	109
Tabla 24	Factor de recobro a alta temperatura para los polímeros AN125VHM y HPAM	111
Tabla 25	Acumulada de petróleo - polímeros AN125VHM y HPAM a diferente temperatura.....	115
Tabla 26	Acumulada de agua- polímeros AN125VHM y HPAM a diferente temperatura.....	117
Tabla 27	Tasa de Producción - Polímeros AN125VHM y HPAM a diferente temperatura.....	120
Tabla 28	Corte de agua para los polímeros AN125VHM y HPAM a diferente temperatura.....	122
Tabla 29	F_R para polímeros AN125VHM y HPAM a diferente temperatura...	125
Tabla 30	Sor- polímeros AN125VHM y HPAM a diferente temperatura.....	126

ABREVIATURAS

Sor	Saturación del Petróleo Residual
EOR	Enhanced Oil Recovery
OPT	Optimization Petroleum Technologies
UTCHEM	University of Texas Chemical Compositional Simulator
CMG	Computer Modelling Group
POES	Petroleum Original in situ
Pwf	Presión de Fondo Fluyente
WAG	Inyección Alternada de Agua y Gas
Pb	Punto de Burbuja
CO₂	Dióxido de Carbono
API	American Petroleum Institute
SP	Surfactante – Polímero
AS	Alcalino – Surfactante
ASP	Alcalino – Surfactante – Polímero
ppm	parte por millón
Tf	Temperatura de fusión
Ca+	Calcio
Mg+	Magnesio
M	Razón de movilidad
PVT	Presión, Volumen y Temperatura
BHP	Bottom Hole Pressure
T	Temperatura

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

Simulación de la inyección de polímeros para la optimización del factor de recobro en yacimientos a diferentes temperaturas

Autoras: Neira Borbor Denisse Marjorie
Tomalá Reyes Lissette Isabel

Tutor: Ing. Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar, MSc.

RESUMEN

La necesidad de extraer cantidades significativas de petróleo a la superficie, ha sido y seguirá siendo de interés para cada país productor y exportador del hidrocarburo. Actualmente, respondiendo a esa necesidad, se han puesto en práctica técnicas EOR como la inyección de polímeros que ayuda a recuperar el petróleo residual que no puede ser producido por mecanismos primarios ni secundarios. El presente trabajo tiene como objetivo general realizar la simulación de la inyección de polímeros para la optimización del factor de recobro en yacimientos a diferentes temperaturas. Con el fin de alcanzar lo propuesto, se recopila información para la caracterización del yacimiento, fluido. De igual manera, se proporciona la data de los polímeros AN125VHM y HPAM para el respectivo diseño del modelo de simulación. En relación a la metodología se utiliza un escenario comparativo entre la inyección de polímeros y la inyección de agua; siguiendo con el análisis de sensibilidad en cuanto al BHP, tiempo de inyección y condiciones de operación para el pozo inyector. Después de escogidos los parámetros más favorables para el proceso de la inyección de polímeros, se procede con las corridas de simulación para el polímero AN125VHM y HPAM a diferentes temperaturas. Los resultados tanto en producción acumulada de agua y petróleo, corte de agua, tasa de producción de petróleo, viscosidad del agua y saturación residual (Sor) frente a diferente temperatura de yacimiento permitieron corroborar que el polímero HPAM es técnicamente efectivo en comparación al AN125VHM para la optimización del factor de recobro.

Palabras Claves: Simulación – Inyección de polímeros – Factor de recobro –
Temperatura de yacimiento

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

Simulation of the polymer injection for the optimization of the recovery factor in deposits at different temperatures

Autoras: Neira Borbor Denisse Marjorie
Tomalá Reyes Lissette Isabel

Tutor: Ing. Fidel Vladimir Chuchuca Aguilar, MSc.

ABSTRACT

The need to extract significant amounts of oil to the surface, has been and will continue being of interest for each producer and exporter country of the hydrocarbon. Actually, in response to this need, EOR techniques have been put into practice such as the polymer injection that helps to recover the residual oil that cannot be produced by primary or secondary mechanisms. The main objective of this research project is to simulate the injection of polymers to optimize the recovery factor in deposits at different temperatures. In order to achieve the proposed, information is collected for the characterization of the reservoir, fluid. Similarly, the data of the polymers AN125VHM and HPAM are provided for the respective design of the simulation model. In relation to the methodology, a comparative scenario is used between polymer injection and water injection, following with the analysis of sensitivity regarding BHP, injection time as operating conditions for the injector well. After the most favorable parameters for the polymer injection process were chosen, it continues the simulation runs for the AN125VHM and HPAM polymer at different temperatures. The results such as cumulative water and oil production, water cut, oil rate, water viscosity and residual saturation (S_{or}) compared to different reservoir temperatures allowed to corroborate that the HPAM polymer is technically effective compared to the AN125VHM for the optimization of the Recovery Factor.

Key Words: Simulation - Polymer injection - Recovery factor – Reservoir temperature

INTRODUCCIÓN

La Industria Petrolera busca día a día nuevos métodos para recuperar el petróleo in situ y, de acuerdo a varios estudios comparativos, se ha determinado que la inyección de químicos es una de las alternativas favorables para su desarrollo (Abidina, Puspasari, & Nugroho, 2012). En este contexto, la inyección de polímero se introduce como una técnica EOR cuyo fin es controlar la movilidad del agua, consiguiendo el desplazamiento del petróleo y como resultado un alto factor de recobro.

Por otro lado, la simulación numérica de yacimiento es aquella herramienta que, a través de la construcción de un modelo basado en información estática y dinámica, ayuda a pronosticar el comportamiento de los fluidos bajo diferentes condiciones de operación (Sepulveda Gaona & Escobar Macualo, 2005). El factor de recobro ha sido y seguirá siendo un parámetro de interés, porque promueve buscar alternativas innovadoras e implementar nuevos estudios y a la vez experimentos para extraer un mayor porcentaje del petróleo del subsuelo, lo que conllevaría a la creciente sustentabilidad energética y económica de los países.

El presente trabajo está constituido por seis capítulos, los cuales se detallan brevemente:

El capítulo I, enfatiza la estructura básica para la elaboración del proyecto, en el mismo se realiza el planteamiento del problema y los antecedentes relacionados con el tema, justificación, hipótesis para la formulación de la interrogante. De igual manera, se establecen los objetivos, reconocer variables y especifica la metodología utilizada para el posterior análisis de los resultados.

El Capítulo II, describe los métodos de recuperación y propiedades del yacimiento. Los mecanismos primarios, secundarios y mejorados dan inicio a la vida productiva del yacimiento, por esta razón, se detalla cada uno de ellos en base a su definición, tipos, proceso, consideraciones de aplicación. Por otro lado, elegir el método de recobro de petróleo depende directamente de las condiciones del yacimiento, de tal forma que, se especifican sus características y propiedades.

El Capítulo III, detalla los aspectos teóricos de la inyección de polímero, tales como: propiedades físicas (peso molecular, viscosidad, concentración), características (adsorción, retención, factor de resistencia), mecanismos que actúan en el desplazamiento del petróleo y criterios para el diseño.

El Capítulo IV, presenta la descripción del diseño de yacimiento-fluido y el proceso de inyección de polímero haciendo uso de un Software de Ingeniería. El procedimiento de ingreso de la data y las ecuaciones aplicadas para el modelado son puntualizados en esta parte del estudio.

El Capítulo V, establece la simulación de la inyección de polímeros, donde se fija la data de los polímeros AN125VHM y HPAM, de igual modo, se realiza el análisis de sensibilidades para escoger las mejores condiciones de operación.

El Capítulo VI, enfoca el análisis-resultados de cada corrida de simulación para la inyección de polímeros con respecto a las diferentes temperaturas. Las conclusiones y recomendaciones también forman parte de este capítulo.

CAPITULO I

EL PROBLEMA

1.1. Antecedentes

Debido a la creciente demanda mundial de petróleo y, según porcentajes aproximados de la recuperación primaria, se estima que un 35% de este hidrocarburo es extraído naturalmente, quedando el 65% del crudo en el reservorio (Floerger, 2015). En ese contexto, se han generado nuevas tecnologías para recuperar el hidrocarburo del yacimiento obteniéndose buenos indicios como:

- Los métodos térmicos (inyección de vapor o combustión in situ), actualmente aportan un 67 % de la producción de crudo pesado en países como: Canadá, Venezuela, Indonesia y China (Gutiérrez García & Trejo Ramírez, 2013).
- Los métodos de desplazamientos miscibles (Inyección de dióxido de carbono) contribuyen al 22 % de la producción en los países de Venezuela, Estados Unidos, Canadá y Libia.
- Los métodos químicos (alcalinos, surfactantes, polímeros) proveen el 11% de la producción de crudo. En China, mediante proyectos se estima que a largo plazo dicho método incrementará el factor de recobro. El total de producción mundial de petróleo debido a métodos químicos muestra un total de 300.000 bbl/día.

La inyección de polímeros como método EOR tiene una larga historia comercial. En la década de los 80's, en los Estados Unidos los incentivos fiscales relacionado con tecnologías condujeron a resultados pobres y un progresivo abandono de este método de recuperación. Se expresó un interés renovado en los años 90's en China con el campo petrolífero que contenía más de 3000 pozos donde se inyectó polímeros, dando un incremento de unos 220.000 bbl/día y el 12% de la producción de petróleo.

En estudio denominado “Diseño y ejecución de una inyección piloto de polímeros en Argentina” (Hryc, Puliti, & Hochenfeliner, 2013), se realizó una comparación y combinación de los diferentes métodos químicos, tales como: inyección de surfactantes, polímero, mezcla de álcali-surfactante-polímero, surfactante-polímero y álcali-surfactante, obteniendo resultados de producción de petróleo rentables. Su diseño varió de acuerdo a cada yacimiento, tipo de agente químico, tasa de inyección y concentración de cada uno de ellos.

Maya y otros (2015) realizaron un estudio sobre “Diseño e implementación del primer proyecto de inundaciones de polímero en Colombia en el Campo Yariguí-Cantagallo”, en el cual se presentó el diseño, ejecución y seguimiento inicial del proyecto de inyección de polímeros durante 5 años en Colombia por parte de Ecopetrol. En los últimos 15 meses del 2015, reportó una recuperación incremental de petróleo que superó los 60.000 barriles con la estabilización de cortes de agua. La inyección de polímero es sencilla y fácil, el éxito del método en los campos de petróleo está directamente relacionado con la selección y dimensionamiento de la solución de polímero a inyectar, basándose en la información del modelado físico para emplearlo en un simulador matemático.

1.2. Planteamiento del problema

En la actualidad los métodos de recuperación secundaria no cumplen en su totalidad con la extracción del petróleo, por ello surge el interés de generar métodos mejorados para la recuperación del petróleo residual, entre ellos están los métodos químicos como la inyección de alcalinos, surfactantes y polímeros.

Derivado de lo antes mencionado, la inyección de polímeros ha demostrado ser útil en estudios y aplicación en campo, por tal motivo, abre oportunidades para el desarrollo de proyectos de recuperación mejorada de petróleo, siendo necesario simular el comportamiento de los polímeros tras la inyección en yacimiento con condiciones específicas para obtener mayor factor de recobro.

Formulación del problema:

¿Cómo influye la inyección de polímeros en yacimientos a diferentes temperaturas para la optimización del factor de recobro de petróleo?

1.3. Hipótesis

Es posible obtener un factor de recobro óptimo de acuerdo a cada temperatura como condición de yacimiento a través de la simulación de la Inyección de Polímeros.

1.4. Variables

- **Variable Independiente:** Simulación de la inyección de polímeros.
- **Variable Dependiente:** La optimización del factor de recobro en yacimientos a diferentes temperaturas.

1.5. Justificación

El uso de polímeros es una de las técnicas rentables de los métodos químicos de recuperación mejorada de petróleo debido a que permite incrementar un recobro de sus reservas del 5 al 15% aproximadamente (Floerger, 2015). La adición del polímero al líquido de inyección logra aumentar la viscosidad del agua y como consecuencia mejora la eficiencia de barrido.

Las condiciones que presentan los yacimientos dependen del lugar donde se encuentran, los cuales permiten identificar qué mecanismos son óptimos para extraer el petróleo original in situ (POES). Dada la situación en el mercado de precios del petróleo, los métodos químicos constituyen una de las principales vías para aumentar el factor de recobro en los yacimientos.

1.6. Objetivos

1.6.1. Objetivo General

- Realizar la simulación de la inyección de Polímeros AN125VHM y HPAM para la optimización del Factor de Recobro en yacimientos a diferentes temperaturas.

1.6.2. Objetivos Específicos

- Recopilar la información necesaria de los polímeros AN125VHM y HPAM, del yacimiento y fluido para caracterizar el modelo de simulación.
- Diseñar el modelo de yacimiento a cada temperatura para el respectivo proceso de la inyección de polímeros.
- Modelar el fluido del yacimiento basada en la data proporcionada.

- Incorporar cada polímero AN125VHM y HPAM para las correspondientes corridas de simulación.
- Validar los resultados finales de la simulación a través de tablas y figuras comparativas frente a condiciones de producción.

1.7. Metodología

- **Tipos de Investigación**
 - **Investigación Bibliográfica**

Se recopila toda información proveniente de diferentes fuentes como libros, papers relacionados a estudios de inyección de polímeros en yacimientos.

- **Investigación Descriptiva**

Se detalla las propiedades, características o rasgos importantes de cada uno de los términos (yacimiento, polímero, simulador, entre otros) que involucra al método de inyección de polímero.

La investigación se desarrolla utilizando el método de selección y análisis, es decir, se parte de la recopilación de la data para definir el modelo del yacimiento y el agente químico (polímero). Establecido el diseño, se continúa con las diferentes corridas de simulación lo que conlleva a la descripción del comportamiento de la inyección de los polímeros en yacimientos a diferentes temperaturas. Los resultados finales se sustentan en curvas y datos comparativos para su correspondiente interpretación.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Recuperación primaria y tipos de empuje

La recuperación primaria es la fase de producción de hidrocarburos donde contribuye la energía del yacimiento natural, tales como el drenaje por gas, drenaje por agua, o drenaje gravitacional. En esta etapa la presión del yacimiento es superior a la presión del fondo fluyente (pwf), la diferenciación de presión es la que induce al empuje natural de los hidrocarburos en dirección al pozo y por consiguiente a la superficie, para luego producir un pequeño porcentaje que se encuentra en el yacimiento, recuperándolo de una forma más factible y económica.

2.1.1. Tipos de empuje natural del yacimiento

La mayoría de los yacimientos tienen energía acumulada que ayuda que el petróleo fluya naturalmente. Existen distintos tipos de mecanismo de empuje natural que son los responsables de aportar la energía necesaria para que el fluido que se encuentre en el yacimiento pueda desplazarse, entre ellos se tiene:

2.1.1.1. Empuje por agua

La fuente dominante de energía viene del agua que penetra los límites del yacimiento. La fuerza impulsora del agua debe ser mayor para movilizar el petróleo desde el yacimiento hacia el pozo y así, el contacto agua-petróleo debe mantenerse para que el espacio que va siendo dejado por el petróleo, sea ocupado por el agua.

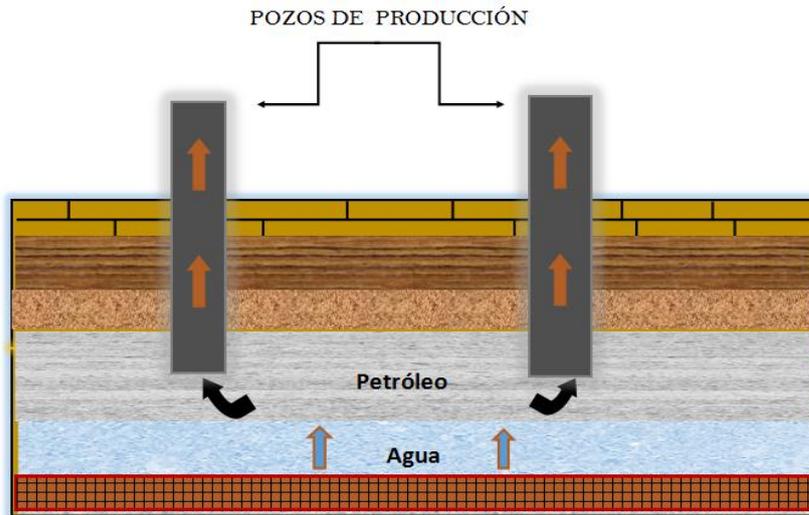


Figura 1: Yacimiento por empuje de agua

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

La presión del yacimiento debe estar por encima del Punto de burbuja (P_b), evitando que el gas sea desprendido y se construya una capa del mismo. Por medio del mecanismo de empuje se logra alcanzar hasta un 50% de recuperación de hidrocarburo del yacimiento (Pérez C., 2014).

2.1.1.2. Expansión de gas o por capa de gas

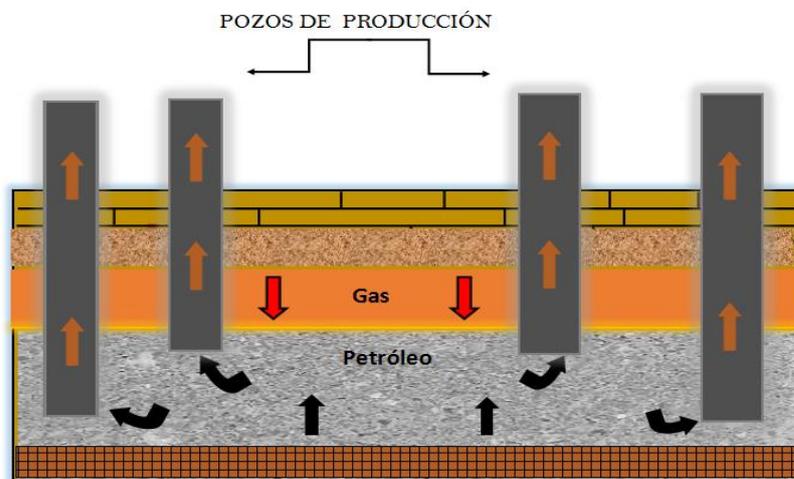


Figura 2: Yacimiento por capa de gas

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

La presión y temperatura bajo condiciones originales del yacimiento, mantienen un equilibrio entre el petróleo y el gas libre que están presentes. Durante su proceso la presión cae y la capa de gas se expande tipo pistón que consigue impulsar al petróleo hacia el pozo productor, alcanzando su producción con un factor de recobro del 30% a diferencia de los otros mecanismos de recuperación (Madrid, 2014).

2.1.1.3. Empuje por gas en solución

La presión inicial del yacimiento debe ser mayor a la presión de burbuja. A medida que esta presión cae por debajo del P_b , se genera pequeñas y liberadas burbujas de gas en los poros que empujan el petróleo en dirección al pozo productor. Cuando la saturación del gas excede la saturación crítica, el gas se hace móvil y la producción del crudo disminuye y el gas crece rápidamente provocado por el aumento de la permeabilidad relativa al gas. La recuperación de petróleo de este mecanismo está entre el 22% del petróleo original in situ (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2010).

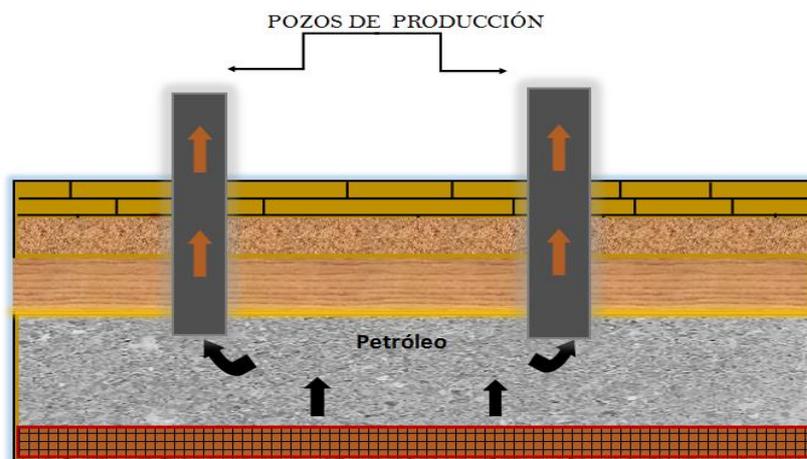


Figura 3: Yacimiento por gas en solución

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

2.1.1.4. Segregación gravitacional

El método se da por las fuerzas gravitacionales donde el fluido pesado queda en el fondo y el fluido liviano se dirigen hacia el tope del reservorio, producto de las fuerzas viscosas presentes. El drenaje gravitacional y empuje por segregación son considerados como el mismo mecanismo que ofrece una posibilidad de extracción de petróleo entre el 40 a 60% (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2010).

2.2 Recuperación secundaria

En los años 70 la recuperación secundaria obtuvo un bajo precio del crudo. El proceso consiste en inyectar dentro del yacimiento un fluido que sea viable y accesible, es decir, menos costoso que el hidrocarburo a recuperar. Dos de las técnicas más conocidas como método de recuperación secundaria es la inyección de agua y de gas. El uso continuo que se da con la recuperación primaria y secundaria en un yacimiento produce del 15 al 40% del petróleo original existente (Jiménez Morales , 2012).

2.2.1. Inyección de agua

Actualmente es uno de los métodos más utilizados para el recobro del petróleo, la ventaja en cuanto a rentabilidad es la utilización de agua salada. Los fluidos presentes en el yacimiento son desplazados en función de la presión ejecutada por la inyección de agua. El fluido a inyectar debe cumplir las siguientes características:

- El agua no debe ser corrosiva. Se debe de eliminar del agua aquellos minerales que crean la formación de conchas.
- El agua no debe reaccionar con minerales arcillosos presentes en el yacimiento, porque al momento de tener contacto con el agua produce el aumento del volumen en los mismos (Craig, 1982).

- Tratar de eliminar todos los sólidos o líquidos que puedan ocasionar la obstrucción en los pozos de inyección.
- El agua preparada para la respectiva inyección debe tener características equivalentes al agua encontrada en el yacimiento.

2.2.2. Inyección de gas

Existen dos tipos de inyección de gas: la inyección de gas externa e interna.

2.2.2.1. Inyección de gas interna o dispersa

Se realiza en yacimientos sin poseer capa de gas inicial y donde no hay disposición a expandirse una segunda capa de gas, aplicado en la zona del crudo. Sirve en reservorios con poca inclinación y espesor.

2.2.2.2. Inyección de gas externa

Se aplica en la capa de gas o cerca del borde de producción del reservorio para que se realice el desplazamiento del crudo. Sirve para yacimientos de espesor considerable.

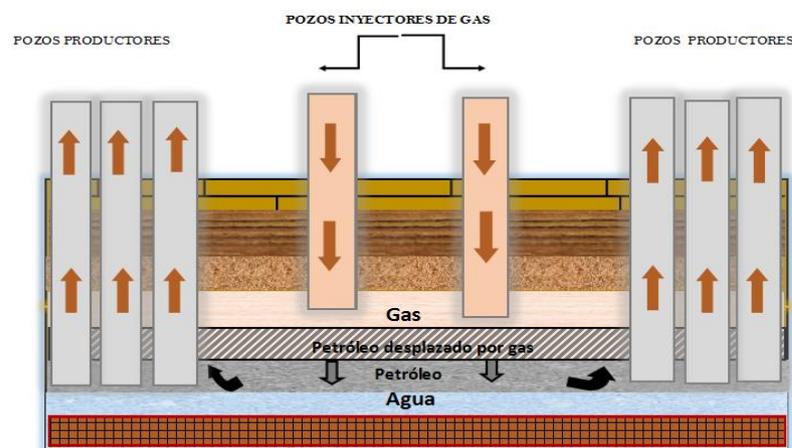


Figura 4: Diagrama de inyección de gas

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

2.2.3. Inyección alternada de agua y gas

Conocida como WAG consiste en inyectar un volumen de gas para generar miscibilidad con el fluido del yacimiento, después inyectar un volumen de agua durante un periodo de tiempo. Alternando los ciclos de inyección gas-agua acorde a la relación de volúmenes determinados, se logra mejorar eficiencia de barrido.

2.3 Recuperación mejorada

Está determinada por un conjunto de métodos que utilizan fuentes externas para la extracción de petróleo, que no pueden ser recuperados por los otros mecanismos primarios o secundarios. Se puede iniciar en cualquier momento de la vida productiva de un yacimiento por medio de la restauración de la presión de formación.

Los tres tipos principales son la inundación química, desplazamiento miscible y la recuperación térmica. La aplicación óptima de cada tipo depende de la temperatura, presión, profundidad, zona productiva neta, permeabilidad, petróleo residual, saturaciones de agua, porosidad y las propiedades del fluido del yacimiento tales como °API y viscosidad.

2.3.1. Inyección de gases inmiscibles

2.3.1.1. Inyección de CO₂

Tiene el propósito de disminuir la viscosidad del petróleo pesado, y para el caso de crudos livianos se aplica buscando un desplazamiento miscible entre las fases, siendo recomendable en yacimientos de petróleo mayores a 25°API. A pesar que el CO₂ no es miscible con muchos petróleos, este puede crear un frente de desplazamiento miscible en el reservorio a medida que se mezcla con los hidrocarburos (Molina M. & Rosales G., 2007).

2.3.1.2. Combustión en sitio

Es un proceso que se centra en inyectar aire en un yacimiento y a la vez usa un calentador colocado en un pozo inyector que al reaccionar con los combustibles orgánicos forma una fuente continua de calor. Proceso aplicable para crudos de alta viscosidad. Existen dos tipos de procesos de combustión en sitio: la combustión “forward” y combustión “reverse”.

2.3.2. Métodos térmicos

Los métodos térmicos tienen como objetivo disminuir la viscosidad del petróleo y optimizar su movilidad. Han alcanzado el mayor éxito en los últimos años y gran porcentaje de la producción diaria en Canadá, Estados Unidos y Venezuela proviene principalmente de métodos térmicos. Se toma en consideración, los crudos pesados que tienen entre 5 a 15 °API. A continuación se describen los distintos métodos de recuperación térmica.

2.3.2.1. Inyección de agua caliente

Se calienta en un área cercana al pozo inyector y parte de ese calor se pierde en dirección a las formaciones adyacentes, ganando el desplazamiento del petróleo. Se disminuye la viscosidad y el fluido se esparce por efecto de la temperatura, mejorando su movilidad.

2.3.2.2. Inyección alternada de vapor

Se inicia inyectando un volumen de vapor preestablecido por semanas para luego cerrar el pozo por unos días. Se mantiene en fase de remojo, luego se abre el pozo para producirlo durante el tiempo necesario hasta que pierda su rentabilidad. Aplicado específicamente en yacimientos de crudos pesados.

2.3.2.3. Inyección continua de vapor

Es empleado para crudos pesados. El proceso se basa en inyectar continuamente el vapor al yacimiento con la finalidad que el petróleo vaya aumentando su temperatura y, por consiguiente, se genera la disminución de su viscosidad para desplazar el fluido a la superficie.

2.3.2.4. Drenaje por gravedad asistido con vapor

Se inyecta vapor continuamente en el yacimiento, al momento que el vapor se condensa tiende a subir, permitiendo que el petróleo pesado se caliente y reduzca su viscosidad. Así, el petróleo calentado va al fondo y se dirige al pozo productor por gravedad.

2.3.3. Métodos químicos

Dentro de los métodos químicos incluye los siguientes:

- Inyección de Polímero
- Inyección de Surfactante
- Inyección Alcalina
- Aditivos alcalinos mezclados entre álcali-surfactante-polímero

Los procesos de inyección de los métodos químicos dependen de las concentraciones de los reactivos, del medio poroso de la formación y de las propiedades de los fluidos tomando en consideración los aspectos económicos que correspondan. A continuación se describen los principales parámetros de las propiedades relacionados con cada método químico.

PÁRAMETROS DE LAS PROPIEDADES DE LOS METODOS QUÍMICOS				
MÉTODO	°API	VISCOSIDAD (cp.)	PERMEABILIDAD (md)	TEMPERATURA (°F)
Inyección de Polímeros	15-40	<35	>10	<160
Inyección de Surfactantes	25-40	<15	<500	<150
Inyección de Alcalinos	15-35	<150	<1000	<200

Tabla 1: Parámetros de las propiedades de los diferentes métodos de recuperación mejorada

Fuente: (PDVSA-CIED, 1998)

2.4 Métodos de recuperación mejorada con aditivos químicos.

2.4.1. Definición y clasificación de los métodos químicos

Los métodos no convencionales, tanto térmicos como químicos, contribuyen a mejorar el recobro de petróleo por medio de la inyección de agua. En relación a las soluciones químicas inyectadas a yacimientos petrolíferos que genera la recuperación de petróleo están los alcalinos, surfactantes, polímeros o la combinación entre ellos.

2.4.1.1. Definición de los métodos químicos

Los métodos químicos son técnicas que están destinados a insertar sustancias químicas al agua de inyección, permitiendo la modificación de propiedades de los fluidos, como también mejorar la movilidad del petróleo y disminuir la tensión interfacial en yacimientos (López Avendaño, 2010).

2.4.1.2. Clasificación de los métodos químicos

Cada uno de los métodos químicos poseen características propias y su aplicación dependerá de factores como: presión, temperatura, profundidad, viscosidad, entre otras propiedades que hacen viable su aplicación. Se citan los siguientes:

- **Inyección de polímeros**

Una mezcla de cadenas de polímeros en el agua es considerada como el proceso de la inyección de polímeros en el yacimiento en función de las condiciones necesarias. Dentro de los polímeros están las poliacrilamidas, biopolímeros que son comúnmente utilizados para añadir al agua de inyección (Abidina, Puspasari, & Nugroho, 2012).

- **Inyección de alcalinos**

Es aquel proceso que permite añadir soluciones cáusticas al agua que va ser inyectada a la formación; reacciona con el petróleo formando compuestos que provoquen la reducción de la tensión interfacial agua-petróleo, liberando el petróleo que se encuentra en la roca del yacimiento.

- **Inyección de surfactantes**

Los surfactantes son agentes tensioactivos que se agregan al agua de inyección, aquellos que poseen una estructura polar (hidrofílico) afinidad con el agua y no polar (hidrófobo) afinidad con solventes orgánicos, generando la acumulación de moléculas en la interfase agua/petróleo; ocasionando la reducción de la tensión interfacial entre los dos líquidos, teniendo como resultado el desplazamiento del petróleo (Norman & Trombetta, Agosto 2007).

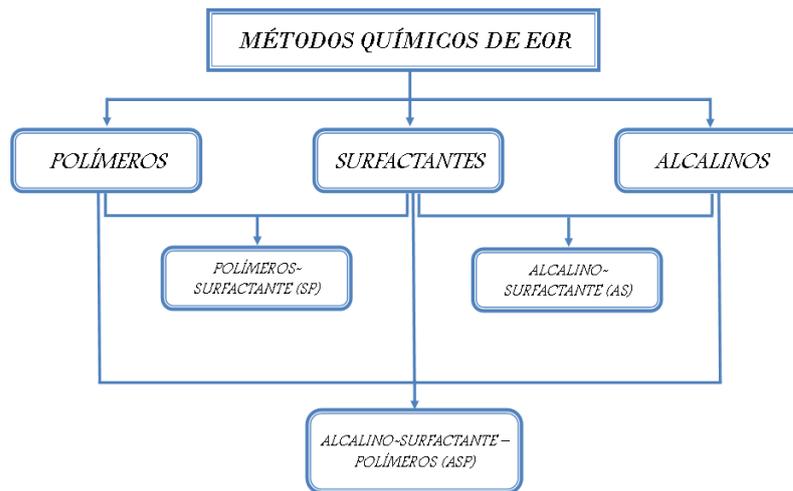


Figura 5: Clasificación de los métodos químicos

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

2.4.2. Proceso y aplicación de los métodos químicos

La inyección de polímeros, surfactantes y alcalinos presentan su proceso propio y condiciones favorables para ser utilizados como técnicas para recuperar el petróleo residual en el yacimiento.

2.4.2.1. Inyección de polímeros

- Proceso

Según Vásquez (2014) el procedimiento que conlleva aplicar soluciones poliméricas al yacimiento está dado por las siguientes actividades:

- Se debe escoger el polímero de acuerdo a las condiciones del yacimiento.
- Una vez obtenida la solución polimérica, se continúa con el proceso de inyección.
- Se añade la solución polimérica, la cual va actuar como un slug (tapón) viscoso al momento de ser empujada a través de la formación por inyección convencional de agua.

- De aquí en adelante el efecto que tiene la solución polimérica es reducir la movilidad del agua.
- Finalmente se genera un alto factor de recuperación y una elevada producción del crudo. Dicho proceso se muestra en la Figura 6:

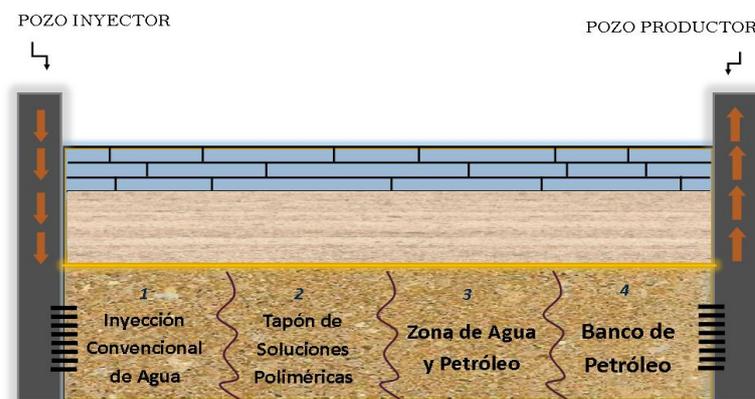


Figura 6: Proceso de inyección de polímero

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

- **Condiciones favorables para su aplicación**

Se toma en cuenta las propiedades del yacimiento, tipo de petróleo, baja salinidad, concentración del polímero, estabilidad térmica y susceptibilidad de degradación del polímero (Hernández Juárez & Sebastián Barrera , 2013).

2.4.2.2. Inyección de alcalinos

- **Proceso**

- Se agrega cierto volumen de soluciones cáusticas o alcalinas como hidróxido de sodio, soda cáustica, silicato de sodio u otro producto químico al agua que será inyectada a la formación.

- Las soluciones alcalinas aplican el proceso de emulsificación in situ, es decir, cuando existe una mezcla tanto de los productos alcalinos (fluido inyectado) y del petróleo que se encuentra en el yacimiento.
- Dichas soluciones alcalinas van a reaccionar con los componentes ácidos del petróleo, cuando empieza a ocurrir esta reacción se van formando sustancias jabonosas en la interfase petróleo-agua, y se da una modificación en la mojabilidad de la roca del yacimiento.
- Al darse el proceso de la reacción entre ambos fluidos se consigue una movilidad mayor del petróleo que del agua, formándose un banco de petróleo que se dirigirá hacia el pozo productor (Avila Marcillo, 2015).
La Figura 7 presenta el proceso de la inyección de alcalinos:

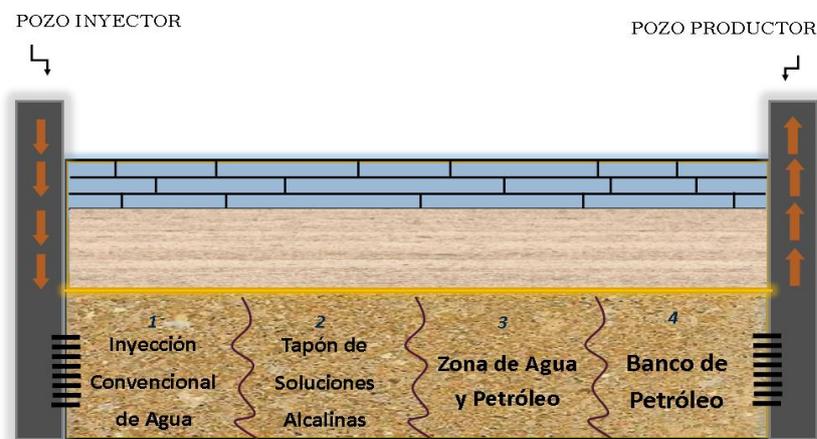


Figura 7: Proceso de inyección de alcalino

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

- **Condiciones favorables para su aplicación**

Requiere saber aspectos tanto del yacimiento como de los fluidos, por lo que se debe considerar la proporción óptima de productos alcalinos, nivel de salinidad, características del yacimiento (Paris de Ferrer, 2001).

2.4.2.3. Inyección de surfactantes

- Proceso

- Incorporar la proporción adecuada de productos surfactantes al agua de inyección.
- Empujando el tapón de surfactantes con la ayuda de cierta cantidad de agua convencional inyectada hacia el crudo se creará la zona agua-petróleo donde ocurrirá la disminución de la tensión interfacial entre el petróleo-agua y reducción de las fuerzas capilares.
- El petróleo empieza a moverse más que el agua, formando el banco o zona de petróleo (Sánchez Medina, 2010).

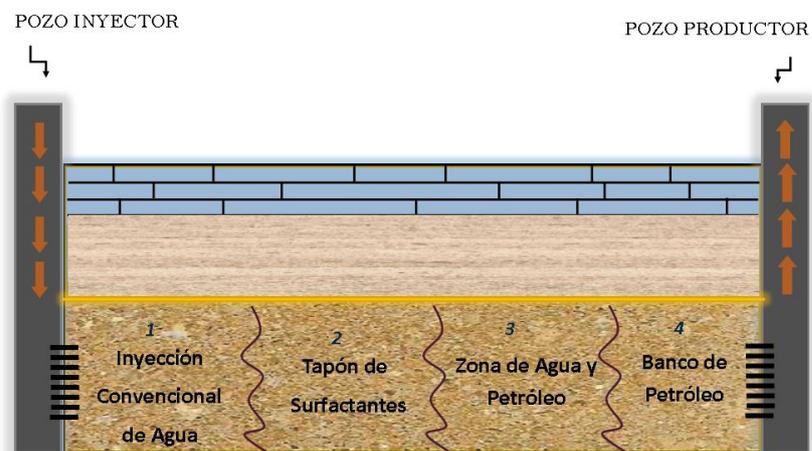


Figura 8: Proceso de inyección de surfactante

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

- Condiciones favorables para su aplicación

Se debe tomar en consideración el mejor surfactante, la salinidad del agua que va hacer inyectada, características de la roca y condiciones del yacimiento (Paris de Ferrer, 2001).

2.4.3. Proceso de inyección de mezclas de aditivos químicos

Al referirse a mezclas de aditivos químicos se habla de la combinación de surfactantes, polímeros y alcalinos, entre las cuales destacan las siguientes:

2.4.3.1. Inyección de surfactante - polímero (SP)

- Proceso

También se considera como polímeros micelares. La inyección de Surfactante- Polímero se basa en el siguiente procedimiento y su esquema se muestra en la Figura 9:

- Adicionar el surfactante al yacimiento, el agente químico a través de una consistencia jabonosa, reduce la tensión interfacial agua/petróleo y las fuerzas capilares ayudan al petróleo separarse de la roca porosa.

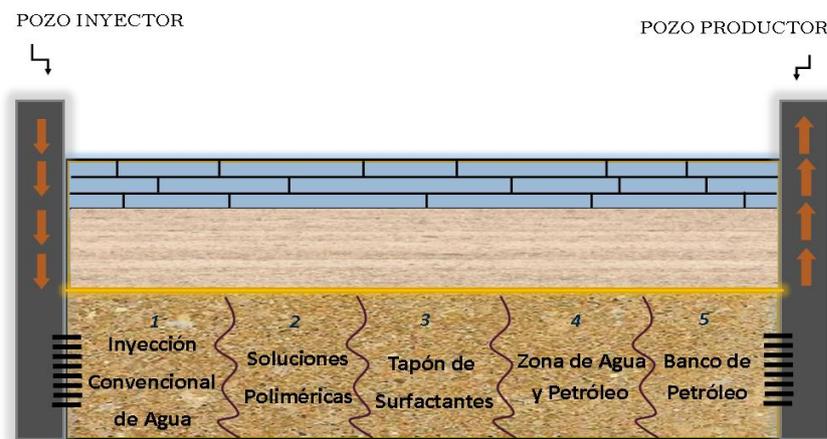


Figura 9: Proceso de inyección de SP (surfactante-polímero)

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

- Luego se añade la solución polimérica cuya función será mejorar la movilidad del petróleo, aumentando la viscosidad del agua; por ende, favorece la eficiencia de barrido dando como resultado el desplazamiento de petróleo (Avila Marcillo, 2015).
 - Tanto el surfactante como el polímero se inyectan en diferentes concentraciones a la formación, además son empujados por agua.
- **Condiciones favorables para su aplicación**
- Se pone en marcha la inyección Surfactante -Polímero en yacimientos que presenten alta salinidad, alta temperatura, petróleo ligero, formaciones homogéneas para que se dé el efecto esperado, caso contrario, fracasará su uso.
 - La proporción de surfactante es muy baja, según oscila entre el 0.02%-0.2%; mientras que en los polímeros presenta menores consumos (Norman & Trombetta, Agosto 2007).

2.4.3.2. Inyección de alcalino – surfactante (AS)

- **Proceso**
- Se pre-acondiciona el yacimiento con la inyección del alcalino y surfactante. El surfactante disminuye la tensión interfacial entre los fluidos, el alcalino que está presente en el agua de inyección se filtra a la formación y reacciona con los componentes ácidos del petróleo liberando el crudo atrapado.
 - Al añadir el agente alcalino provoca aumento del pH, alteración en la humectabilidad de la roca y reducción de la adsorción del surfactante (Maheshwari, 2012).

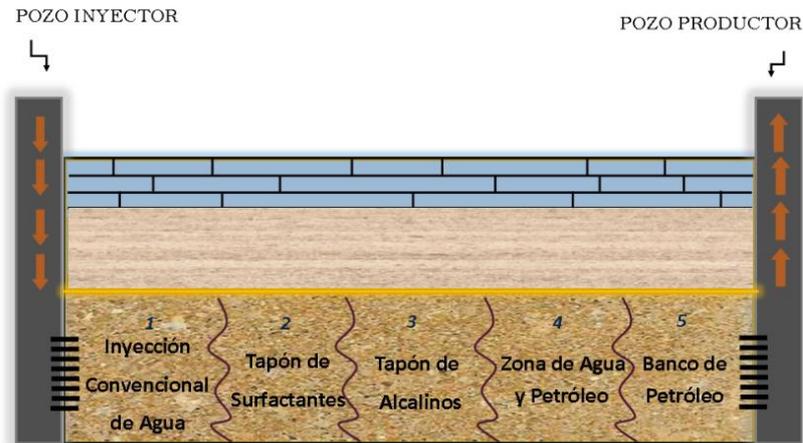


Figura 10: Proceso de inyección de AS (alcalino-surfactante)

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

- **Condiciones favorables para su aplicación**

Se sugiere la inyección de Alcalinos-Surfactantes para yacimientos con petróleo ligero y con bajo contenido de ácidos (Maheshwari, 2012).

2.4.3.3. Inyección de alcalino – surfactante – polímero (ASP)

- **Proceso**

Es la combinación de los tres métodos químicos individuales como son: la inyección de alcalinos, surfactantes y polímeros. El proceso en la inyección de ASP se distingue gráficamente y contextualmente:

- Se coloca un tapón de agua dulce antes de que se empiece a inyectar los agentes químicos con la finalidad de aminorar la salinidad del agua de formación y que los químicos no sufran alguna alteración, es decir, se realiza un prelavado.
- Se añade el tapón ASP, lo que va a ocurrir en esta etapa es que cada uno de los productos químicos realizan su función:

- **Alcalino:** Se adsorberá en la roca, permitiendo una eficiencia para el agente surfactante y polímero.
 - **Surfactante:** Al momento de estar en contacto con los fluidos presentes en el yacimiento, se adsorberá en la interfase agua-petróleo produciendo la disminución de la tensión entre los fluidos y aumentando la movilidad del petróleo.
 - **Polímero:** Tiene el rol de que el agua se haga muy viscosa y por consiguiente facilitar el desplazamiento de petróleo.
- Cuando la solución ASP haya cumplido su función, se procede a inyectar un bache de polímeros, para mantener el empuje y desplazamiento de los fluidos.
 - Para concluir, se inyecta agua con alta salinidad permitiendo el empuje del petróleo hacia el pozo productor (Canache Velásquez, 2006).

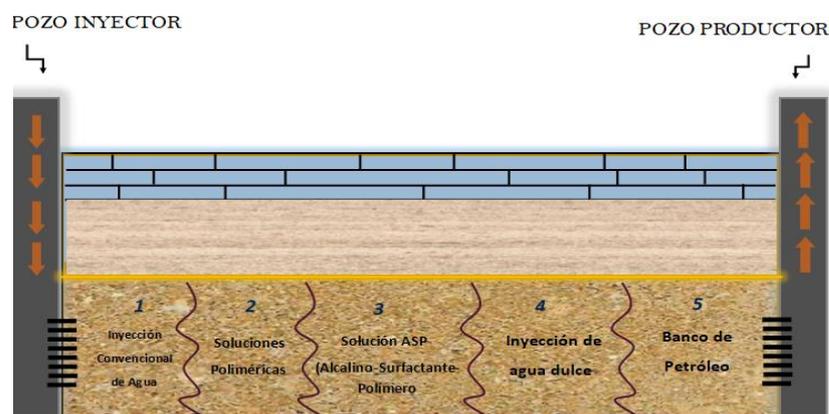


Figura 11: Proceso de inyección de ASP (alcalino-surfactante-polímero)

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

- Condiciones favorables para su aplicación

La inyección de ASP debe contar con yacimientos que sean homogéneos y que el corte de agua sea mayor al 50% (Useche L., Caracas, Junio 2013).

2.5 Rentabilidad de los métodos químicos

La aplicación de la inyección de productos químicos a la formación como método de EOR, es muy amplia y de cuidado al momento de ponerlo en marcha; porque incluye un sinnúmero de criterios de diseño en cuanto al yacimiento como el químico a utilizar.

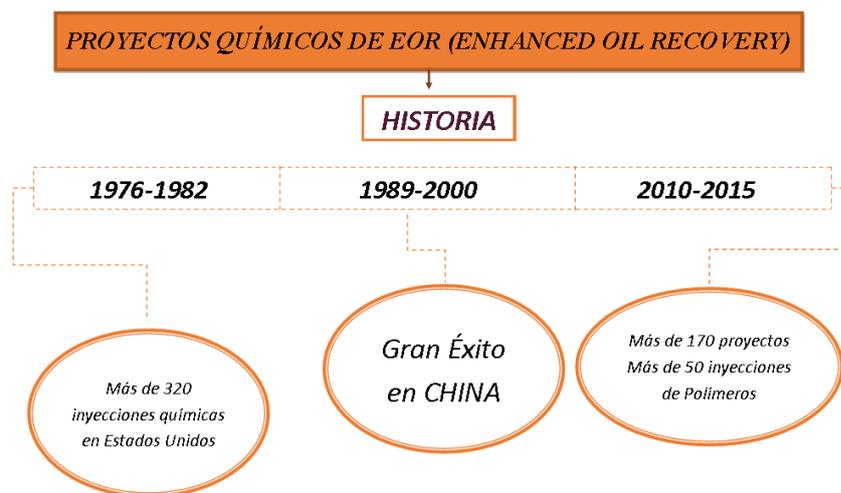


Figura 12: Historia de proyectos químicos EOR

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

La tecnología de recuperación mejorada a través de métodos químicos no está totalmente desarrollada en el campo en comparación con otras técnicas de EOR, esto se debe a que dichos productos químicos están estrechamente relacionados al precio del petróleo y no aportan en la producción a nivel mundial. A pesar de ello, en los últimos tiempos han surgido incrementos en pruebas pilotos que señalan que los métodos químicos pueden ser una buena alternativa para el futuro. En proyectos realizados en China, el 11% de su producción proviene de métodos químicos (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2012).

Los métodos químicos han tenido un desarrollo temprano en el año 1980, a mediados de 1986 se generó un gran número de proyectos relacionados a la inyección de polímeros como técnica de recuperación mejorada de petróleo. En 1990 no tuvo tanta relevancia la inundación de químicos en otros países, a excepción de China donde hubo mucho éxito. A partir del año 2000 en adelante se fueron incursionando la inyección de mezclas de aditivos como SP y ASP (Alvarado & Manrique , 2010).

Actualmente, diferentes países llevan a cabo proyectos con métodos químicos donde se está iniciando la mejora de técnica de inyección química con la finalidad de mejorar la productividad (Mandal, 2015). En Ecuador el uso de métodos químicos en los campos maduros tiene una buena perspectiva, tanto económica como técnica, lo que conllevaría a un aumento aceptable en cuanto a las reservas (Ziritt, 2012).

2.6 Parámetros del yacimiento y fluidos

2.6.1. Principales factores del yacimiento para la inyección de polímeros

Los factores volumétricos de la formación están vinculados con el volumen de cada fluido que se encuentra en el reservorio. De los cuales se destacan tres grupos:

2.6.1.1. Factor volumétrico del petróleo (β_o)

El petróleo en el reservorio está a cierta presión y temperatura, cuando se extrae el fluido a la superficie la presión se ve afectada y, por lo tanto, tiende a disminuir poco a poco. Este factor corresponde a la relación que existe entre el volumen de petróleo a condiciones de yacimiento y el volumen del petróleo a condiciones de superficie.

$$\beta_o = \frac{\text{Volumen de petróleo a cond. yacimiento}}{\text{Volumen de petróleo a cond. superficie}} = \frac{V_o^R}{V_o^{SC}} = \frac{RB}{STB} \dots \text{Ecuación 1}$$

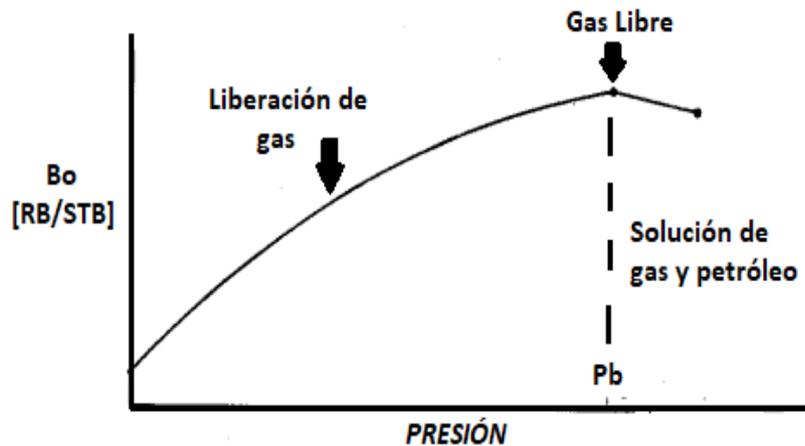


Figura 13: Comportamiento del factor volumétrico de petróleo vs presión

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

2.6.1.1. Factor volumétrico del gas (β_g)

Es la relación que existe entre el volumen de gas a condiciones de yacimiento y el volumen de gas a condiciones de superficie, donde la temperatura y la presión comienzan a reducirse cuando cambian ambas condiciones; permitiendo que el gas se expanda y ocupe más volumen en la superficie que en el fondo de la formación.

$$\beta_g = \frac{\text{Volumen de gas a cond. yacimiento}}{\text{Volumen de gas a cond. superficie}} = \frac{V_g^R}{V_g^{SC}} = \frac{RB}{STB} \dots \text{Ecuación 2}$$

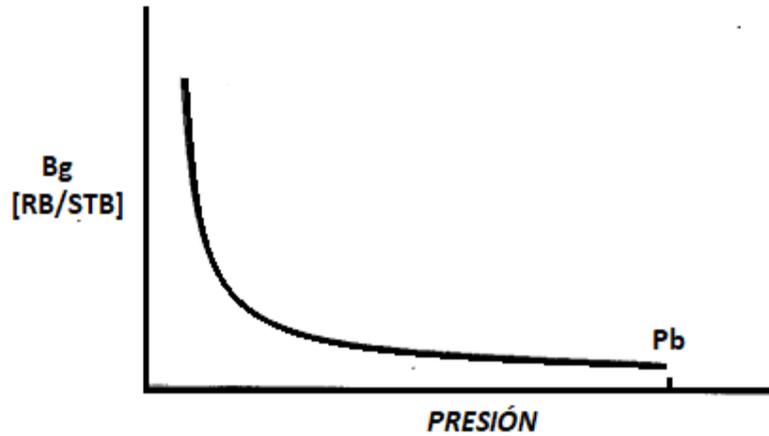


Figura 14: Comportamiento del factor volumétrico de gas vs presión

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

2.6.1.2. Factor volumétrico del agua (β_w)

Es la relación que existe entre el volumen de agua a condiciones de yacimiento y el volumen de agua a condiciones de superficie.

$$\beta_w = \frac{\text{Volumen de agua a cond. yacimiento}}{\text{Volumen de agua a cond. superficie}} = \frac{V_w^R}{V_w^{SC}} = \frac{RB}{STB} \dots \text{Ecuación 3}$$

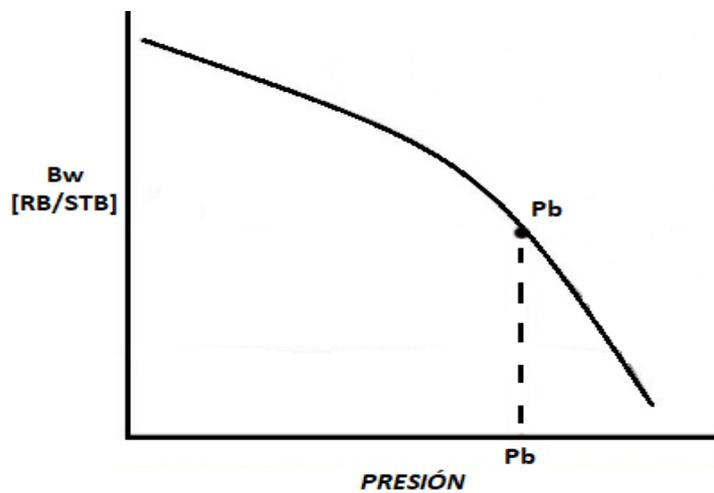


Figura 15: Comportamiento del factor volumétrico del agua vs presión

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

2.6.2. Características del yacimiento

El yacimiento es importante para la elección de un método de recuperación que se va a utilizar para extraer un mayor porcentaje del petróleo. Incluye un sinnúmero de características que afecta la inyección de polímeros afectada por sus características, las cuales son:

2.6.2.1. Heterogeneidad del yacimiento

Los yacimientos no son totalmente homogéneos, por lo que, la heterogeneidad prevalece en un mayor grado. Las permeabilidades variadas y las fracturas perjudican el recobro de petróleo, esto es, producto de las variaciones de la invasión de fluidos en posiciones verticales y horizontales (Al-Hajri, 2010).

- Eficiencia de barrido vertical

Es la eficiencia de invasión que está en función de la gravedad, se define como el área del yacimiento contactada por el fluido inyectado.

- Eficiencia de barrido areal

La eficiencia de barrido areal está en función de la ubicación de los pozos tanto inyectores como productores, es decir, la fracción del área a partir del cual se desplaza el petróleo a través del fluido inyectado.

- Eficiencia volumétrica de barrido

La eficiencia volumétrica de barrido, es una medida en las heterogeneidades del yacimiento. Combinación del barrido areal y vertical, es decir, volumen poroso contactado por el fluido inyectado por el volumen poroso total del reservorio.

2.6.2.2. Espesor neto del yacimiento

El espesor está confinado por rocas y fluidos, por tal, definir con exactitud el volumen de petróleo que se encuentra en ese grosor, permitirá decidir si se aplica o no una inyección de polímeros para extraer el crudo contenido en el medio poroso. Los valores de espesor de acuerdo a casos estudiados para la inundación de polímeros están entre 13.2 ft - 54.8 ft y 36 ft como promedio. La distribución normal en casos de campo se da entre valores de 40 ft y 50 ft (Zhang, 2015).

2.6.2.3. Tipo de formación

El tipo de sedimento está vinculado con la mineralogía en la formación y es primordial para la compatibilidad de las soluciones poliméricas. Las areniscas son las más empleadas en la inyección de polímeros, en el caso de las arcillas y carbonatos de alta concentración podría ser un problema en la pérdida química debido a la alta adsorción (Littman, 1998).

2.6.2.4. Profundidad del yacimiento

La profundidad del yacimiento es un indicador elemental cuando se trata de la inyección de polímeros, porque influye directamente en la presión de inyección. El límite de la presión de inyección es cuando el depósito se fractura, por tal motivo, una baja profundidad podría considerarse en ciertos casos como restricción para la inyección de polímeros. Los valores de profundidad en relación a casos de campo oscilan entre 3215 ft como mínimo, 5139 ft como máximo y 4106 ft como valor promedio. En su mayor parte los valores vinculados a campo tienen un rango de 3000 a 6000 ft. Para casos pilotos los valores están entre 1558 ft como mínimo, 8186 ft como máximo y 5135 ft como valor medio (Zhang, 2015).

Cuando un campo de estudio presenta un depletamiento acelerado en su presión de yacimiento, con una presión inicial de 3500 psi y una presión actual de 1200 psi, este impacta negativamente el factor de recobro del hidrocarburo y por ende la disminución en las reservas recuperables del yacimiento, es ahí donde actúa el método de inyección de polímero como proceso de implementación para aumentar el factor de recobro de petróleo logrando recuperar el crudo de manera más rentable.

2.6.3.2. Temperatura de yacimiento

Se relaciona con la profundidad del yacimiento como un solo criterio de selección, debido a que la temperatura del yacimiento se encuentra en función de la profundidad del mismo. El proceso de inyección de polímero cuando muestra altos valores de temperatura en el yacimiento, se puede mostrar tendencia en la aceleración de reacciones de descomposición, la floculación y en la adsorción de la roca que se encuentra en el yacimiento.

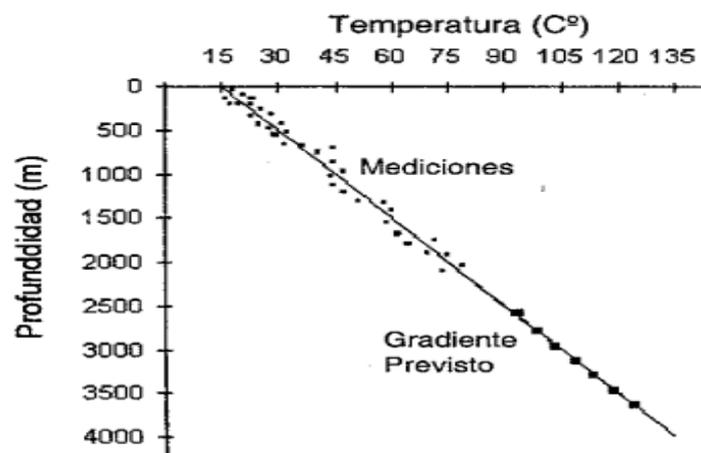


Figura 16: Medición de la temperatura por el gradiente geotérmico

Fuente: (Bidner, 2001).

Al tener un tipo de polímero se forman rangos de temperatura que certifican una solución polimérica estable, diferentes estudios han manifestado que temperaturas menores a los 93.3°C prueban tal condición (Medina, 2017).

2.6.3.3. Porosidad del yacimiento

La medida del volumen de poros de la roca sobre su volumen total es la definición de la porosidad con unidad adimensional.

$$V_r = V_p + V_s \dots \dots \dots \text{Ecuación 6}$$

Donde:

V_r = Volumen de roca.

V_p = Volumen de poros.

V_s = Volumen de sólidos

Si el volumen de poros está relacionado con el volumen de la roca, se logra obtener la porosidad, representado como fracción o en porcentaje.

$$\phi = \frac{V_p}{V_p + V_s} \dots \dots \dots \text{Ecuación 7}$$

La inyección de polímeros en el medio poroso es esencial en la estabilidad de la solución polimérica porque evalúa tres puntos de vista: la estabilidad biológica, química y mecánica; determinando el nivel de degradación del polímero y la eficiencia como método de recuperación del crudo.

2.6.3.4. Permeabilidad del yacimiento

El éxito técnico y económico para la evaluación de la inyección de polímeros es la permeabilidad y heterogeneidad del yacimiento. Las formaciones con pequeños valores de permeabilidad pueden obstruir a las moléculas de un polímero que fluyen a través de los poros.

2.6.3.5. Continuidad en las propiedades de las rocas

Es importante en relación con la continuidad vertical y la permeabilidad. Al determinar la factibilidad de aplicación de un método de recuperación con inyección, lleva a que el flujo del fluido en el yacimiento se dirija en dirección de los planos de estratificación. La presencia de lutitas no es necesariamente un inconveniente, sino que los estratos individuales de la roca del yacimiento muestren un grado moderado de uniformidad y continuidad con relación a la porosidad, permeabilidad y saturación del petróleo.

Además, a partir de núcleos que son llevados a laboratorio se puede tener demostraciones de estratificaciones cruzadas y de fracturamiento. Todas estas condiciones deben ser tomadas en cuenta en la determinación del espaciamiento de los pozos, en los patrones de invasión y en la valoración del volumen del yacimiento que se ve afectado durante el programa de inyección.

2.6.4. Propiedades de los fluidos

2.6.4.1 Viscosidad del petróleo

La viscosidad es cuando el fluido se resiste al movimiento. Viene dado en unidades de centipoise (cp). La viscosidad del petróleo (μ_o) tiende a aumentar cuando disminuye la temperatura. Según pruebas pilotos, los valores están entre: 2.3 cp como mínimo, 285.7 cp como máximo y 61.987 cp como valor medio. En pruebas de campo los valores están entre: 2.6 cp como mínimo, 76.96 cp como máximo y 29.31 cp como promedio (Zhang, 2015).

2.6.4.2 Gravedad del petróleo

La gravedad del petróleo viene representada en °API, y hace referencia a la densidad, por lo tanto, indica que liviano o pesado es el crudo. Su fórmula es:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\text{GE}} - 131.5 \dots\dots\dots \text{Ecuación 8}$$

Según pruebas pilotos para la inyección de polímeros, los valores de gravedad del petróleo están entre: 14.96 °API como mínimo, 51.1 °API como máximo y 24.81 °API como valor medio. En pruebas de campo los valores están entre: 16.2 °API como mínimo, 53.2 °API como máximo y 36.89 °API como promedio (Zhang, 2015).

2.6.4.3 Salinidad del agua de formación

La salinidad del agua de formación tiene gran impacto con la viscosidad del polímero porque tiende a disminuir. Es sensible al contenido de magnesio, calcio y hierro. Según pruebas pilotos, los valores de gravedad del petróleo están entre: 2127ppm como mínimo, 84128ppm como máximo y 23135ppm como valor medio. En pruebas de campo los valores están entre: 3580 ppm como mínimo, 28868 ppm como máximo y 8087 ppm como promedio (Zhang, 2015).

CAPITULO III

INYECCIÓN DE POLÍMEROS

3.1. Definición de polímero

El Polímero es un producto químico soluble en agua de alto peso molecular, formada por moléculas de menor tamaño o también denominado monómeros. La unión de cadenas de polímeros en el agua se considera como un proceso de inyección de polímeros en el yacimiento bajo condiciones recomendables.

3.2. Características de los polímeros

3.2.1. Concentración del polímero

La concentración de polímeros tiene un efecto característico en los volúmenes de recuperación de hidrocarburos. La Figura 17 expone la relación de la concentración de polímero con respecto a la viscosidad. A mayor concentración de la solución polimérica va a existir un aumento de viscosidad.

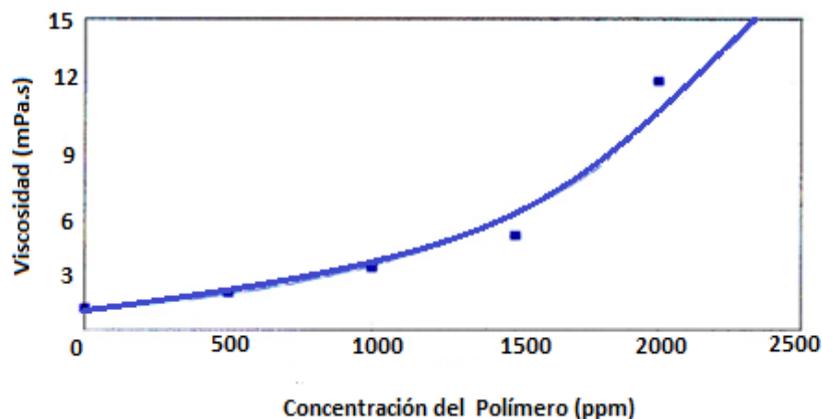


Figura 17: Concentración de polímero vs viscosidad de la solución

Fuente: (Hernández Serrano, 2014)

El efecto que presenta la recuperación de petróleo remanente debido a las diferentes concentraciones de la solución de polímero se da en la Figura 18. Cuando la concentración del polímero está de 100 a 1300 ppm, la recuperación se ve influenciada exponencialmente hasta tener un valor de 1500ppm, es decir, si la concentración va aumentando, se observa un mayor porcentaje de recobro.

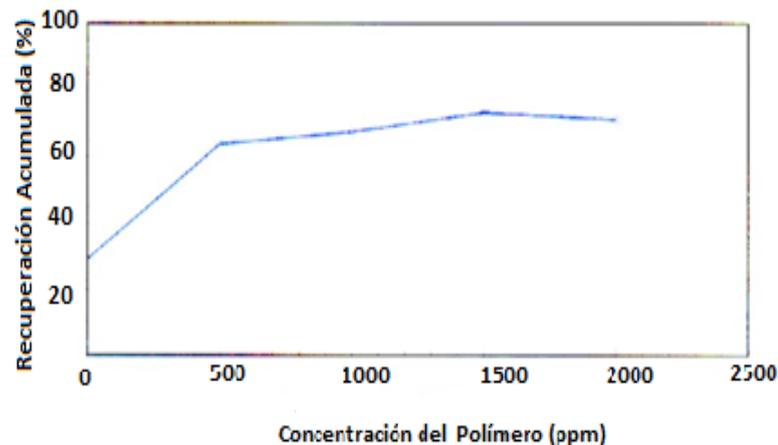


Figura 18: Efecto de la concentración de la solución de polímero en la recuperación de petróleo

Fuente: (Hernández Serrano, 2014)

3.2.2. Temperatura del polímero

La temperatura es clave en el comportamiento de los polímeros. A temperaturas bajas los polímeros se vuelven más duros y surge pérdida de movimiento entre las cadenas que forman el material. La temperatura a la que funden las zonas cristalinas se llama temperatura de fusión (T_f). Al mantener un tiempo prolongado a alta temperatura la solución de polímeros pierde viscosidad. Hay dos factores que deben ser considerados: la temperatura a la que se somete el polímero y el tiempo que se mantenga esta condición.

3.2.3. Viscosidad del polímero

Un segundo factor es la estructura del material. Los polímeros lineales con débiles enlaces intermoleculares presentan bajas viscosidades al resultar más fácil el deslizamiento de unas moléculas respecto a otras. La viscosidad aumentará haciendo que la longitud de sus cadenas tenga un mayor desorden dificultando aún más sus movimientos. Una distribución de peso molecular amplia implica menor viscosidad, por lo tanto, son fáciles de extraer.

3.2.4. Salinidad

La salinidad y el intercambio iónico pueden llegar a tener efectos considerables en el proceso de degradación química. El agua de formación posee a menudo elevadas concentraciones divalentes de cationes, en particular de Ca^+ y Mg^+ , que hacen que la viscosidad de la solución polimérica se vea alterada. Con el fin de disminuir el efecto producido, se realiza la inyección de un pre-flujo de agua para limpiar cierta cantidad de sales presentes en el yacimiento y reducir la exposición del fluido de inyección (Gómez , Hernández , & Merchán, 2011).

3.2.5. Peso molecular

El peso molecular de los polímeros es de interés para su aplicación junto con las propiedades mecánicas asociadas a los materiales poliméricos. En la mayoría de los casos, para un determinado intervalo de pesos moleculares, dicha propiedad será óptima para su aplicación en la formación. Las características propias de los polímeros están constituidas por una mezcla de polímeros homogéneos, pero con distinta longitud de cadena y, en consecuencia, de diferente peso molecular. Para los polímeros, solo es posible determinar un peso molecular promedio.

3.3. Polímeros para la recuperación de petróleo

3.3.1. Poliacrilamidas

Es aquel polímero sintético de cadena más larga compuesta por el monómero acrilamida que al combinarse químicamente da como resultado la cadena polimérica. Sus moléculas son flexibles y de diámetro pequeño. Sensibles al romperse por producto de esfuerzo cortante o mecánico, mientras que poseen una polaridad muy alta; el cual las hace parecidas al agua y no semejantes al petróleo. Aplicable en procesos de métodos de recuperación mejorada de petróleo, teniendo entre 1 a 10 millones de peso molecular promedio, mientras que el grado de hidrólisis de las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas varía entre 0 y 30% (Sánchez Medina, 2010).

3.3.2. Polisacáridos

La estructura molecular de los polisacáridos es resistente a la degradación mecánica, rígida y viscosificante en agua con alta salinidad, con una complejidad mayor que la poliacrilamida. Mientras que el peso molecular promedio de los biopolímeros es mínimo entre 2 a 5 millones al de las poliacrilamidas (Sánchez Medina, 2010). En el proceso de inyección es conveniente filtrar las soluciones de biopolímeros antes de ser inyectadas al yacimiento, para minimizar los problemas de taponamiento que se puede presentar en los pozos inyectoros.

3.4. Propiedades físicas de soluciones poliméricas

Las soluciones poliméricas al momento de fluir por las paredes de la roca porosa de la formación deben transportarse de manera infalible; para que obtenga su efectividad, se toma en cuenta propiedades fundamentales en la interacción tanto del polímero como el medio poroso para alcanzar el éxito de la inyección, como son:

3.4.1. Adsorción

La adsorción como fenómeno físico, es el enriquecimiento de un componente particular en una interfase (Littman, 1998). Cuando se trata de la inyección de polímeros, la interfase es entre el polímero (fase líquida) y la superficie de la roca (fase sólida), es decir, ocurre la interacción de las dos fases provocando la adhesión del polímero en la parte superior de la roca. Para que la adsorción de la solución polimérica en la roca ayude a que la permeabilidad relativa del agua disminuya, se debe tener presente indicadores adecuados que incidan en los resultados óptimos de dicho fenómeno (Moreno Diaz, Muñoz Navarro, & Rodriguez, 2017). Entre los indicadores se tiene:

- **Características del Polímero:** Hace hincapié en el tipo, peso molecular y concentración del polímero al momento de inyectar a la formación.
- **Tipo de roca:** La superficie de cada estrato es única en forma, tamaño, composición de minerales, presencia de sus poros. Ayuda a una menor o mayor adsorción.
- **Solvente:** Está en función de la salinidad, el agua de la formación como el agua de inyección que contiene los polímeros deben estar asociadas para favorecer la adsorción. La adsorción tiende a aumentar en rocas poco consolidadas y con alta salinidad. A nivel de campo, los valores de adsorción oscilan entre 20 a 500 lb/acre-ft (Abadli, 2012).

3.4.2. Retención

La retención del polímero es fundamental para garantizar el éxito de la inundación química al yacimiento, porque del resultado de dicha propiedad física se estimará la cantidad de petróleo que se va a recuperar por libra de polímero inyectado. La retención en términos de inyección de polímeros es la cantidad del agente químico que se retiene en el medio poroso, para ello actúan la adsorción de la superficie sólida y el entrapamiento en los poros.

Varias observaciones son analizadas oportunamente para que la retención del polímero se dé adecuadamente, refiriéndose a lo siguiente:

- **Contenido de carbonatos, hierro o arcilla en la roca:** La cantidad de minerales del estrato en la formación es esencial antes que se inyecte la solución polimérica.
- **Tipo y Peso molecular del polímero:** Afecta directamente al aumento de la retención del polímero ya que puede repercutir considerablemente en la disminución de la permeabilidad (América, 2011).

Al momento que ocurra la retención causará pérdida del polímero en la solución como también un retraso en la rapidez del polímero, originando dificultad en la movilidad. En el campo los valores de retención oscilan entre 20 a 400 lbm de polímero/acre-ft de volumen bruto, un valor de retención menor considerable es 50 lbm/acre-ft (Center, 2016).

3.4.3. Factor de resistencia

El factor de resistencia residual y el factor de resistencia son aquellos que a través de fórmulas específicas cuantifican la disminución de la permeabilidad provocada por el retenimiento del polímero en el medio poroso. En el caso del factor de resistencia se define como la correlación de las movilidades, es decir, entre la movilidad del agua y la movilidad de la solución polimérica. Planteado en las siguientes fórmulas ya establecidas:

$$\lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w} \dots \dots \dots \text{Ecuación 9}$$

$$\lambda_p = \frac{k_p}{\mu_p} \dots \dots \dots \text{Ecuación 10}$$

Donde:

λ_w = Movilidad del agua

k_w = Permeabilidad del agua

μ_w = Viscosidad del agua

λ_p = Movilidad de la solución polimérica

μ_p = Viscosidad de la solución polimérica

k_p = Permeabilidad de la solución polimérica

$$R_f = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} = \frac{\frac{k_w}{\mu_w}}{\frac{k_p}{\mu_p}} \dots \dots \dots \text{Ecuación 11}$$

Donde:

R_f = Factor de Resistencia

Mientras que el factor de resistencia residual se define como la relación de la movilidad del agua, que también puede ser expresado en términos de permeabilidad del agua inicialmente y después de la inyección del agente químico como es el polímero. Planteado por medio de esta fórmula ya establecida:

$$R_{rf} = \frac{k_{wi}}{k_{wa}} \dots \dots \dots \text{Ecuación 12}$$

Donde:

R_{rf} = Factor de Resistencia Residual

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

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

3.5. Mecanismos que actúan en el desplazamiento de polímeros

El polímero aporta al incremento del desplazamiento debido a la movilización de petróleo que se encuentra atrapado en los poros de la roca. Para que surja dicho proceso, la solución polimérica debe generar cierta estabilidad y comportamiento viscoso. Enfocándolo a nivel microscópico, la mejora en la eficiencia de desplazamiento a través de la inyección de polímeros, se da mediante cuatro mecanismos que, según Medina Hernández (2017), son:

3.5.1. Efecto de arrastre (Pulling effect)

El polímero que posee propiedades viscosas y elásticas fluye por una superficie estrecha, causando no solo tensión entre los fluidos presentes: solución polimérica y petróleo; sino tensión con el área de contacto (cizallamiento). El agua (fluido no elástico) y los polímeros al tener características viscoelásticas generan fuerzas mayores en comparación al petróleo, logrando sacar el crudo por canales sin salidas.

3.5.2. Efecto de raspado (Stripping effect)

Se enfoca a la humectabilidad de la roca. El petróleo es aquel que se adhiere preferencialmente a la superficie sólida ocupando la mayor cantidad de área de contacto a diferencia del agua. La humectabilidad causa modificaciones en la capilaridad, producto de la fuerza mayor del fluido no newtoniano (solución polimérica) que el fluido newtoniano (agua), esta tensión facilita raspar el petróleo de la roca. Al darse el proceso ocurrirá alteración en su humectabilidad, es decir, el medio poroso pasa a humectarse por agua, y como resultado dará un mayor desplazamiento de petróleo.

3.5.3. Flujo de la columna de petróleo (Oil thread flow)

En el sistema actúa el polímero como propiedad elástica, es decir, el petróleo es extraído del medio poroso por el polímero mediante dos formas: primero en columna y luego en hilos de petróleo. Al acontecer la extracción, la columna puede desestabilizarse por la tensión entre el petróleo-solución de polímero y quedar nuevamente atrapado, pero allí es donde actúa la propiedad del polímero para estabilizar la alteración interfacial, así ayudará a que mejore la movilización del petróleo.

3.5.4. Efecto de espesamiento por cizallamiento (Shear-thickening effect)

El espesamiento por cizallamiento es uno de los tipos de flujo del polímero asociado a su velocidad en el medio poroso. La velocidad en el mecanismo debe ser alta para que las cadenas del polímero no sufran un proceso de relajación, es decir, una deformación recuperable. Al aumento de la viscosidad que se da cuando la velocidad de cizallamiento aumenta, se llama espesamiento.

3.6. Proceso de inyección de polímeros para el desplazamiento del crudo

Durante el proceso de recuperación de hidrocarburo, el polímero actúa como agente químico para el incremento de la viscosidad del agua de modo que se mejora la razón de movilidad entre la solución polimérica (fluido desplazante) y el crudo (fluido desplazado), favoreciendo la eficiencia de barrido. Para que se efectúe el proceso de inyección de soluciones poliméricas para el desplazamiento del crudo se toma como referencia la teoría de Buckley- Leverett en representación del flujo fraccional del agua.

Principio de conservación de masa mostrada en las siguientes fórmulas:

$$m_w = -\frac{kk_{rw}}{\mu_w} * \rho_w \nabla(P_w - \rho_w gz) \dots \dots \dots \text{Masa del agua} \dots \dots \text{Ecuación 13}$$

$$m_o = -\frac{kk_{ro}}{\mu_o} * \rho_o \nabla(P_o - \rho_o gz) \dots \dots \dots \text{Masa del petróleo} \dots \dots \text{Ecuación 14}$$

Movilidad de los fluidos

$$\lambda_w = \frac{k_{rw}}{\mu_w} * \rho_w \dots \dots \dots \text{Movilidad del agua} \dots \dots \dots \text{Ecuación 15}$$

$$\lambda_o = \frac{k_{ro}}{\mu_o} * \rho_o \dots \dots \dots \text{Movilidad del petróleo} \dots \dots \dots \text{Ecuación 16}$$

En su forma reducida, reemplazando la movilidad queda:

$$m_w = -k\lambda_w \nabla(P_w - \rho_w gz) \dots \dots \dots \text{Masa del agua}$$

$$m_o = -k\lambda_o \nabla(P_o - \rho_o gz) \dots \dots \dots \text{Masa del petróleo}$$

Si se considera el fluido incompresible, bifásico (agua/petróleo) y no existe gravedad ni presiones capilares; la ecuación quedaría:

$$m_w = -k\lambda_w \nabla(P_w) \dots \dots \dots \text{Masa del agua}$$

$$\nabla P_c = 0$$

$$\nabla P_c = \nabla P_o - \nabla P_w$$

$$0 = \nabla P_o - \nabla P_w$$

$$\nabla P_o = \nabla P_w$$

$$m_o = -k\lambda_o \nabla(P_w) \dots \dots \dots \text{Masa del petr3leo}$$

$$m = m_w + m_o \dots \dots \dots \text{Ecuaci3n 17}$$

$$m = -k\lambda_w \nabla(P_w) + [-k\lambda_o \nabla(P_w)]$$

$$m = -k \nabla(P_w) [\lambda_w + \lambda_o]$$

$$f_w = \frac{m_w}{m} \dots \dots \dots \text{Ecuaci3n 18}$$

$$f_w = \frac{-k\lambda_w \nabla(P_w)}{-k \nabla(P_w) [\lambda_w + \lambda_o]}$$

$$f_w = \frac{\lambda_w}{\lambda_w + \lambda_o} \dots \dots \dots \text{Ecuaci3n 19}$$

$$f_w = \frac{\frac{k_{rw}}{\mu_w} * \rho_w}{\left(\frac{k_{rw}}{\mu_w} * \rho_w\right) + \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o} * \rho_o\right)}$$

$$f_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{\mu_o}{\mu_w} * \frac{k_{ro}}{k_{rw}} * \frac{\rho_o}{\rho_w}\right)} \dots \dots \text{F3rmula de Flujo Fraccional} \dots \dots \text{Ecuaci3n 20}$$

Por medio de la ecuaci3n de Buckley-Leverett para un flujo lineal se muestra a continuaci3n:

$$\nabla(m_w) + \frac{\delta(\rho_w \phi S_w)}{\delta t} = 0 \dots \dots \dots \text{Ecuaci3n 21}$$

$$f_w = \frac{m_w}{m}$$

$$m_w = f_w * m$$

$$\nabla(f_w * m) + \frac{\delta(\rho_w \phi S_w)}{\delta t} = 0$$

$$m = V_\alpha * \rho_\alpha$$

$$\nabla(f_w * V_\alpha * \rho_\alpha) + \frac{\delta(\rho_w \phi S_w)}{\delta t} = 0$$

ρ_α se convierte en ρ_w porque se está inyectando agua

$$\nabla(f_w * V_\alpha * \rho_w) + \rho_w \phi * \frac{\delta(S_w)}{\delta t} = 0$$

$$V_\alpha * \rho_w \nabla(f_w) + \rho_w \phi * \frac{\delta(S_w)}{\delta t} = 0$$

$$\rho_w \left[V_\alpha * \nabla(f_w) + \phi * \frac{\delta(S_w)}{\delta t} \right] = 0$$

$$\left[V_\alpha * \nabla(f_w) + \phi * \frac{\delta(S_w)}{\delta t} \right] = 0$$

$$\frac{1}{\phi} \left[V_\alpha * \nabla(f_w) + \phi * \frac{\delta(S_w)}{\delta t} \right] = 0$$

$$\frac{V_\alpha * \nabla(f_w)}{\phi} + \frac{\delta(S_w)}{\delta t} = 0$$

$$V = \frac{Q}{A} \dots \dots \dots \text{Ecuación 22}$$

$$\frac{Q * \nabla(f_w)}{A \phi} + \frac{\delta(S_w)}{\delta t} = 0$$

$$\left[\frac{Q}{A\phi} * \frac{\delta(f_w)}{\delta x} \right] = - \frac{\delta(S_w)}{\delta t}$$

$$\left[\frac{\delta(f_w)}{\delta x} \right] = \frac{\delta(f_w)}{\delta(S_w)} * \frac{\delta(S_w)}{\delta x}$$

$$\frac{Q}{A\phi} * \left[\frac{\delta(f_w)}{\delta(S_w)} * \frac{\delta(S_w)}{\delta x} \right] = - \frac{\delta(S_w)}{\delta t}$$

$$\frac{Q}{A\phi} * \left[\frac{\delta(f_w)}{\delta(S_w)} \right] = - \frac{\delta(S_w)/\delta t}{\delta(S_w)/\delta x}$$

$$\delta(S_w) = \frac{\delta S_w}{\delta x} dx + \frac{\delta S_w}{\delta t} dt$$

$$\frac{dx}{dt} = - \frac{\delta(S_w)/\delta t}{\delta(S_w)/\delta x}$$

$$\frac{dx}{dt} = \frac{Q}{A\phi} * \frac{\delta(f_w)}{\delta(S_w)}$$

$$\frac{Q}{A\phi} \int \frac{\delta(f_w)}{\delta(S_w)} * dt = \int dx$$

$$x = \frac{Q}{A\phi} \left(\frac{\delta(f_w)}{\delta(S_w)} \right) t \dots \text{Buckley – Leverett} \dots \dots \dots \text{Ecuación 23}$$

Un proyecto de inyección de polímero consiste en añadir polímero en un determinado lapso de tiempo hasta alcanzar, más o menos, 1/3 - 1/2 del volumen poroso del reservorio (Abidin, Puspasari, & Nugroho, 2012). El tapón de polímero es seguido por el agua convencional, ayudando a empujar el petróleo hacia los pozos productores.

3.7. Comportamiento de la inyección de polímeros en el medio poroso

El medio poroso influye mucho en la concentración o cantidad de polímero que se inyecta, porque la proporción dependerá de dos propósitos (Cabezas P., 1975):

- Para optimizar las propiedades del fluido desplazante se utilizará 500 ppm para llegar a tener una mejor recuperación.
- Para formar un tapón se empleará una concentración de 3000 ppm.

En concentraciones bajas (300 a 500 ppm), en donde se pretende recuperar petróleo, el comportamiento está en función de la velocidad de la tasa de flujo, de allí parten dos comportamientos:

- **Comportamiento por flujo pseudo-plástico**

El flujo pseudo-plástico se caracteriza por ser fluidos en la que su viscosidad disminuye al aumentar la velocidad de deformación.

- **Comportamiento por flujo pseudo-dilatante**

El flujo pseudo-dilatante se caracteriza por ser fluidos en la que su viscosidad aumenta al incrementar la velocidad de deformación.

3.8. Ventajas y desventajas de la inyección de polímeros

Cuando se escoge la inyección de polímeros para aplicar al yacimiento, se generan tanto inconvenientes como resultados favorables producto de su aplicación. Por tal motivo se presentan ventajas y desventajas en la inyección de polímeros.

- **Ventajas**

- Son aplicables al instante de ponerlos en corridas para pruebas en el campo.
- Son altamente viscosas, inclusive si son diluidas; es decir, aunque baje su concentración en la disolución siguen manteniendo su propiedad viscosa.
- Factor económico, su producción se ve incrementada a un corto plazo, lo que conlleva a bajos costos.
- Mejora la eficiencia de desplazamiento vertical, teniendo como consecuencia un recobro mayor de petróleo.
- Favorece la razón de movilidad entre las dos fases agua-petróleo.

- **Desventajas**

- Son sensibles al contenido de sal, representando su mayor obstáculo. Cuando hay presencia de alta salinidad su viscosidad disminuirá en la solución polimérica.
- Cuando surgen inconvenientes durante el proceso de inyección de soluciones poliméricas, se tornan altamente costosas.
- Necesita alta calidad en el agua, ello conlleva a tratamientos adicionales.
- Altas temperaturas, cuando existe elevada temperatura de yacimiento provoca un deterioro de las cadenas de polímero, afectando su viscosidad.
- Daños a la formación ya que la adsorción del polímero es irreversible y originaría el taponamiento a la formación.

3.9. Factores que impiden el desplazamiento del crudo por el mecanismo de inyección de agua

A medida que se va desarrollando un proceso para la recuperación de petróleo, en este caso, la inyección de polímeros, comienza a surgir problemas causados por factores relacionados a la eficiencia de desplazamiento/barrido en el yacimiento; por tal razón, es necesario examinar detalladamente cada uno de los factores para dar solución a un inconveniente en particular que impida la efectividad del proceso. Entre los factores se tiene:

3.9.1. Razón de movilidad

La razón de movilidad está definida como la fracción entre la movilidad del fluido desplazante (agua) y el fluido desplazado (petróleo). Se representa con la letra M, siendo su ecuación:

$$M = \frac{K_w/\mu_w}{K_o/\mu_o} \dots \dots \dots \text{Ecuación 24}$$

La razón de movilidad (M), es un indicador para el desplazamiento de crudo, se han establecidos estándares para ver su eficiencia, se tiene:

- Si $M > 1$, indica una razón de movilidad desfavorable, es decir, el desplazamiento será ineficiente porque los fluidos detrás del frente superan al del petróleo, eso ocurre cuando hay inestabilidad viscosa en el frente de invasión.
- Si $M < 1$, indica una razón de movilidad favorable, es decir, el desplazamiento será eficiente porque los fluidos detrás del frente serán menor al del petróleo.
- Si $M = 1$, indica que el desplazamiento y la razón de movilidad son favorables.

3.9.2. Patrón de inyección

El patrón de inyección está vinculado con los arreglos de pozos, factor primordial para la eficiencia de desplazamiento que habrá del pozo inyector hacia el pozo productor. Existen arreglos de 4, 5, 7, 9 pozos, entre inyectores y productores, siendo el arreglo de 7 el más recomendable porque hay mayor eficiencia de barrido areal y se emplea una menor cantidad de pozos inyectores.

3.9.3. Tasa de inyección

La tasa de inyección dependerá de la posición del yacimiento ya sea horizontal o inclinados, en el caso de un yacimiento horizontal, si la tasa de inyección es mayor afecta en la disminución de la eficiencia de barrido vertical. Por otro lado, para yacimiento inclinado, fracturados se recomienda bajas tasas de inyección, aunque también podrían afectar la rentabilidad del proyecto.

3.10. Selección y criterio de diseño para aplicación de polímeros al modelo de simulación

Antes de poner en ejecución un proyecto de inyección de polímeros a cierto yacimiento es prudente considerar un criterio de diseño o Screening Process, el cual servirá como guía estándar de evaluación para decidir si es posible aplicar o no la inundación de soluciones poliméricas en términos de yacimiento. Cada pauta de diseño ayudará a escoger la tecnología adecuada para recuperar el petróleo a menor costo, entre estos se mencionan los siguientes criterios de diseño que son:

SELECCIÓN Y CRITERIO DE DISEÑO EN LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS	
RESERVORIO	
PROPIEDADES/ CARACTERÍSTICAS	VALORES
Saturación de Petróleo	> 10% del VP de petróleo móvil
Espesor neto	No crítico
Razón de movilidad	2 – 40
Profundidad	< 9000 ft
Permeabilidad	> 10 md
Factor de heterogeneidad	0.5- 0,85
Temperatura	<176°F. Temperatura máxima es de 210°F
PETRÓLEO	
Viscosidad del Petróleo	< 150cp (preferiblemente <100>10cp)
Gravedad °API	> 15°API
Composición	No crítica
AGUA	
Salinidad	Preferiblemente baja
LITOLOGIA	
<p>Éxito en yacimiento de areniscas y carbonatos, yacimientos fracturados. El contenido de arcilla debe ser bajo</p>	

Tabla 2: Selección y criterio de diseño en la inyección de polímeros

Fuente: (Paris de Ferrer, 2001), (Holstein, 2007)

CAPÍTULO IV

DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO DE YACIMIENTO Y FLUIDO

4.1. Aplicación de los simuladores

La simulación es el proceso de diseñar un modelo de un sistema real con el propósito de evaluar nuevas estrategias bajo diferentes esquemas de producción. El interés que se tiene en los simuladores no es nuevo, al contrario, se ha utilizado desde hace mucho tiempo para construir modelos de actividades complejas. En la industria del petróleo y gas existen compañías dedicadas al desarrollo de herramientas que permitan realizar simulaciones numéricas en un mínimo de tiempo. Algunas de esas compañías son:

4.1.1. Optimization Petroleum Technologies (OPT)

La Plataforma PETROLEUM ENGINEERING OFFICE (PEOffice) diseñada en la compañía OPT permite acceder a la visualización, caracterización y simulación de yacimientos, incluyendo la evaluación de producción, métodos de recobro mejorado como inyección de agua y un módulo específico para transporte y recolección de hidrocarburos (Gómez Babativa, 2016).

4.1.2. University of Texas Chemical Compositional Simulator (UTCHEM)

El UTCHEM es un simulador químico que se ha estado desarrollando y evolucionando durante muchos años, específicamente en la Universidad de Texas.

Se basa en el proceso del método de recuperación mejorada con inyección de polímero, surfactante, geles, alcalinos, espuma y microorganismos, así como la combinación de los mismos.

4.1.3. PETREL – SCHLUMBERGER

PETREL es un software desarrollado por la compañía Schlumberger, contiene módulos de geofísica, geología y modelamiento, ingeniería de yacimientos y producción, perforación, entre otros. PETREL admite la adquisición de información sísmica para la construcción de modelos de yacimientos. El área de geofísica proporciona un amplio flujo de trabajo para solucionar casos relacionados con la estratigrafía y estructuras del yacimiento; incluyendo la interpretación, análisis estructural, de límites y fallas, entre otras funciones.

4.1.4. Computer Modelling Group (CMG)

Desde inicio de su creación en 1978 CMG se ha basado en el desarrollo y la entrega de las tecnologías de simulación de yacimientos más precisas (Computer Modelling Group, 2018). Dentro del simulador CMG se encuentran las herramientas STARS, WINPROP, IMEX, GEM. Es un simulador de yacimiento composicional, térmico, químico y geomecánico, que se utiliza exclusivamente para analizar y modelar yacimientos estimulados por químicos. La herramienta computacional STARS es beneficiosa para el modelado de fluidos multicomponentes y también para flujo trifásico.

WINPROP es una herramienta de caracterización para obtener un modelo fluido del yacimiento y procesos especiales, como la predicción del comportamiento de fase de los fluidos del yacimiento por variaciones de composición, creación de modelos para las condiciones de superficie y yacimiento. De igual manera permite realizar pronóstico de la miscibilidad de contacto múltiple, para lo cual realiza cálculos en unidades de condensación o vaporización y por último para la creación PVT.

4.2. Simulación estática

La simulación estática o también conocida como simulación geológica es aquella que representa las relaciones del sistema cuando está en equilibrio. En la etapa inicial del proceso de caracterización de yacimiento se genera un modelo estático establecido con la información precedente. En caso de que no exista datos de producción en el campo, este modelo estático inicial se utiliza como información de entrada en el estudio de métodos volumétricos para valorar el potencial del yacimiento con el fin de establecer si es o no rentable su explotación durante períodos de tiempo.

4.3. Etapas del modelo estático

La etapa estática se basa en la elaboración de un modelo del yacimiento estableciendo la integración de la información geológica, sísmica, estratigráfica, sedimentaria, petrofísica y de ingeniería con el objetivo de calcular las reservas y los volúmenes de hidrocarburos en el yacimiento. Los pasos son:

- Se realiza la construcción del mallado, donde se especifican las dimensiones del yacimiento, capas, contacto agua-petróleo y número de celdas del mismo.
- La construcción del modelo de yacimiento está compuesta por un número finito de celdas que deben ser lo suficiente para llegar a simular el comportamiento del reservorio.
- Luego con la selección del mallado, puede ser de tipo ortogonal Corner Point, donde se encuentra compuesto por bloques que se especifican por sus ocho puntos de esquina, utilizando las coordenadas (x, y, z) con la respectiva ubicación en el yacimiento. Otro tipo de malla es la mencionada Block Center, en el centro del bloque se evalúan parámetros tanto en tamaño en sus direcciones x, y, z como el tope en cada celda.

- Después de que se haya creado la malla, es necesario que cada celda tenga sus propiedades petrofísicas como es la permeabilidad y porosidad, donde se deben ingresar los datos PVT de los fluidos y parámetros como son las presiones capilares, saturaciones y permeabilidades relativas.
- Por último, se incorpora los datos del pozo o historial de producción para completar el modelo estático, incluyendo la información de los eventos de cada pozo, su ubicación, la profundidad de los intervalos perforados en la formación y el índice de productividad.

4.4. Simulación dinámica

La simulación dinámica determina y evalúa los aspectos que controla el movimiento de los fluidos dentro del yacimiento, de acuerdo a la caracterización estática establecida. La simulación dinámica cada vez es más importante a medida que los procesos se vuelven más complejos.

4.5. Etapas de un modelo dinámico

El desarrollo de un modelo de simulación dinámico se hace con el fin de predecir el comportamiento de un campo, y se lleva a cabo en diferentes etapas:

- En la primera etapa se da la adquisición y análisis de datos geofísicos, geológicos, petrofísicos de núcleos y PVT.
- La inicialización del modelo completa la información geológica con el modelo de fluido que reconoce estimar los volúmenes originales en sitio y formar las condiciones iniciales del sistema.
- El modelo dinámico se basa en un ajuste histórico integrado, comparando la producción real con el modelo, haciendo el debido control en las propiedades de la roca, de los fluidos y los datos del pozo.

- La simulación da un modelo aproximado del yacimiento para las predicciones, evaluando el análisis de sensibilidad que permita definir el mejor escenario para recuperar los hidrocarburos presentes en el yacimiento (Gómez Babativa, 2016).

4.6. Descripción general del modelo en el simulador

El diseño para la simulación parte desde el modelado del yacimiento, se establecen tanto las propiedades de la roca como de los fluidos, dimensiones, profundidad, presión, espesor, parámetros PVT, permeabilidades relativas, entre otros puntos claves para el desarrollo adecuado del yacimiento.

Dos modelos participan dentro de la simulación: el modelo estático, donde se coloca cualidades del yacimiento, es decir, la distribución de las propiedades petrofísicas; y el Modelo Dinámico, donde se procede a modelar el fluido y observar su comportamiento futuro por medio de los datos proporcionados. Se hace uso de un yacimiento sintético basado en el establecimiento de las dimensiones de la malla, proporcionar datos de acuerdo a un rango establecido, emplear el arreglo de pozos más adecuado entre inyectores y productores, los cuales permitirán el desarrollo de la simulación dinámica.

4.7. Proceso para el modelo del fluido

El Software de Ingeniería aporta para la creación del modelo del fluido donde se puede agrupar componentes, validar datos de laboratorio, entre otros criterios. A continuación se describen los pasos que conforman el modelo del fluido:

4.7.1. Data del fluido del yacimiento

La composición de cada componente que presenta el fluido del yacimiento es clave, en vista de que permite caracterizarlo para la simulación de yacimiento; prediciendo su comportamiento al momento de producirlo. La información base se detalla en las siguientes Tablas:

COMPONENTE C30+	
Fracción Molar	0.693
Gravedad Especifica (SG)	0.97
Peso Molecular	400
Presión Crítica	11.929 Atm
Temperatura Crítica	951.997 °K
Factor Acéntrico	1.034131

Tabla 3: Propiedades del componente C30+

Fuente: (Guerrero Pabón & Zamora Abad , 2011)

COMPONENTE	FRACCIÓN MOLAR	COMPONENTE	FRACCIÓN MOLAR
H2S	0.0027	FC16	0.0151
CO2	0.0101	FC17	0.0134
N2	0.0018	FC18	0.0129
C1	0.1257	FC19	0.0114
C2	0.0699	FC20	0.0089
C3	0.0664	FC21	0.0075
IC4	0.0235	FC22	0.006
NC4	0.0471	FC23	0.0055
IC5	0.0282	FC24	0.005
NC5	0.0514	FC25	0.0049
FC6	0.0472	FC26	0.0031
FC7	0.0444	FC27	0.0029
FC8	0.0493	FC28	0.0019
FC9	0.0299	FC29	0.0011
FC10	0.0404	NC7	0.0081
FC11	0.0316	NC8	0.0314
FC12	0.0255	NC9	0.0021
FC13	0.0254	C6H6	0.0019
FC14	0.0207	H2O	0.0278
FC15	0.0186		

Tabla 4: Composición del fluido del yacimiento

Fuente: (Guerrero Pabón & Zamora Abad , 2011)

Presión (psi)	Volumen Relativo del Petróleo (rb/stb)	Relación Gas-Petróleo GOR (scf/stb)	Gravedad Específica del petróleo SG	Factor del Gas Z
740	1.219	299.3	0.742	
615	1.209	270.6	0.743	0.9199
465	1.186	236.4	0.752	0.9393
315	1.175	188.1	0.766	0.9478
190	1.155	140.4	0.795	0.9524
130	1.098	106.7	0.803	0.9558
15	1.027	0	0.813	0.9916

Presión (psi)	Factor Volumétrico de Formación del Petróleo (rb/stb)	Gravedad Específica del gas SG (Aire = 1)	Viscosidad del petróleo (cp)	Viscosidad del gas (cp)
740			0.65	
615	0.0275	0.82	0.68	0.0132
465	0.0371	0.803	0.72	0.013
315	0.0554	0.883	0.83	0.0125
190	0.0927	1.072		0.0116
130	0.1366	1.227	0.89	0.011
15	1.2346	1.621	1.65	0.0102

Tabla 5: Data de liberación diferencial

Fuente: (Guerrero Pabón & Zamora Abad , 2011)

4.7.2. Selección de componentes

Provee múltiples componentes para definir el fluido, por lo que, con esta herramienta se procede a escoger aquellos que pertenecen al fluido de estudio. Una vez hecha la selección, se genera instantáneamente propiedades para cada componente como son: presión crítica, temperatura crítica, coeficientes de interacción entre los diferentes componentes, peso molecular y otras propiedades.

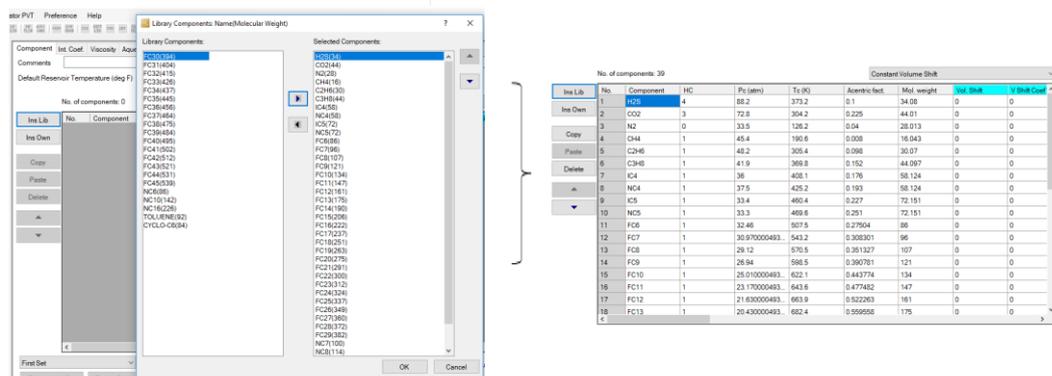


Figura 19: Propiedades generadas para cada componente

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

4.7.3. Definición del componente C30+

El componente C30+ se puede definir a través de las propiedades críticas como temperatura y presión, o considerando otras propiedades como peso molecular y el factor acéntrico. La gravedad específica junto con las propiedades críticas sirve para estimar el factor de compresibilidad que se emplea para calcular los cambios de volumen dependientes de la temperatura. Los valores de cada parámetro se detallan en la Tabla 3.

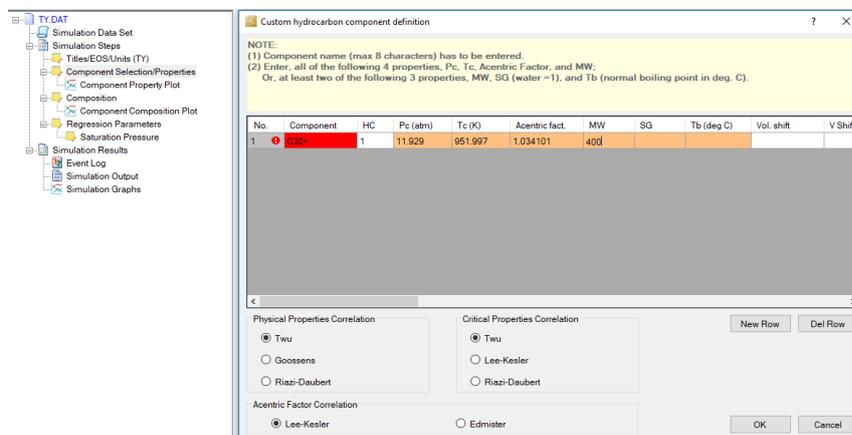


Figura 20: Propiedades correspondientes al componente C30+

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

4.7.4. Composición

La composición se refiere a la fracción molar correspondiente a cada componente. Contiene dos columnas de composición primaria y secundaria; una hace hincapié al fluido del reservorio y la otra al fluido inyectado, respectivamente. En este caso se colocará los valores en la composición primaria mientras que por defecto la composición secundaria será cero. La sumatoria de todas las fracciones molares debe dar 1.

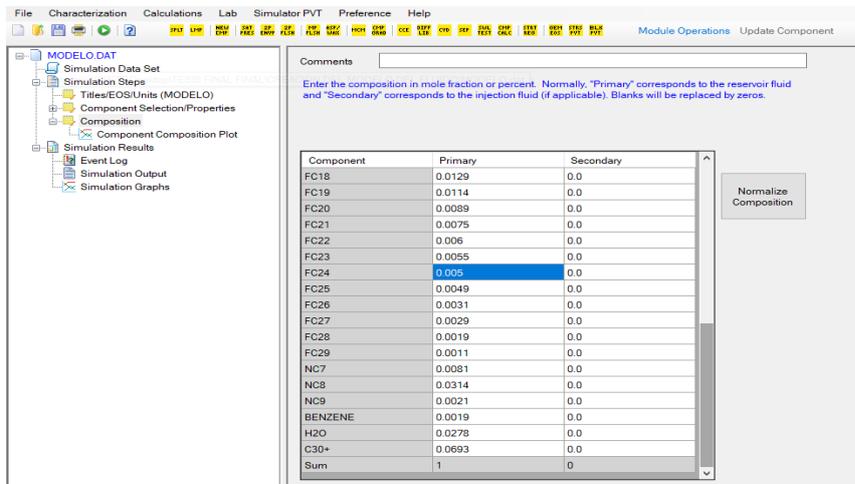


Figura 21: Composición para cada componente

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

4.7.5. Presión y temperatura de saturación

La presión de saturación que se ingresa debe coincidir con la que origina el simulador, por tal, se ajusta valores mediante parámetros de regresión que constituyen los coeficientes de interacción y propiedades de los componentes.

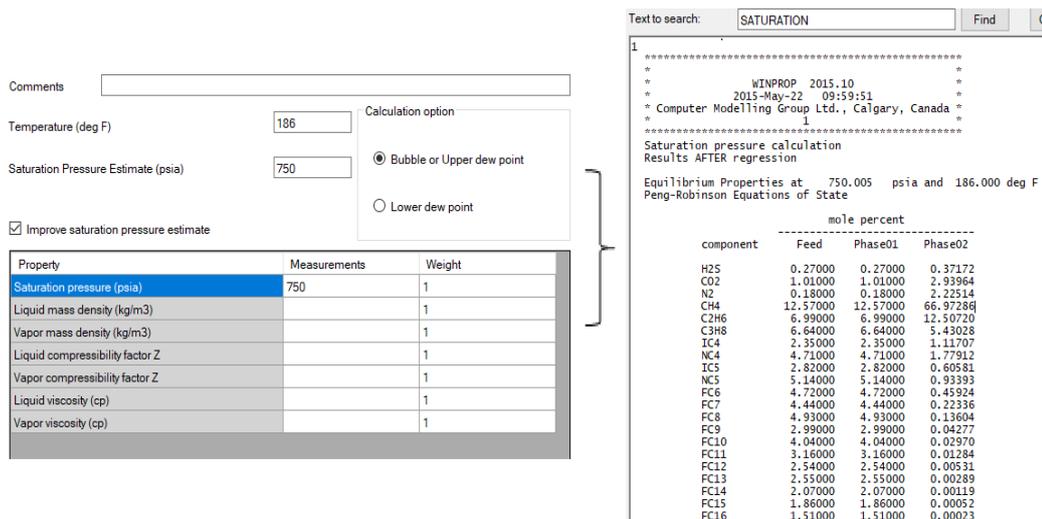


Figura 22: Ajuste de la presión de saturación

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

4.7.6. Agrupación de componentes

El fluido a considerar consta de 39 componentes, los cuales serán asociados en 8 grupos con la finalidad que las curvas se ajusten adecuadamente.

Component	Primary	Secondary
H2StoCO2	0.0128	0.0
N2 toCH4	0.1275	0.0
H2O	0.0278	0.0
C2HtoNC4	0.2069	0.0
IC5toC7	0.1712	0.0
C8 toC12	0.1766	0.0
C13toC20	0.1265	0.0
C21toC30	0.1507	0.0
Sum	1	0

Figura 23: Agrupación de componentes

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

4.7.7. Liberación diferencial

The screenshot shows the 'Differential Liberation' data entry screen. The table below represents the data entered:

No.	Pressure (psia)	Oil FVF (rb/stb)	GOR (scf/stb)	Oil SG	Gas Z Factor	Gas FVF (rcf/scf)	Gas SG (Air = 1)	Oil Viscosity (cp)	Gas Viscosity (cp)
0	740	1.219	299.3	0.742				0.65	
1	615	1.209	270.6	0.743	0.9199	0.0275	0.82	0.68	0.0132
2	465	1.186	236.4	0.752	0.9393	0.0371	0.803	0.72	0.013
3	315	1.175	188.1	0.766	0.9478	0.0554	0.883	0.83	0.0125
4	190	1.155	140.4	0.795	0.9524	0.0927	1.072		0.0116
5	130	1.098	106.7	0.803	0.9558	0.1366	1.227	0.89	0.011
6	15	1.027	0	0.813	0.9916	1.2346	1.621	1.65	0.0102

Below the table, the 'Weight' field is set to 1. The 'Residual oil specific gravity at std conditions' is set to 26, and the 'API gravity at std conditions' is set to 1.

Figura 24: Ingreso de datos de liberación diferencial

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

Cuando se busca diseñar un modelo de fluido (Black-Oil) para simular las condiciones del reservorio, se hace uso del procedimiento de liberación diferencial ya que corresponde al petróleo residual. Cada valor de volumen de líquido en cada celda se divide por el volumen del petróleo residual para obtener el factor volumétrico de petróleo.

4.7.8. Generación de datos PVT

La selección de esta opción permite el cálculo de todas las propiedades de componente puro requeridas para un modelo de fluido.

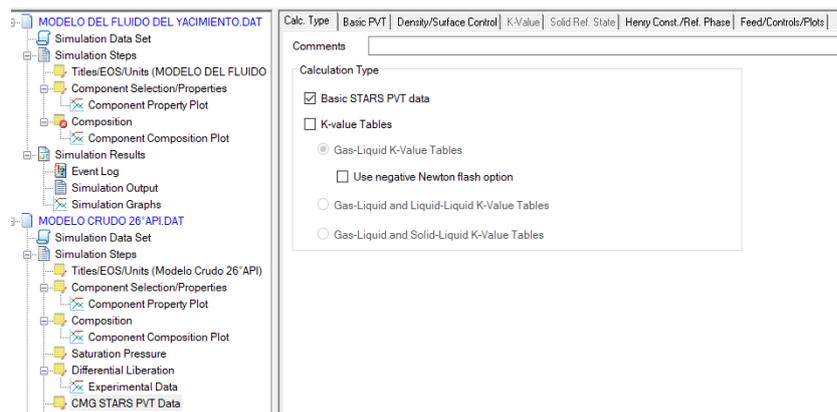


Figura 25: Generación de datos PVT

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

4.8. Proceso para el modelo del yacimiento

Cada simulador posee su propio lenguaje de entrada de datos para predecir un comportamiento orientado a dicho propósito. Se diseñará el modelo base, es decir, el yacimiento en sí. Para su construcción se toma datos de acuerdo a un rango establecido como también datos tomados de diferentes fuentes. Se hará uso de un Software de Ingeniería para generar el modelado del yacimiento al igual que para la inyección del polímero. A continuación, se presenta los pasos y explicación para el diseño del modelo.

4.8.1. Ecuaciones base para simulación de yacimientos

Las ecuaciones sirven para reproducir el comportamiento de fluidos, roca y la afluencia en los pozos. Cada dato de entrada que se requiere para la realización del modelo se sustentará en el detalle de cada expresión matemática. Entre las ecuaciones se tiene:

4.8.1.1. Ecuaciones de conservación

Las ecuaciones de conservación encierran un conjunto de términos que describen los fluidos de interés, por tal motivo, es necesario evaluar cada región que involucre el proceso. Cada término a considerar para el análisis viene expresado en la ecuación siguiente:

Tasa de Variación de la acumulación = Tasa Neta de entrada de regiones adyacentes + Tasa Neta de adición de fuentes y drenaje

Cada uno de los términos para el flujo de fluidos se muestra posteriormente.

Término de acumulación para el componente (i) adsorbido es:

$$V \frac{\partial}{\partial t} [V_f(\rho_w S_w w_i + \rho_o S_o x_i + \rho_g S_g y_i) + V_v A d_i] \dots \dots \dots \text{Ecuación 25}$$

El volumen total (V) de un bloque del enmallado es:

$$V = V_r + V_s + V_w + V_o + V_g \dots \dots \dots \text{Ecuación 26}$$

El volumen de los fluidos (V_f) consta de:

$$V_f = V_w + V_o + V_g \dots \dots \dots \text{Ecuación 27}$$

El volumen del vacío (V_v) consta de:

$$V_v = V - V_r = V_f + V_s \dots \dots \dots \text{Ecuación 28}$$

Donde:

V_r = Volumen de la matriz de la roca sólida

V_s = Volumen del Componente sólido y adsorbido

V_w = Volumen del agua

V_o = Volumen de Petróleo

V_g = Volumen de Gas

Las saturaciones vienen dadas así:

$$S_w = \frac{V_w}{V_f} \dots \dots \dots \text{Ecuación 29}$$

$$S_o = \frac{V_o}{V_f} \dots \dots \dots \text{Ecuación 30}$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_f} \dots \dots \dots \text{Ecuación 31}$$

Donde:

S_w = Saturación del agua

S_o = Saturación del petróleo

S_g = Saturación del gas

Término de flujo para el componente (i) entre dos regiones es:

$$\rho_w v_w w_i + \rho_o v_o x_i + \rho_g v_g y_i + \phi \rho_w D_{wi} \Delta w_i + \phi \rho_g D_{gi} \Delta y_i + \phi \rho_o D_{oi} \Delta x_i \dots \text{Ecuación 32}$$

Las tasas de flujo volumétrico se definen:

$$V_j = T \left(\frac{k_{rj}}{\mu_j r_j} \right) \Delta \phi_j ; \quad j = w, o, g \dots \dots \dots \text{Ecuación 33}$$

Donde:

T = Transmisibilidad entre dos regiones

D_{ji} = Dispersibilidades de los componentes en las tres fases (agua, petróleo, gas)

K_{rj}, μ_j, x_i, y_i, w_i, r_j, ρ_j = Características de las fases

Δφ_j = Diferencia Potencial

Δw_j, Δx_j, Δy_j = Diferencia en las concentraciones de las fases

Término de fuente y drenaje de pozos es:

$$\rho_w q_{wk} w_i + \rho_o q_{ok} x_i + \rho_g q_{gk} y_i \dots \dots \dots \text{Ecuación 34}$$

Las tasas de las fases del pozo son:

$$q_{jk} = I_{jk} * (p_{wfk} - p_k) ; \quad j = w, o, g \dots \dots \dots \text{Ecuación 35}$$

Donde:

k = Número de capa de un pozo

I_{jk} = Índice de la fase (j) para la capa de un pozo

p_k = Presión para la capa de un pozo

p_{wfk} = Presión de flujo para la capa de un pozo

Existen dos condiciones para usar los pozos, ya sea, como inyector o productor.

Para identificarlos se toma en cuenta lo siguiente:

- Si q_{ik} es positivo, $p_{wfk} > p_k$ y las propiedades del fluido son referente al hoyo, se asume que cumple las condiciones para la inyección.
- Si $q_{ik} < 0$, $p_{wfk} < p_k$ y las propiedades del fluido son referente a la región productiva, se asume que cumple las condiciones para la producción.

La transferencia de masa entre fases, en cuanto a la reacción química y en términos de drenaje de pozo es:

$$V \sum_{k=1}^{n_r} (S'_{ki} - S_{ki}) r_k \dots \dots \dots \text{Ecuación 36}$$

Donde:

S'_{ki} = Coeficiente Estequiométrico del producto del componente (i)

S_{ki} = Coeficiente Estequiométrico reactivo del componente (i)

r_k = Tasa Volumétrica de la reacción

La aplicación térmica para acuíferos en términos de drenaje de pozo es:

$$\sum_{k=i}^{n_f} \rho_w q_a q_{wk} \dots \dots \dots \text{Ecuación 37}$$

Donde:

$q_{a_{wk}}$ = Tasa de flujo de agua volumétrico del bloque k desde el acuífero.

Las tasas de flujo se estiman haciendo uso del modelo semianalítico a varias condiciones de límites. Uniendo cada término, la expresión matemática se representa:

$$V \frac{\partial}{\partial t} [V_f (\rho_w S_w w_i + \rho_o S_o x_i + \rho_g S_g y_i) + V_v A d_i]$$

$$\begin{aligned}
&= \sum_{k=1}^{n_f} [(T_w \rho_w w_i \Delta \phi_w) + (T_o \rho_o x_i \Delta \phi_o) + (T_g \rho_g y_i \Delta \phi_g)] + V \sum_{k=1}^{n_r} (S'_{ki} - S_{ki}) r_k \\
&+ \sum_{k=i}^{n_f} [(\phi D_{wi} \rho_w \Delta w_i) + (\phi D_{oi} \rho_o \Delta x_i) + (\phi D_{gi} \rho_g \Delta y_i)] + \delta_{iw} \sum_{k=1}^{n_f} (\rho_w q_a q_{wk}) \\
&+ (\rho_w q_{wk} w_i) + (\rho_o q_{ok} x_i) + (\rho_g q_{gk} y_i) \quad [\text{capa de pozo } k] \dots \dots \text{Ecuación 38}
\end{aligned}$$

4.8.1.2. Relaciones de equilibrio de fases

El equilibrio de fases en modelos de composición se puede obtener a través de algún modelo termodinámico o por el ingreso de datos que estén en función de la temperatura, presión y composición. Hace uso de valores K, que corresponden a las fracciones molares de las tres fases (agua, petróleo y gas) para cada componente (i):

$$y_i = K_i^{go} x_i \quad ; \quad x_i = K_i^{og} y_i$$

$$x_i = K_i^{ow} w_i \quad ; \quad w_i = K_i^{wo} x_i$$

$$w_i = K_i^{wg} y_i \quad ; \quad y_i = K_i^{gw} w_i$$

Esta etapa agrupa aquellos componentes que presenten características oleicas, acuosas y gaseosas según la fase que se quiera escoger. Existen límites tanto en las fracciones moleculares, presiones y saturaciones de las fases; como se visualiza a continuación:

- **Límites de fracciones moleculares de las fases**

$$\sum_{i=1}^{n_c} y_i = 1 \text{ cuando } S_g > 0$$

$$\sum_{i=1}^{n_c} x_i = 1 \text{ cuando } S_o > 0$$

$$\sum_{i=1}^{n_c} w_i = 1 \text{ cuando } S_w > 0$$

- **Límites de presiones de las fases**

$$p_w = p_o - p_{cow}(S_w) \dots \dots \dots \text{Ecuación 39}$$

$$p_g = p_o + p_{cog}(S_g) \dots \dots \dots \text{Ecuación 40}$$

Donde:

$P_{cow}(S_w)$ = Presión en el contacto petróleo- agua en función de la Saturación de agua.

$P_{cog}(S_g)$ = Presión en el contacto petróleo- gas en función de la Saturación de gas.

- **Límites de saturaciones de las fases**

$$S_w + S_o + S_g = 1 \dots \dots \dots \text{Ecuación 41}$$

Es la suma de todas las saturaciones, es decir, en sus tres fases (agua, petróleo y gas) debe dar como resultado la unidad.

4.8.1.3. Solución de las ecuaciones no lineales – Método de Newton

Las ecuaciones se desarrollan de forma simultánea en cada bloque del enmallado utilizando el método de Newton, que son iteraciones elementales para resolver problemas en intervalos de tiempo no lineales, es decir, tomar en cuenta si en el intervalo de tiempo definido se logró o no el comportamiento de convergencia. Para el cálculo de cada término de ecuaciones se tiene la siguiente expresión residual:

$$R_i = \text{Tasa de Flujo de entrada} + \text{Tasa de drenaje} \\ - \text{Tasa de variación de acumulación} \dots \dots \dots \text{Ecuación 42}$$

La ecuación planteada parte cuando $R_i = 0$; si se tiene un enmallado activo y pozos abiertos, el número total de ecuaciones viene dado:

$$N_{eq} = n_b * (n_{eq}) + n_w \dots \dots \dots \text{Ecuación 43}$$

Donde:

- n_b = Enmallado activo
- n_w = Pozos Activos
- n_{eq} = Número total de ecuaciones
- R = Ecuaciones Residuales

Se supone que X_i encierra cada una de las variables primarias cuando $i=1$ a N_{eq} ; entonces el término R_i depende de X_i , quedando expresado:

$$R = R(X)$$

Donde:

R y X están definidas a N_{eq} como vectores de longitud.

A medida que la solución va avanzando en el lapso de tiempo establecido, conlleva a resolver $R(X)=0$; en dicho punto, se emplea el método de Newton que viene expresado de la siguiente forma algorítmica:

$$X^{K+1} = X^K - [J^K]^{-1} * R^K \dots \dots \dots \text{Ecuación 44}$$

Donde:

$$J = \frac{dR}{dX} = \text{Matriz Jacobiana de Derivados}$$

K = Número de Iteraciones en base al método Newton

$X^0 = X^N$; el índice 0 es el cálculo inicial que se da para las iteraciones y N equivale a la solución del intervalo de tiempo anterior.

La fórmula de Newton converge si los valores calculados se mantienen dentro del intervalo establecido, dicha afirmación se da cuando: $X^{K+1} - X^K$ y R son reducidos suficientemente, y en ese instante la solución en el tiempo presente es $X^{N+1} = X^{K+1}$.

4.8.2. Configuración inicial para el modelado

En la primera etapa se establece que tipo de simulador y unidad se va a utilizar ya sean de campo, sistema internacional o laboratorio, tipo de porosidad y la fecha en que se dará inicio a la simulación, se parte de estos indicadores como base para el diseño. En este caso, se trabaja con unidades de campo, con una sola porosidad y comenzando la simulación el 1 de Enero del 2018.

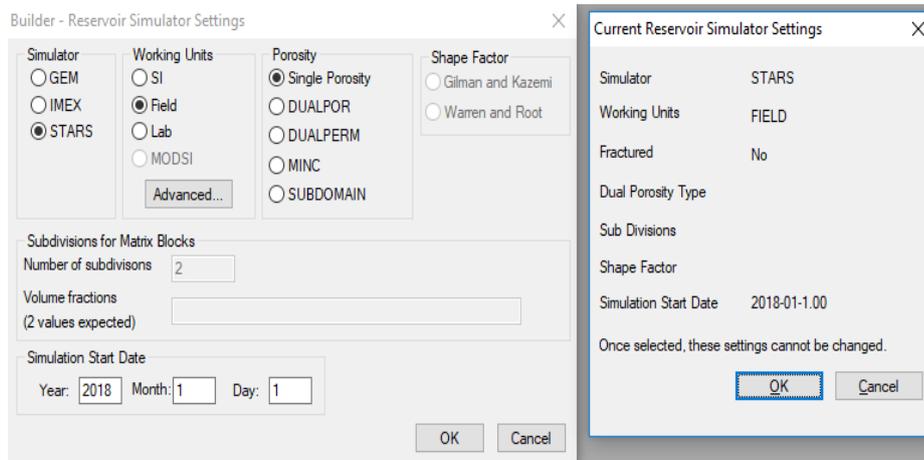


Figura 26: Condiciones iniciales para el yacimiento

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

4.8.3. Características del reservorio

En la segunda etapa se crea el mallado, se ingresa las propiedades/ características como permeabilidad, porosidad, espesor, profundidad. Da opciones del tipo de malla ya sea cartesiana, punto de esquina ortogonal, punto de esquina no ortogonal, radial y para generar cuadrillas de patrón, es decir, donde se puede elegir el arreglo de pozos. En relación a sus propiedades/ características los valores se sugieren en base al objetivo que se quiere cumplir.

4.8.3.1. Dimensiones de la malla

Se escogió la geometría de mallado de punto de esquina ortogonal (Orthogonal Corner Point) porque permite caracterizar de mejor manera el yacimiento y por consiguiente un óptimo comportamiento de los fluidos presentes. Las dimensiones de la malla o grilla en el plano horizontal, compuesta por la dirección (i, j) son 875ft x 875ft, distribuidos por 35 celdas cada una, especificando que el tamaño de cada celda es 25 ft. Respecto al plano vertical, compuesta por la dirección (k) su valor es 430 ft distribuidos por 10 celdas.

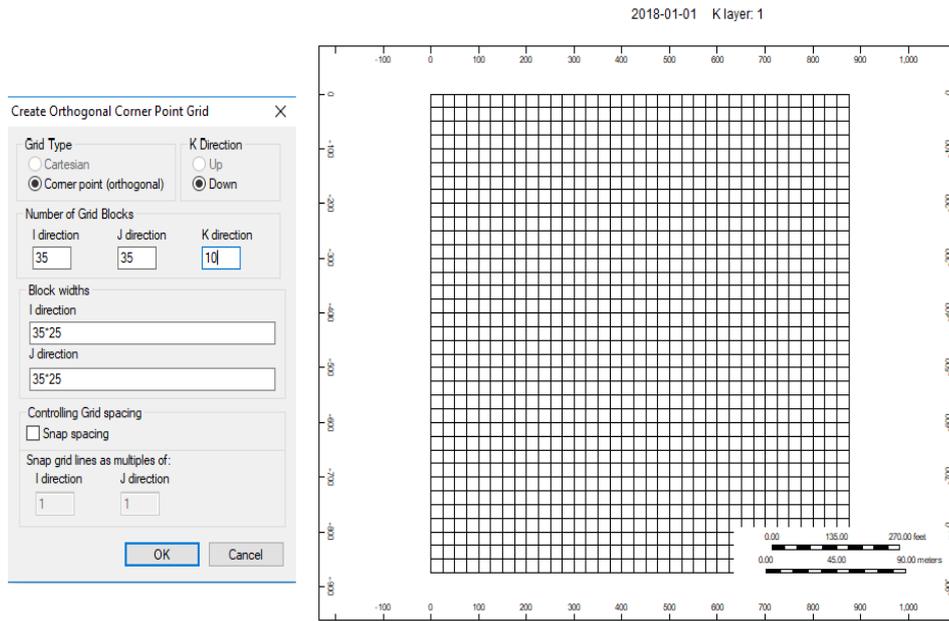


Figura 27: Dimensiones para el diseño del mallado

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

4.8.3.2. Propiedades/ características de la roca

Terminado el diseño de la malla se procede, dentro de esta categoría, a la colocación de los datos de la roca tanto en sus propiedades como características. El ingreso de dichos valores esta categorizado como “Array Properties”. La Tabla 6 señala la data con la que se caracterizará la formación:

DESCRIPCIÓN	VALOR
Porosidad	0.25
Permeabilidad	Dirección (i, j) = 1000 md
	Dirección (k) = 500 md
Espesor	430 ft
Profundidad	6000 ft

Tabla 6: Data de las propiedades de la roca

Fuente: Lee Norris, U. (15 de June de 2011)

Los valores de profundidad, espesor, porosidad, permeabilidad fueron designados de acuerdo a parámetros estándares. Dentro de ello, el valor de 1000 md para la permeabilidad en el plano horizontal con las direcciones (i, j) será el mismo, mientras que para el valor de permeabilidad en el plano vertical en la dirección (k) se usará la mitad de la permeabilidad del plano horizontal. Con respecto a su espesor, cada una de las 10 capas tendrá un valor de 43 ft. La profundidad de 6000ft indica el tope en donde se encuentra la formación productora.

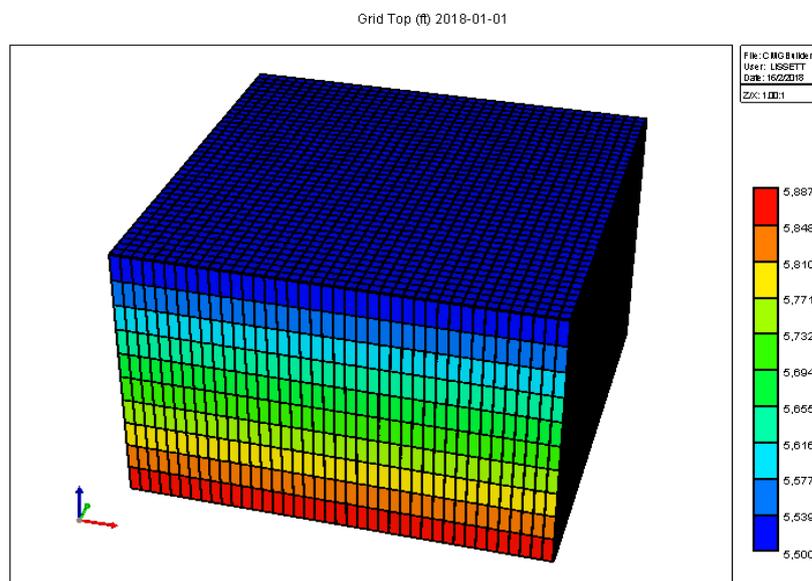


Figura 28: Modelo del yacimiento

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

4.8.4. Componentes

En la tercera etapa se importa el fluido creado donde se debe incorporar los datos de fracción molar correspondiente a cada grupo de componente en la sección de Reservorio – Propiedades.

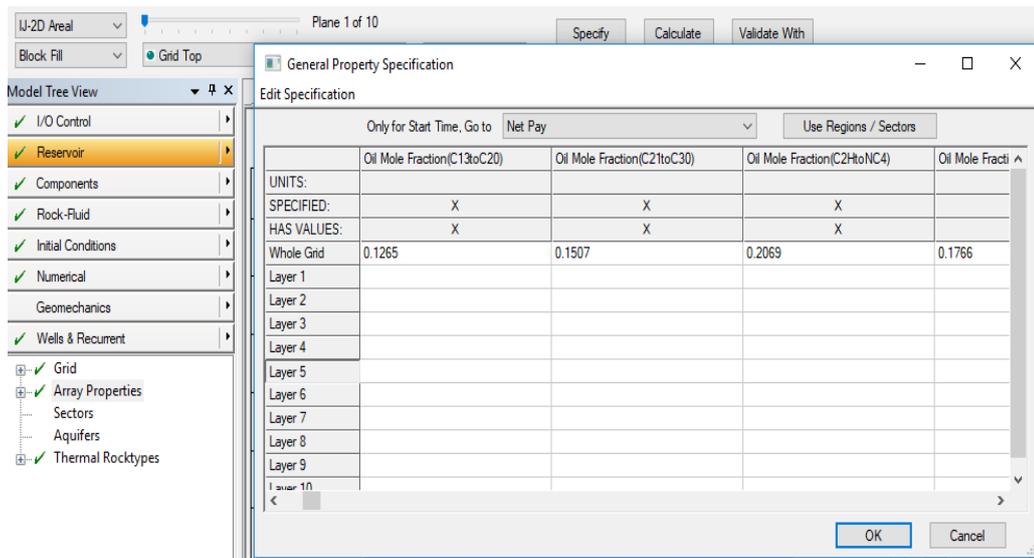


Figura 29: Ingreso de fracción molar de los componentes del petróleo

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

La temperatura del yacimiento va a variar entre un rango de 90°F a 190°F. Requiere los siguientes datos para completar el modelo del fluido:

DESCRIPCIÓN	VALOR
Gravedad del petróleo	26° API
Densidad del agua	62.438 lb/ft ³
Compresibilidad del agua	3.15X10 ⁻⁶
Presión Atmosférica	14.7 psi
Coficiente de expansión térmica	5.4X10 ⁻⁴ °F
Peso Molecular del Petróleo	300 lb/lb mol

Tabla 7: Propiedades del fluido y yacimiento

Fuente: (Montes Izazaga, 2016), (Angarita Buitrago & Buitrago Peña, 2016)

4.8.5. Interacción roca-fluido

La precisión al describir fenómenos como el tipo de roca y la interpolación de curvas fundamentadas en cada composición de los fluidos, conlleva a tener múltiples datos de roca-fluido. En la cuarta etapa se debe generar una tabla mediante correlaciones de permeabilidades relativas. Para la interacción roca-fluido se requiere los datos de la Tabla 8:

DESCRIPCIÓN	VALOR
Saturación de agua connata (S_{wc})	0.2282
Saturación del petróleo residual (S_{or})	0.3992
Saturación del gas connata (S_{gc})	0.01
Permeabilidad Relativa del petróleo (K_{ro}) a la S_{wc}	0.705327
Permeabilidad Relativa del agua (K_{rw}) a la S_{or}	0.09497
Permeabilidad Relativa del gas	0.01
Exponente	3

Tabla 8: Datos de las permeabilidades relativas y valores de saturación

Fuente: Lee Norris, U. (15 de June de 2011)

Cada uno de los valores que se considera en cuanto a permeabilidades como saturaciones, son de suma importancia para generar las curvas de permeabilidades relativas que representa el comportamiento de los fluidos al momento de su desplazamiento por el medio poroso de la roca.

- El valor de 0.2282 dentro del programa se toma como dato para la saturación de agua connata (S_{wc}) que a la vez se considera como saturación de agua inicial (S_{wi}); y para la saturación de agua crítica (S_{wcrit}).
- El valor de 0.3992, en cambio, se toma como dato para la saturación de petróleo residual (S_{or}) y para la saturación de petróleo irreducible (S_{oir}).
- Cuando en la formación se tiene presencia de arenas consolidadas, el exponente de permeabilidad a considerar es 3.

	Sw	krw	krow
1	0.2282	0	0.705327
2	0.251487	2.3186e-005	0.581172
3	0.274775	0.000185488	0.472514
4	0.298063	0.000626023	0.378321
5	0.32135	0.00148391	0.29756
6	0.344637	0.00289825	0.229197
7	0.367925	0.00500818	0.172199
8	0.391212	0.00795281	0.125533
9	0.4145	0.0118712	0.0881659
10	0.437788	0.0169026	0.0590642
11	0.461075	0.023186	0.037195
12	0.484363	0.0308606	0.0215249
13	0.50765	0.0400655	0.0110207
14	0.530938	0.0509397	0.00464937
15	0.554225	0.0636225	0.00137759
16	0.577512	0.0782529	0.000172199
17	0.6008	0.09497	0

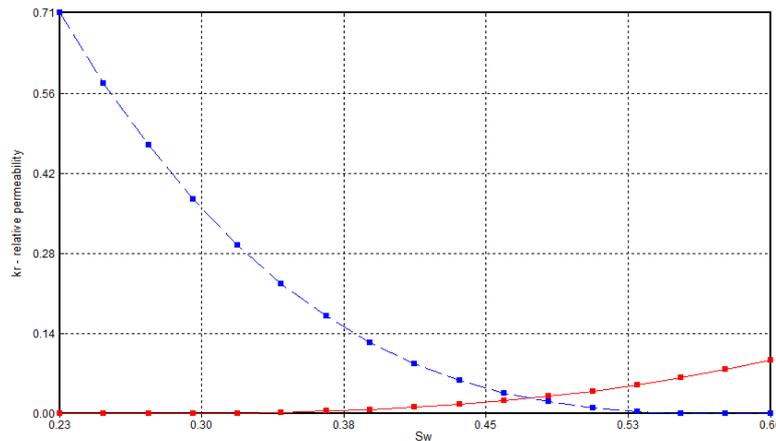


Figura 30: Permeabilidad relativa (Kr) vs Saturación de agua (Sw)

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

4.8.6. Condiciones iniciales

En la quinta etapa se fijan las condiciones iniciales. Dentro de la ventana se puede editar las condiciones iniciales de la roca como gravedad capilar, saturaciones iniciales, profundidad, presión de referencia, profundidad del contacto agua-petróleo, contacto petróleo-gas. Los datos de la Tabla 9 complementan la construcción del yacimiento:

DESCRIPCIÓN	VALOR
Presión Referencial (psi)	1800
Profundidad Referencial (ft)	6215
Profundidad contacto agua-petróleo (ft)	6430

Tabla 9: Condiciones iniciales

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

El valor de profundidad referencial y contacto agua-petróleo se calculó mediante fórmulas; las cuales se presentan posteriormente:

- **Profundidad Referencial**

$$\text{Prof}_{\text{REF}} = \text{Prof. yac} + \text{mitad del espesor} \dots \dots \dots \text{Ecuación 45}$$

$$\text{Prof}_{\text{REF}} = 6000 \text{ ft} + 215 \text{ ft}$$

$$P_{\text{REF}} = 6215 \text{ ft}$$

- **Profundidad Contacto Agua-Petróleo**

$$P_{w/o} = \text{Prof. yac} + \text{espesor} P_{\text{REF}} \dots \dots \dots \text{Ecuación 46}$$

$$P_{w/o} = 6000 \text{ ft} + 430 \text{ ft}$$

$$P_{\text{REF}} = 6430 \text{ psi}$$

4.8.7. Configuración de controles numéricos

En la sexta etapa se configuran indicadores para llevar un control en los intervalos de tiempo, la iteración de las ecuaciones de flujo que se encuentran englobadas en las actividades numéricas del simulador. Cuatro aspectos se tomaron en consideración:

- **DTMAX:** Es el tamaño máximo en el intervalo de tiempo permitido de cada etapa. Para este caso, se tomó 5 días como valor superior.
- **DTWELL:** Es el tamaño inicial en el intervalo de tiempo luego que se haya definido el pozo. Especifica el tamaño del intervalo inicial de tiempo después del anterior tiempo de referencia. Para este caso, se tomó 0,1 días.
- **ISOTHERMAL:** Incluye el efecto térmico.

- **TFORM (ZT):** Se enfoca en que cada ecuación de flujo está directamente relacionada con la temperatura.

Keyword Description	Default Value	Dataset Value	Set At Time
Timestep Control Keywords			
Maximum Number of Timesteps (MAXSTEPS)	9999		
Maximum Time Step Size (DTMAX)	1e+020 day	5 day	
Minimum Time Step Size (DTMIN)	1e-008 day		
First Time Step Size after Well Change (DTWELL)		0.1 day	
Solution Method Keywords			
Isothermal Option (ISOTHERMAL)	OFF	ON	
Model Formulation (TFORM)	SXY	ZT	
Under-Relaxation Option (UNRELAX)	-1		
Upstream Calculation Option (UPSTREAM)	NLEVEL		
Maximum Newton Iterations (NEWTONCYC)	15		
Maximum Time Step Cuts (NCUTS)	7		
Maximum Pressure Limit (MAXPRES)	145038 psi		
Minimum Pressure Limit (MINPRES)	7.25189 psi		

Figura 31: Ventana de diálogo numérico

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

4.8.8. Información de los pozos

En la séptima etapa es necesario colocar tanto pozos productores como inyectores dentro del área de interés, con la única finalidad de aumentar la producción del campo. Los pozos productores se usan para incrementar la producción del campo por un determinado lapso de tiempo, mientras que los pozos inyectores sirven para contrarrestar la presión de fondo y lo logra mediante fluidos inyectados que permitirán el desplazamiento de fluidos presentes en el yacimiento hacia los pozos productores. El Software de Ingeniería permite ingresar cada dato del pozo, como caudal, presión, profundidad; al igual que su ubicación. También se establecen rangos de tiempo de duración de la simulación. Dentro del modelo base del yacimiento se establecen las siguientes consideraciones:

4.8.8.1. Distancia entre pozos

La distancia que se dará tanto al pozo inyector como a los pozos productores, en un patrón de 5 pozos, viene dada por la siguiente ecuación:

$$L = \frac{(2 * 43560 * A_{ai})^{0.5}}{2} \dots \dots \dots \text{Ecuación 47}$$

A_{ai} = Área entre pozo inyector-productor

Para determinar el valor del término A_{ai} , se debe establecer en primera instancia el área entre pozo y pozo.

$$A = l^2 \dots \dots \dots \text{Ecuación 48}$$

$$A = (660 \text{ ft})^2 = 435600 \text{ ft}^2$$

Convirtiendo a Acres queda:

$$435 \text{ ft}^2 * \frac{1 \text{ acre}}{43560 \text{ ft}^2} = 10 \text{ acres}$$

Reemplazando los datos en la Ecuación 47 se obtiene:

$$L = \frac{(2 * 43560 * 10)^{0.5}}{2} = 466,69 \text{ ft}$$

Ahora, mediante el teorema de Pitágoras se calcula la distancia horizontal y vertical entre cada pozo productor con relación al pozo inyector.

$$c = \sqrt{a^2 + b^2} \dots \dots \dots \text{Ecuación 49}$$

$$466 \text{ ft} = \sqrt{x^2 + x^2}$$

$$x = 330 \text{ ft}$$

El valor de 330 ft se divide para el tamaño de cada celda quedando que la distancia de los pozos productores ocuparía 13 celdas respecto al inyector.

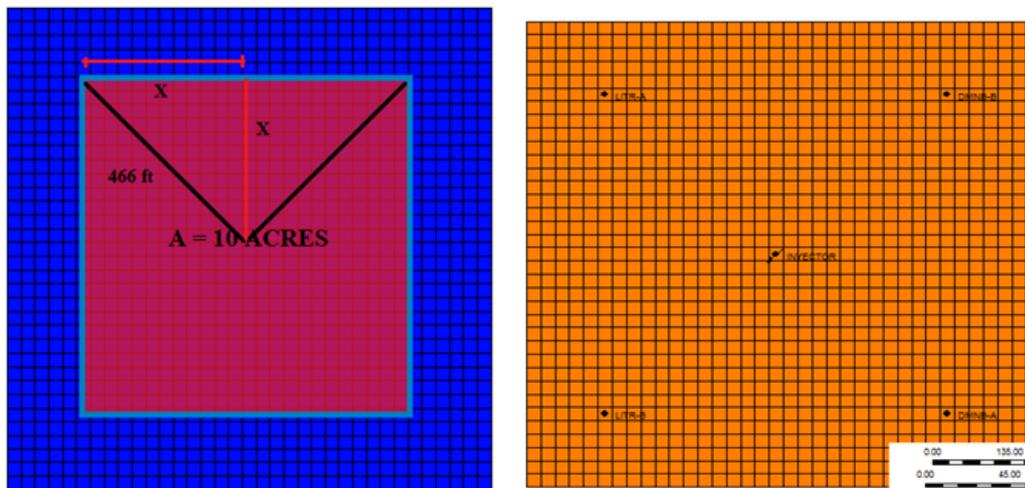


Figura 32: Diagrama y ubicación de pozos productores e inyector

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

4.8.8.2. Condiciones operacionales de los pozos

Como parte del modelo base se emplea el arreglo inverso de 5 pozos, el cual consta de 4 productores y 1 inyector. Las condiciones de operación, tanto en caudal como presión y coordenadas/ características para los pozos productores y el pozo inyector, se detallan en los presentes cuadros:

POZOS PRODUCTORES				
POZOS	COORDENADA	PROFUNDIDAD (ft)	CAUDAL	PRESIÓN
DMNB-A	30 30 1	6430	625 bbl/día	200 psi
DMNB-B	30 6 1			
LITR-A	6 6 1			
LITR-B	6 30 1			

Tabla 10: Características de los pozos productores

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

POZO INYECTOR				
Nombre	Coordenada	Profundidad (ft)	Caudal	Presión
INYECTOR	18 18 9	6387	4000 bbl/día	1500 psi

Tabla 11: Características del pozo inyector

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

4.8.8.3. Tiempo de simulación

El lapso de tiempo para simular será de 12 años. La fecha de inicio de la simulación se dio el 1 de Enero del 2018 y la fecha de culminación se dará el 1 de Enero del 2030.

CAPÍTULO V

SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS: CONDICIONES DE OPERACIÓN

Para establecer el diseño del yacimiento se debe realizar el ingreso de las características de los polímeros AN125VHM y HPAM en la base de datos del Software de Ingeniería, siguiendo con el procedimiento de inserción de los valores de concentración, adsorción, % peso, viscosidad, factor de resistencia, porosidad, volumen poroso accesible y el peso molecular. Cada tipo de polímero será expuesto en yacimiento a diferentes temperaturas para observar su comportamiento.

5.1. Data de los polímeros

Para el estudio se emplea los polímeros AN125VHM y HPAM que servirán como base para iniciar las corridas para la simulación, presentando sus características en las siguientes tablas.

5.1.1. Polímero AN125VHM

CARACTERÍSTICA	VALOR
Peso Molecular	12000 lb/lbmol
Volumen de poro accesible para la adsorción de polímero	0.75
Factor de Residencia Residual	3
Porosidad	0.1527

Tabla 12: Características del polímero AN125VHM

Fuente: (Angarita Buitrago & Buitrago Peña, 2016)

Concentración (ppm)	Adsorción (mg/100g rock)	%Peso	Viscosidad (cp)
800	0.839500	0.080070	8.819
1000	1.010000	0.099960	10.62
1500	1.390000	0.149870	24.32
2000	1.460000	0.199720	46.13
2500	1.700000	0.249530	76.15

Tabla 13: Valores de la adsorción del polímero AN125VHM

Fuente: (Angarita Buitrago & Buitrago Peña, 2016)

5.1.2. Polímero HPAM

CARACTERÍSTICA	VALOR
Peso Molecular	8000 lb/lbmol
Volumen de poro accesible para la adsorción de polímero	0.9
Factor de Residencia Residual	5
Porosidad	0.438

Tabla 14: Características del polímero HPAM

Fuente: (Angarita Buitrago & Buitrago Peña, 2016)

Concentración (ppm)	Adsorción (mg/100g rock)	%Peso	Viscosidad (cp)
800	1.24890	0.07998552	13.1
1000	1.43000	0.09996191	18.9
1500	2.03990	0.14986796	31.68
2000	2.78000	0.19972417	48.08
2500	3.33990	0.24953062	67.48

Tabla 15: Valores de la adsorción del polímero HPAM

Fuente: (Angarita Buitrago & Buitrago Peña, 2016)

5.2. Procedimiento para el ingreso del polímero

Para el ingreso de la data de los polímeros se utilizó la herramienta tecnológica Process Wizard, el cual muestra varias alternativas de tipos de procesos entre los que destacan Alkaline, Surfactant, foam, and/or Polymer Model, esta última fue la escogida para el proceso de inyección de químicos que describen el comportamiento del sistema Black Oil. El procedimiento que encierra la creación del modelo del polímero AN125VHM es el mismo para el polímero HPAM que se muestra a continuación:

- Especificar los datos de entrada para el modelo A.S.P. En este caso, se selecciona el modelo para la inyección de un solo componente, es decir, el polímero, ya que es la base del proceso de simulación.

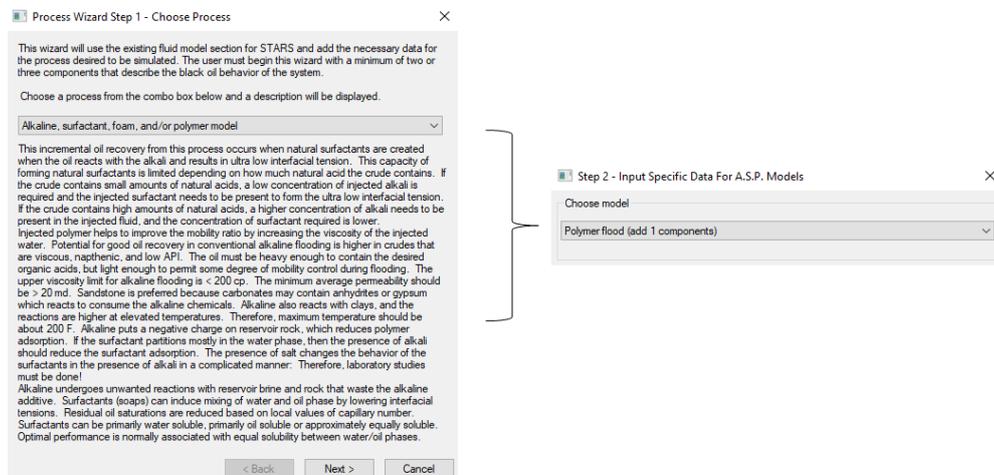


Figura 33: Cuadro de selección del proceso

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

- Señalar las propiedades del polímero que serán necesarias para la simulación, a saber:
 - Viscosidad del Polímero en función de la salinidad
 - Adsorción del Polímero en la roca del yacimiento

- Cantidad de Polímero que disminuye con el tiempo

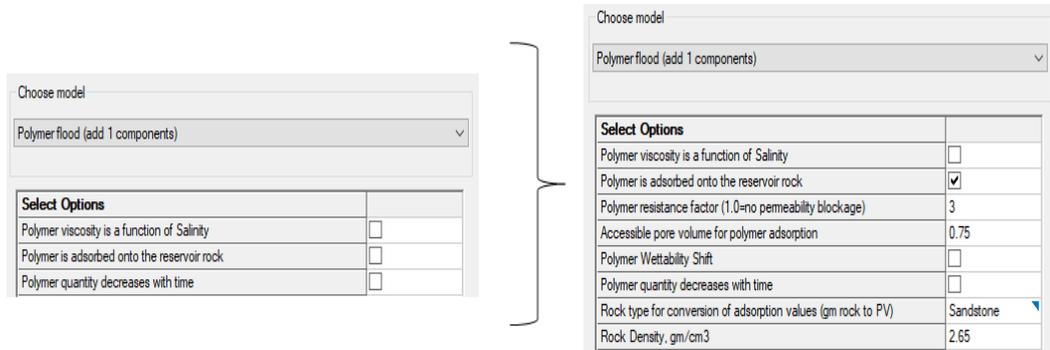


Figura 34: Selección del modelo para la inyección del polímero

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

En la opción Polymer Adsorbed onto the reservoir rock se ingresan los datos del factor de resistencia del polímero, volumen poroso accesible para la adsorción del polímero, tipo/ densidad de la roca.

- Los datos de la roca son proporcionados por el simulador.
- Los valores de cada polímero son colocados de acuerdo a la data que presenten tanto el polímero AN125VHM como el HPAM; en el caso del factor de resistencia tienen un valor de 3 y 5 respectivamente, eso se debe, a que si se trabaja con un factor de resistencia mayor a uno la inyección de polímero resulta beneficioso para recuperar petróleo.

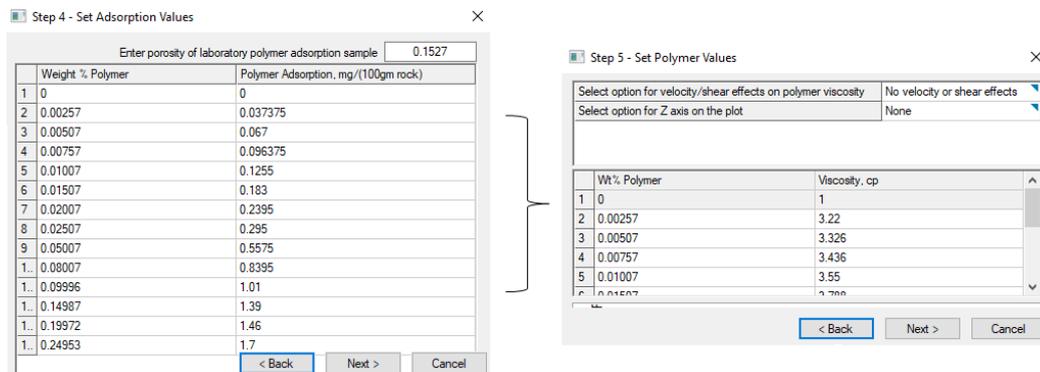


Figura 35: Ingreso de la adsorción y viscosidad del polímero

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

- Agregar un nuevo componente de polímero, en este caso, los polímeros AN125VHM y HPAM son añadidos por separado. Cuando empieza las corridas a las diferentes temperaturas, solo se actualiza el polímero existente.
- Establecer los valores de adsorción del polímero (mg/100g.roca) y de viscosidad (cp.) correspondientes a cada % peso, además de adicionar su porosidad respectiva.
- Elegir el pozo, la fecha y definir la composición de inyección.

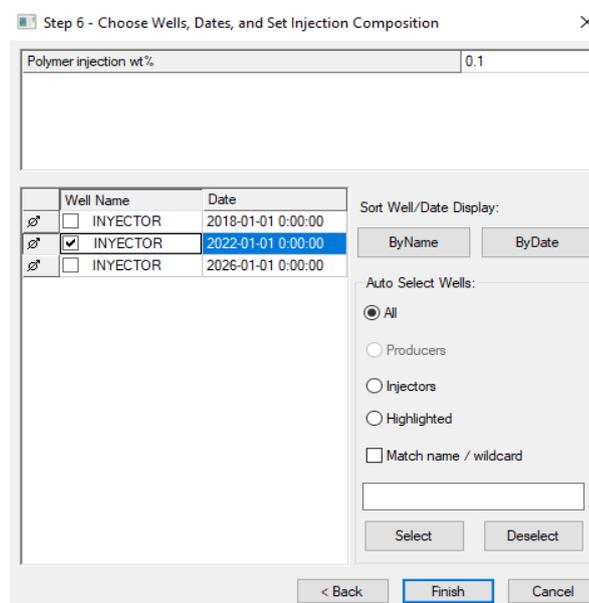


Figura 36: Selección de la fecha para la inyección del polímero

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

- Finalmente se debe cambiar el peso molecular del polímero si el caso requiera un valor mayor del que da el simulador (8000 lb/lb mol).

En el caso del polímero HPAM se tiene en cuenta el valor que asume el simulador (8000 lb/lb mol), motivo por el cual, no es necesario cambiarlo. Por otro lado, el polímero AN125VHM tiene su peso molecular de 12000 lb/lb mol, por lo tanto, se procede a editar dicho valor. En consecuencia, a la modificación realizada se vuelve a ingresar el polímero con la fecha y el pozo inyector disponible.

5.3. Fórmulas utilizadas en Process Wizard para la inyección de polímeros

Un proceso EOR implica realizar mediciones de laboratorio y de campo con la finalidad de determinar el método y la formulación ideal. Referirse a las mediciones de laboratorio implica hacer pruebas de estabilidad, retención, compatibilidad de los fluidos, viscosidad, entre otras enfocadas al polímero inyectado. Con respecto al campo, incluyen la estabilidad biológica como temperatura, viscosidad, salinidad, entre otras consideraciones.

Es necesario evaluar las propiedades y la calidad de cada polímero con base a fórmulas establecidas que maneja el software de ingeniería a través de la opción Process Wizard. Con la ayuda de las fórmulas se visualizan las iteraciones roca-polímero, en función de la adsorción, factor de resistencia, concentración del polímero, volúmenes de agua y/o petróleo producidos.

5.3.1. Adsorción del polímero

Permite la representación de este fenómeno mediante la entrada de isotermas de adsorción de temperatura constante, es decir, el nivel de adsorción en función de la composición de algún fluido. Las isotermas pueden ingresarse de manera tabular o con la correlación isoterma de Langmuir. En virtud de ello, el modo tabular de la adsorción del polímero es la que se dispone para el cálculo respectivo. En ecuaciones de flujo, el término de absorción se expresa de la siguiente manera:

$$\frac{\partial}{\partial t} = [\phi Ad_i] \dots \dots \dots \text{Ecuación 50}$$

Como entrada del simulador, los niveles de adsorción se detallan en moles del componente (i) adsorbido por unidad de volumen, expresándose así:

$$Ad_i = Ad_{i_{lab}} * \frac{\rho_r * (1 - \emptyset)}{\emptyset} \dots \dots \dots \text{Ecuación 51}$$

Donde:

Ad_i = Adsorción del componente i (gmol/m³, lb mol/ft³, gmol/cm³).

$Ad_{i_{Lab}}$ = Adsorción obtenida en el laboratorio (mg polímero/100 gr-roca).

ρ_r = Densidad de la roca (gr/cm).

\emptyset = Porosidad

Con los datos ingresados a Process Wizard, la conversión se da del siguiente modo:

$$Ad_i = Ad_{i_{lab}} * \frac{\rho_r * (1 - \emptyset)}{\emptyset} * C_f \dots \dots \dots \text{Ecuación 52}$$

Donde:

C_f = Factor de conversión de unidades. Usado para convertir a lb mol/ ft³.

Para ambos polímeros se hace la misma conversión, lo único que se cambia es el valor de 8000 lb a 12000 lb, sólo para el polímero AN125VHM.

- **Polímero HPAM**

$$C_f = \left(\frac{1 \text{ lb}}{453592.37 \text{ mg}} \right) * \left(\frac{(30.48)^3 \text{ cm}^3}{1 \text{ ft}^3} \right) * \left(\frac{1 \text{ lbmol}}{8000 \text{ lb}} \right)$$

$$C_f = 7.803495072 \times 10^{-6} \frac{\text{lbmol} * \text{cm}^3}{\text{mg} * \text{ft}^3}$$

- **Polímero AN125VHM**

$$C_f = \left(\frac{1 \text{ lb}}{453592.37 \text{ mg}} \right) * \left(\frac{(30.48)^3 \text{ cm}^3}{1 \text{ ft}^3} \right) * \left(\frac{1 \text{ lbmol}}{12000 \text{ lb}} \right)$$

$$C_f = 5.202330048 \times 10^{-6} \frac{\text{lbmol} * \text{cm}^3}{\text{mg} * \text{ft}^3}$$

Los valores de adsorción dependiendo de su concentración son aplicados en la fórmula, quedando establecidos de la siguiente manera:

- **Polímero HPAM**

$$Ad_i = 0.46300 \frac{mg_{Polymer}}{100 gr_{rock}} * \frac{2.65 \frac{g}{cm^3} * (1 - 0.438)}{0.438} * 7.834 \times 10^{-6} \frac{\text{lbmol} * \text{cm}^3}{\text{mg} * \text{ft}^3}$$

- **Polímero AN125VHM**

$$Ad_i = 0.037375 \frac{mg_{Polymer}}{100 gr_{rock}} * \frac{2.65 \frac{g}{cm^3} * (1 - 0.1527)}{0.1527} * 5.2023 \times 10^{-6} \frac{\text{lbmol} * \text{cm}^3}{\text{mg} * \text{ft}^3}$$

Moles de Adsorción Por Unidad de Volumen Poroso (lbmol/ft³)

CONCENTRACIÓN	HPAM	CONCENTRACIÓN	AN125VHM
800	3.313789186E-07	800	6.421886364E-07
1000	3.794313824E-07	1000	7.726152743E-07
1500	5.412601937E-07	1500	1.063302209E-06
2000	7.376358344E-07	2000	1.116849802E-06
2500	8.861978141E-07	2500	1.300441551E-06

Tabla 16: Valores de adsorción

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

Otros datos que se dan son la capacidad máxima de adsorción y el nivel de absorción residual del polímero en el tipo de roca.

	AN125VHM	HPAM
Capacidad Máxima de Adsorción (lbmol/ft³)	1.30E-06	1.50311E-06
Nivel de Adsorción Residual (lbmol/ft³)	3.25E-08	3.75776E-08

Tabla 17: Capacidad máxima de adsorción

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

5.3.2. Fracción molar

Cuando la solución del polímero (agua + polímero) dispone de concentraciones y peso molecular se puede obtener los valores de la fracción molar como la masa del polímero usando las siguientes fórmulas:

- **Porcentaje de peso (wt%)**

$$\text{wt\%} = \frac{\text{ppm}}{1 \times 10^4} \dots \dots \dots \text{Ecuación 53}$$

$$\text{wt\%} = \frac{1000 \text{ ppm}}{1 \times 10^4} = 0.1$$

- **Fracción de masa (wt)**

$$\text{wt} = \frac{\text{ppm}}{1 \times 10^6} = \frac{\text{wt\%}}{100} \dots \dots \dots \text{Ecuación 54}$$

$$wt = \frac{1000}{1 \times 10^6} = 0.001 = \frac{0.1}{100}$$

Para el porcentaje de peso y fracción de masa se continúa con la respectiva sustitución para cada uno de las concentraciones que disponen los polímeros AN125VHM y HPAM.

- **Fracción molar**

$$x_i = \frac{(wt_i/Mw_i)}{\sum_{i=1}^{n_c} wt_i/Mw_i} \dots \dots \dots \text{Ecuación 55}$$

Donde:

wt_i = Fracción de masa del componente i.

Mw_i = Peso molecular del componente i.

n_c = Número de componentes en la solución.

Cada resultado de la fracción molar correspondiente al polímero respectivo, varía de acuerdo a la concentración del mismo, manteniéndose como valores constantes el peso molecular del polímero y el peso molecular del agua.

- **Polímero HPAM**

$$x_i = \frac{(0.001/8000)}{\frac{0.001}{8000} + \frac{(1 - 0.001)}{18.015}}$$

- **Polímero AN125VHM**

$$x_i = \frac{(0.001/12000)}{\frac{0.001}{12000} + \frac{(1 - 0.001)}{18.015}}$$

Reemplazando los datos de los polímeros AN125VHM y HPAM en las fórmulas mencionadas, los resultados que da el software de ingeniería son los siguientes:

CONCENTRACIÓN	HPAM	CONCENTRACIÓN	AN125VHM
800	1.803112367E-06	800	1.203012681E-06
1000	2.253889754E-06	1000	1.502148794E-06
1500	3.380832072E-06	1500	2.253295319E-06
2000	4.507765911E-06	2000	3.004287656E-06
2500	5.634714463E-06	2500	3.755425971E-06

Tabla 18: Fracción molar de cada polímero

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

5.4. Escenario de la inyección de polímero respecto a la inyección de agua

Con el fin de establecer la efectividad de la inyección del polímero como técnica EOR se realizó la comparación con la inyección de agua con base a variables estáticas, dinámicas y operacionales. En el análisis cuantitativo, la mejora de resultados se presenta a continuación:

- El volumen apreciable de petróleo que se encuentra en el yacimiento (in situ) es de $6.3523 \times 10^7 \text{ ft}^3$, que equivale a 11.31 MM bbl.

$$6.3523 \times 10^7 \text{ ft}^3 * \frac{1 \text{ bbl}}{5.6145835124493 \text{ ft}^3} = 11313929.1381 \text{ bbl} = 11.31 \text{ MM bbl}$$

- Para la comparación se consideró el polímero AN125VHM con una concentración de 2500 ppm para el proceso de inyección en relación al agua, los resultados de la simulación final, relacionado al factor de recobro queda:
- **Inyección de agua:** 53.95 %
- **Inyección de polímero:** 67.92 %

El volumen recuperado de petróleo por la inyección de polímeros es igual al porcentaje del volumen total del petróleo; y se obtiene:

- Diferencia entre la inyección de agua y del polímero.

$$\% V_T \text{ de petróleo} = \text{FR polimero} - \text{FR agua}$$

$$\% V_T \text{ de petróleo} = 67.92 - 53.95$$

$$\% V_T \text{ de petróleo} = 13.97 \%$$

- El porcentaje del factor de recobro, es decir, 13,97 % en barriles de petróleo equivale a:

$$\text{Petróleo recuperado} = \% V_T \text{ de petróleo} * \text{Volumen de petroleo in situ}$$

$$\text{Petróleo recuperado} = 0.1397 * 11313929.1381 \text{ bbl}$$

$$\text{Petróleo recuperado} = 1580555.9 \text{ bbl}$$

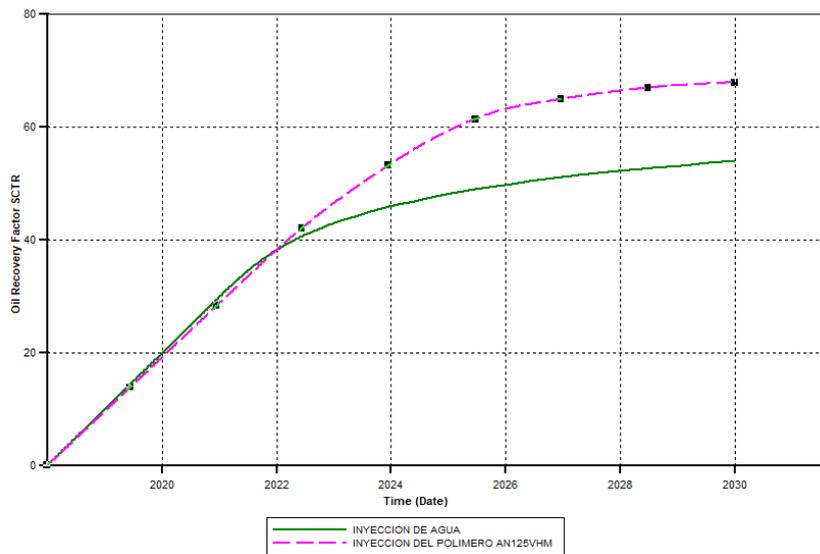


Figura 37: Factor de recobro de la inyección de agua y polímero

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

- Para el cálculo del petróleo recuperado para ambas inyecciones queda:

- **Inyección de agua:**

Petróleo recuperado por agua = % de agua * Volumen de petróleo in situ

$$\text{Petróleo recuperado por agua} = 0.5395 * 11.31 \text{ MM bbl}$$

$$\text{Petróleo recuperado por agua} = 6.101745 \text{ MM bbl}$$

- **Inyección de polímero:**

Petróleo recuperado por polímero = % de polímero * Volumen de petróleo in situ

$$\text{Petróleo recuperado por polímero} = 0.6792 * 11.31 \text{ MM bbl}$$

$$\text{Petróleo recuperado por polímero} = 7.681752 \text{ MM bbl}$$

Al poner en práctica el método EOR basado en la inyección de polímeros, se busca un incremento significativo en la tasa de producción de petróleo en comparación con la inyección de agua. Los resultados son convenientes porque proporciona mayor viscosidad al agua de formación, induciendo al petróleo fluir con más facilidad. Para el tiempo establecido, hasta el 2030, se logra un aumento de 54,63 bbl/ día a 103,54 bbl/ día, como se presenta en la Figura 38:

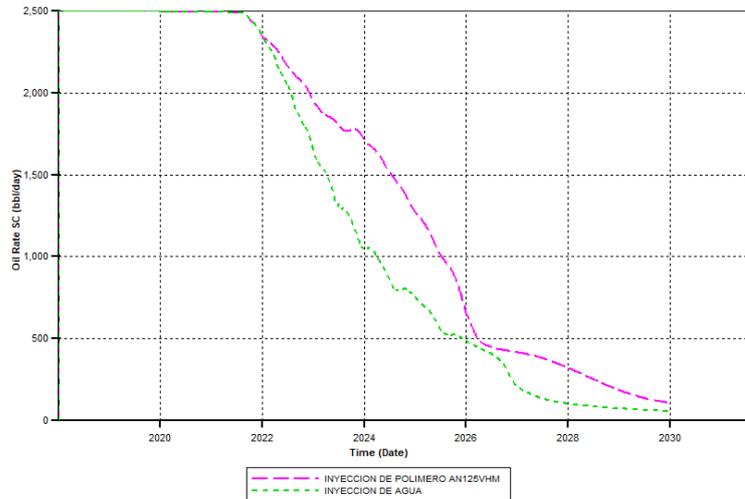


Figura 38: Tasa de producción de la inyección de agua y polímero

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

5.5. Análisis de sensibilidades a las condiciones de operación

Las condiciones de operación son necesarias para especificar bajo qué parámetros trabaja el pozo inyector, una vez que se defina el tiempo que durará la simulación. Los datos de presión, como tasa de inyección, son designadas adecuadamente ya que son claves para evitar algún daño a la formación. El reservorio y la inyección de polímeros deben proyectar un buen comportamiento, basándose en los resultados de la aplicación de varias pruebas, con el objetivo de escoger el mejor escenario.

5.5.1. Tiempo de inyección de polímero a la formación

Hace hincapié al tamaño del bache de polímero que será inyectado a la formación, según la fórmula que se emplea para calcular el tiempo de inyección de polímero se expresa del siguiente modo:

$$t_{iny} = \frac{X_{VP} * Vp}{5,615 Q_{iny}} \dots \dots \dots \text{Ecuación 56}$$

Donde:

t_{iny} = Tiempo de inyección

X_{vp} = Fracción del volumen poroso

V_p = Volumen poroso de la formación

Q_{iny} = Caudal de inyección

$$t_{iny} = \frac{0.10 * (8.2305 \times 10^7 \text{ft}^3)}{5,615 \frac{\text{ft}^3}{\text{bbl}} * 1000 \frac{\text{bbl}}{\text{día}}}$$

$$t_{iny} = 1465.805877 \text{ días} = 4,07 \text{ años}$$

Según el valor obtenido, la inyección de polímero se dará por cuatro años, iniciando el 1 de Enero del 2022 y finalizando el 26 de Enero del 2026. El caudal de inyección será de 4000 bbl/día y el BHP de 500 psi. La fracción del volumen poroso que se inyecta a la formación es del 10% de polímero. Como se está trabajando con un arreglo de 5 pozos invertidos, el caudal de 4000 bbl/día se divide para cada pozo productor, es decir, 1000 bbl/día. La simulación está prevista iniciar en el 2018 y terminar en el 2030. Los intervalos de tiempo quedan designados así:

- Los cuatro primeros años, 01/01/2018-01/01/2022, inyección de agua.
- Los cuatro siguientes años, 01/01/2022-01/01/2026, inyección de polímero.
- Los cuatro últimos años, 01/01/2026-01/01/2030, inyección de agua.

5.5.2. Presión y caudal de inyección

El modo óptimo en que opere el pozo inyector, tanto en caudal como en presión, está sujeto a las características que presenta la formación. Cuando el valor de presión y la tasa de inyección tienen valores ideales, ayuda a determinar si sigue produciendo petróleo de acuerdo al efecto que causa el comportamiento del fluido de inyección como los fluidos que están presentes en la formación, caso contrario, la formación no reacciona favorablemente.

El caudal de inyección del polímero y la presión de fondo deben estimarse adecuadamente para evitar alcanzar la presión de fractura, es decir, ocasionar pérdida de fluidos. Un incremento o reducción de la presión define cómo reaccionará la formación, por ello se efectuaron corridas para optar por la mejor presión. A continuación se detallan las corridas realizadas:

	Tiempo de Inyección		
	01/01/2018 Inyección de Agua	01/01/2022 Inyección de Polímero	01/01/2026 Inyección de Agua
BHP (psi)	2000	2000	2000
	1500	1500	1500
	1500	1500	1200
	1000	1000	1000

Tabla 19: Valores de BHP para el tiempo de inyección

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

Se establecieron posibles escenarios en los que se trabajó con una temperatura de 90°F, 2500 ppm como la máxima concentración del polímero AN125VHM y la tasa de inyección de 4000 bbl/día. Los resultados que dieron las cinco corridas se resumen en tres escenarios:

5.5.2.1. Escenario cuando el BHP = 2000

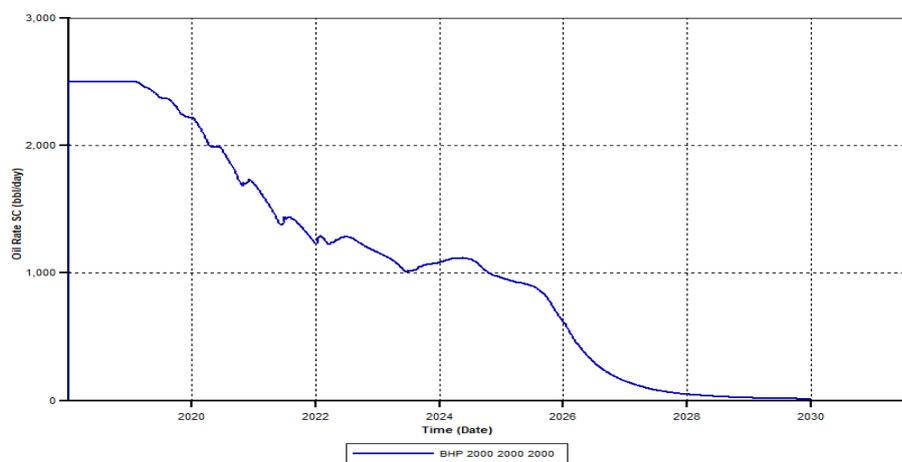


Figura 39: Tasa de producción de petróleo – BHP = 2000

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

La Figura 39, cuando el BHP y la tasa de inyección tienen valores altos, 2000 psi y 4000 bbl/día, se observa el agotamiento progresivo en la producción del petróleo. La depletación se da en el 2019, intuyendo que posiblemente se fracturó la formación.

5.5.2.2. Escenario cuando el BHP = 1500

La Figura 40, con el BHP de 1500 psi y tasa de inyección de 4000 bbl/día proyecta que en el 2021 la producción se mantiene, luego cae detenidamente al no mostrar ninguna variación en la curva, la pérdida de fluido puede deberse al drenaje efectuado durante ese lapso de tiempo, dañando a la formación. Por tal motivo se da el decaimiento brusco de la producción de barriles de petróleo a la superficie.

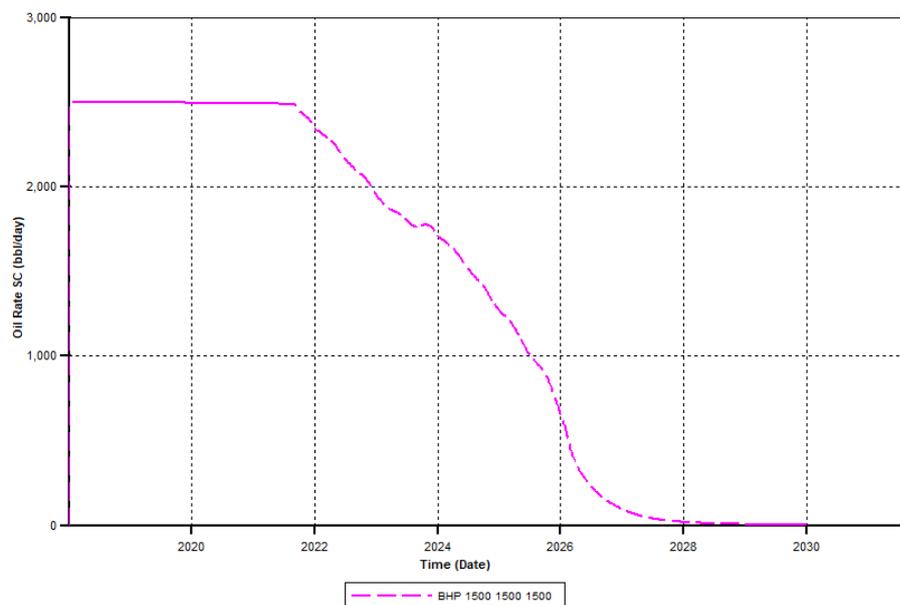


Figura 40: Tasa de producción de petróleo – BHP = 1500

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

5.5.2.3. Escenario cuando el BHP = 1000

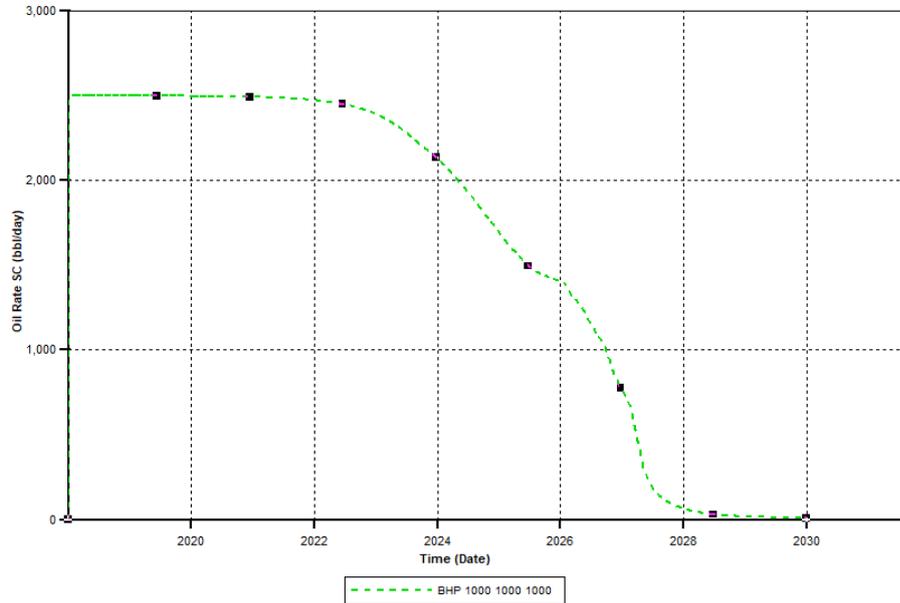


Figura 41: Tasa de producción de petróleo considerando BHP = 1000

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

En el último escenario se tuvo en cuenta el BHP de 1000 psi y el mismo caudal de 4000 bbl/día. Según la curva registra un aumento en la tasa de producción en el período 2022-2027. El escenario 3 con BHP = 1000 resulta conveniente para el proceso de inyección de polímeros porque mientras el BHP no sea tan bajo, la producción de petróleo no va a caer rápidamente, sino que se mantendrá hasta cierto tiempo. La simulación dio buenos indicios, tanto en la producción de petróleo como factor de recobro, en comparación con otros datos de BHP empleados. La Figura 42 manifiesta los cuatro cambios de BHP conforme al tiempo de inyección.

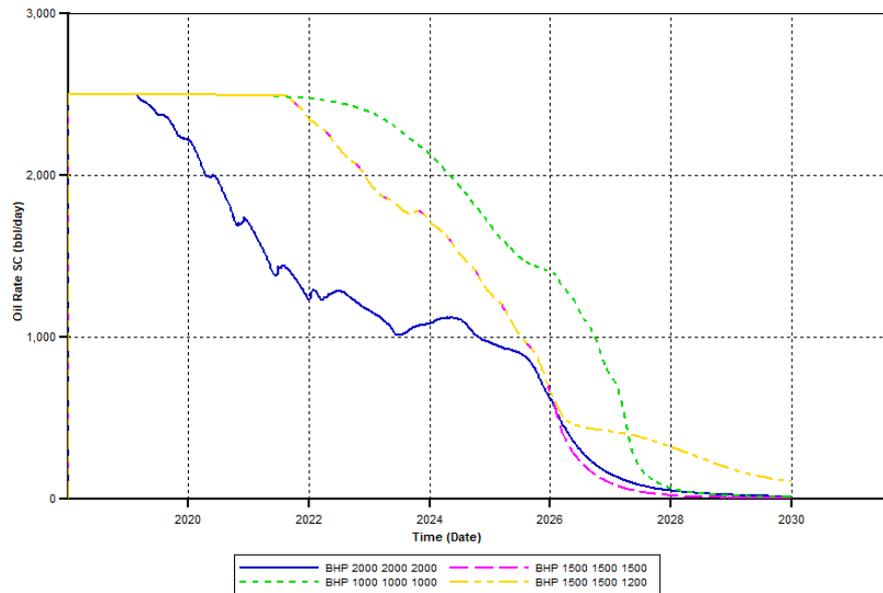


Figura 42: Tasa de producción de petróleo considerando varios BHP

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

La inyección de agua y la inyección de polímero se efectúan de manera contigua, a fin de que se genere un bache de polímero seguido de agua. Usando un BHP = 1500psi en la inyección de agua inicial, BHP = 1500 psi para la inyección de polímero, seguido con un BHP = 1200psi para la inyección de agua. La comparación se expone en la tabla siguiente:

BHP	Tasa de Producción de Petróleo
(2000, 2000, 2000)	12.04
(1500, 1500, 1500)	3.44
(1000, 1000, 1000)	9.58
(1500, 1500, 1200)	103.54

Tabla 20: Datos de tasa de producción a diferentes BHP

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

CAPITULO VI

ANÁLISIS Y RESULTADOS

El presente capítulo hace énfasis a los resultados finales correspondientes a la simulación de inyección de polímeros a yacimientos con diferentes temperaturas. Los polímeros AN125VHM y HPAM fueron sometidos a temperaturas entre 90°F a 170°F. La fracción molar relacionada a cada concentración fueron tomadas como variables para cada uno de los polímeros mencionados anteriormente. Concentraciones de 800 ppm, 1000 ppm, 1500 ppm, 2000 ppm, 2500 ppm fueron consideradas para las respectivas corridas de simulación.

Para el comportamiento tanto del polímero AN125VHM como HPAM al momento de actuar a cierta temperatura en específico, conlleva a realizar el análisis respectivo del enfoque, en cuanto al resultado del factor de recobro. Para corroborar dichos resultados se evalúa también la producción de petróleo acumulado, corte de agua, producción de agua acumulada, viscosidad del agua, saturación de petróleo residual, adsorción de cada polímero.

A yacimientos a diferentes temperaturas y a la concentración de 2500 ppm se muestran mejores resultados en ambos polímeros en cuanto al factor de recobro, por tal razón se expone el análisis respectivo de las curvas y valores obtenidos al final de cada corrida. Las demás concentraciones mencionadas se presentan en la parte de anexos como prueba de las diferentes simulaciones que se realizaron para escoger las predicciones más convenientes en cuanto al factor de recobro mediante la inyección de polímeros. A continuación, se presenta cada parámetro de análisis:

6.1. Concentración de los polímeros AN125VHM y HPAM

La concentración de cada polímero es la primera variable a considerar, debido a que ello está estrechamente vinculado a la cantidad o proporción de una sustancia con respecto a otra, es decir, la interacción de las moléculas de polímero en el agua (solución polimérica). Para el polímero AN125VHM y HPAM se escogió el rango de concentraciones entre 800 ppm a 2500 ppm, con el fin de distinguir dos casos respecto a la temperatura de yacimiento, por consiguiente, se definen en los siguientes numerales:

6.1.1. Diferente concentración de los polímeros AN125VHM Y HPAM a la misma temperatura de yacimiento

Se optó por una temperatura promedio de 140°F para los dos polímeros AN125VHM y HPAM, a fin de, apreciar si existe alguna variación del factor de recobro cuando las diferentes concentraciones actúan a la misma temperatura de yacimiento. Los resultados obtenidos se distinguen en la Tabla 21 y Figura 43:

POLÍMERO	CONCENTRACIÓN PPM				
	800	1000	1500	2000	2500
AN125VHM	65.2628	65.2706	65.2876	65.3011	65.3082
HPAM	66.6183	66.6282	66.6370	66.6421	66.6452

Tabla 21: F_R a diferente concentración para los polímeros AN125VHM y HPAM

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

De acuerdo al primer caso, según la Tabla 21, la diferencia no es significativa a la misma temperatura para las cinco concentraciones señaladas, ello se debe a que la fracción que adopta cada concentración, al ser mezclada con el agua, no se ve afectada notablemente a una temperatura constante.

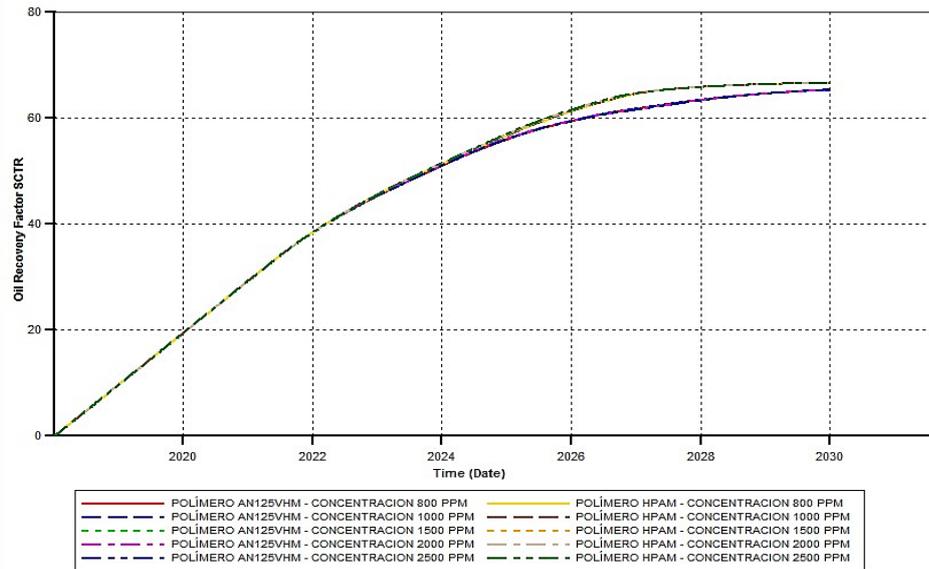


Figura 43: Curvas comparativas del F_R a diferente concentración

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

La diferencia entre los dos polímeros es del 1% orientado al factor de recobro; pero, se puede determinar que a una mayor concentración (2500 ppm) tanto el polímero AN125VHM y HPAM genera mayor factor de recobro. Por tanto, los posteriores análisis solo se harán con la mayor concentración.

6.1.2. Diferente temperatura de yacimiento a la misma concentración de los polímeros AN125VHM y HPAM

En el segundo caso, la máxima concentración de 2500 ppm se aplica para las distintas temperaturas entre 90°F a 170°F. De acuerdo con lo observado en la Tabla 22, se infiere que, a la misma concentración, pero diferente temperatura, el factor de recobro va cambiando para ambos polímeros. El incremento o reducción del factor de recobro está directamente relacionada a la temperatura en la que actúa el polímero, por tal, se presentan dos condiciones:

- **A menor temperatura mayor factor de recobro**

La fracción molar del polímero tiende a estar estable cuando no se expone a elevadas temperaturas, esto sucede porque sus propiedades tardan en degradarse bruscamente, por tal razón, a la temperatura de 90°F se obtiene un mayor factor de recobro.

- **A mayor temperatura menor Factor de Recobro**

Cuando la solución polimérica es sometida a altas temperaturas de yacimiento como 150°F, 160°F, 170°F por un período de tiempo de 4 años, comienza a deteriorarse la fracción molar como propiedad química, como consecuencia de la separación entre las moléculas del polímero.

TEMPERATURA (°F)	CONCENTRACIÓN DE 2500 PPM	
	AN125VHM	HPAM
90	67.9242	69.6157
100	67.1823	68.7910
110	66.5769	68.1004
120	66.0740	67.5214
130	65.6149	67.0026
140	65.3012	66.6452
150	65.0629	66.3002
160	64.9480	66.0618
170	64.8535	65.8497

Tabla 22: Valores a diferente temperatura de los polímeros AN125VHM y HPAM

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

- El polímero AN125VHM da entre 65% y 68% de factor de recobro.
- El polímero HPAM da entre 66% y 70% de factor de recobro.

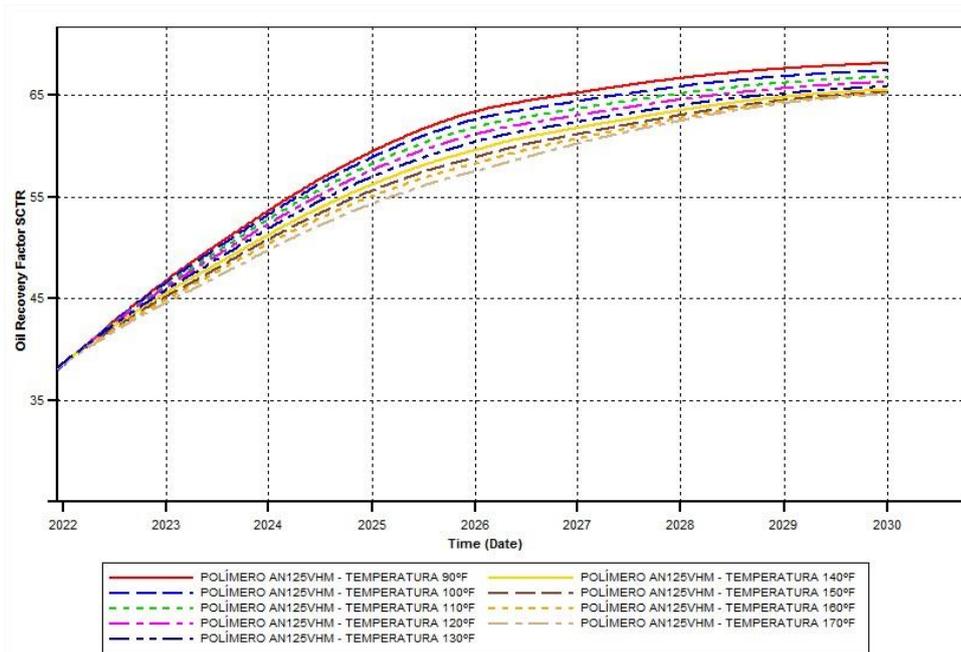


Figura 44: F_R a varias T (°F) de yacimiento del polímero AN125VHM

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

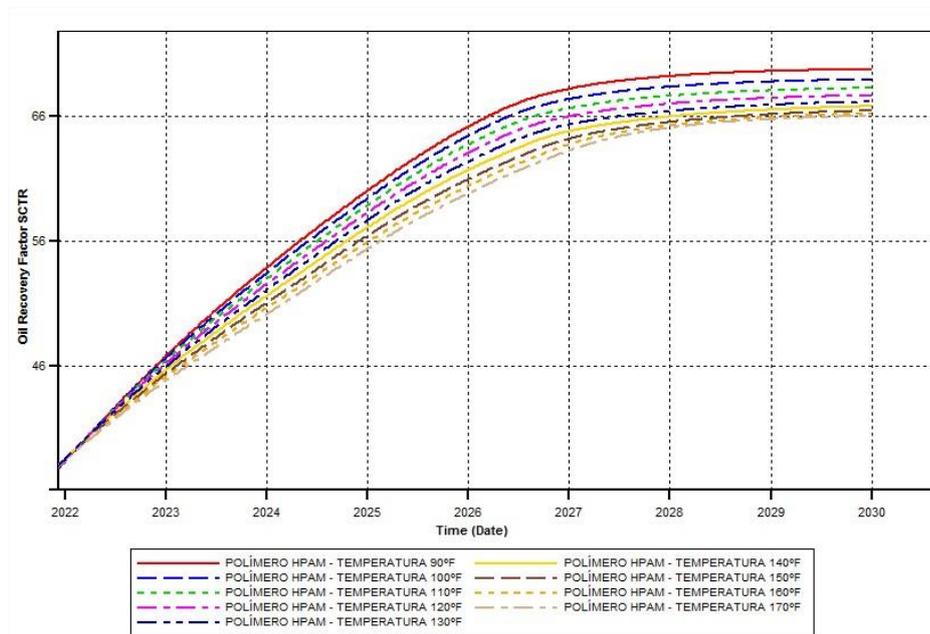


Figura 45: F_R a varias T (°F) de yacimiento del polímero HPAM

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

La diferencia está del 1% al 2% dependiendo de la temperatura en la que actúan los dos polímeros tras la inyección. En las Figura 44 y Figura 45 se ratifica lo mencionado anteriormente en relación a los dos polímeros frente al porcentaje de petróleo recuperado.

6.2. Rango de temperaturas de yacimiento

La temperatura de yacimiento afecta al comportamiento del polímero, ya sea de manera eficiente o ineficaz frente al factor de recobro. Los rangos constan de una temperatura mínima de 90°F a una temperatura máxima de 170°F como se detalló en el análisis anterior. Conforme, a los resultados logrados, se escogieron cuatro (4) temperaturas que indican mejores distinciones en el factor de recobro, como se señala la Tabla 23.

TEMPERATURA (°F)	CONCENTRACIÓN DE 2500 PPM	
	AN125VHM	HPAM
90	67.9241	69.6156
120	66.0740	67.5214
140	65.3011	66.6452
170	64.8535	65.8496

Tabla 23: Selección del rango de temperaturas de yacimiento

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

La posición que adopta los polímeros frente a temperaturas sumamente bajas y altas se refleja a través de dos efectos:

6.2.1. Efecto del comportamiento de los polímeros a temperaturas < 90°F

Cuando la inyección de los polímeros AN125VHM y HPAM se someten a temperaturas extremadamente bajas que van alcanzando las condiciones ambientales, se vuelven más rígidos alcanzando así la ineficiencia de movimiento. La temperatura de una u otra manera proporciona la energía a los polímeros para actuar como agente desplazante, pero si el factor térmico es bajo, va a llegar a un punto en que el polímero no va a tener ningún efecto para recuperar el petróleo in situ. En la figura 46 refleja que en los primeros días del 2018, que es cuando comienza el proceso de la inyección del polímero, se detiene la recuperación de petróleo en un 0.25 %.

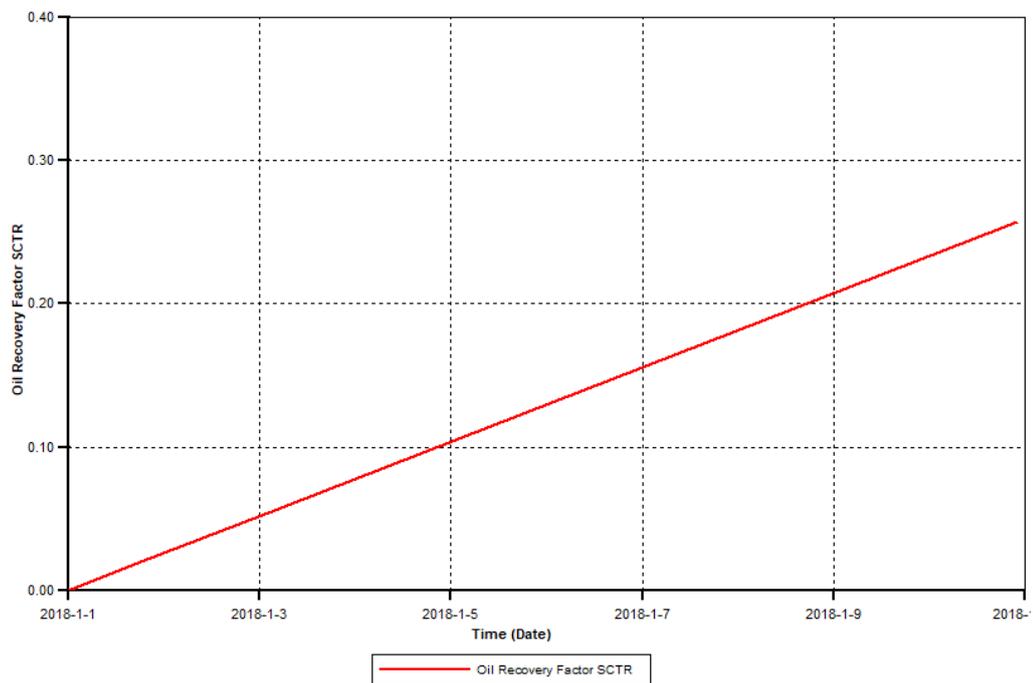


Figura 46: Factor de recobro a condiciones ambientales

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

6.2.2. Efecto del comportamiento de los polímeros a temperaturas > 170°F

Se selecciona una temperatura de 186°F para determinar cómo actúan los polímeros AN125VHM y HPAM una vez inyectados, obteniendo como resultado la disminución continua en el factor de recobro; teniendo como consecuencia la degeneración progresiva de los polímeros, lo que afecta la viscosidad de la solución. La figura 47 y Tabla 24 muestran que, en determinado momento, las curvas coinciden debido a que no existe mayor variación, por lo que se tomó 170°F como temperatura límite para el estudio.

TEMPERATURA (°F)	CONCENTRACIÓN DE 2500 PPM	
	AN125VHM	HPAM
170	64.8535	65.8496
186	64.8665	65.7016

Tabla 24: Factor de recobro a alta temperatura para los polímeros AN125VHM y HPAM

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

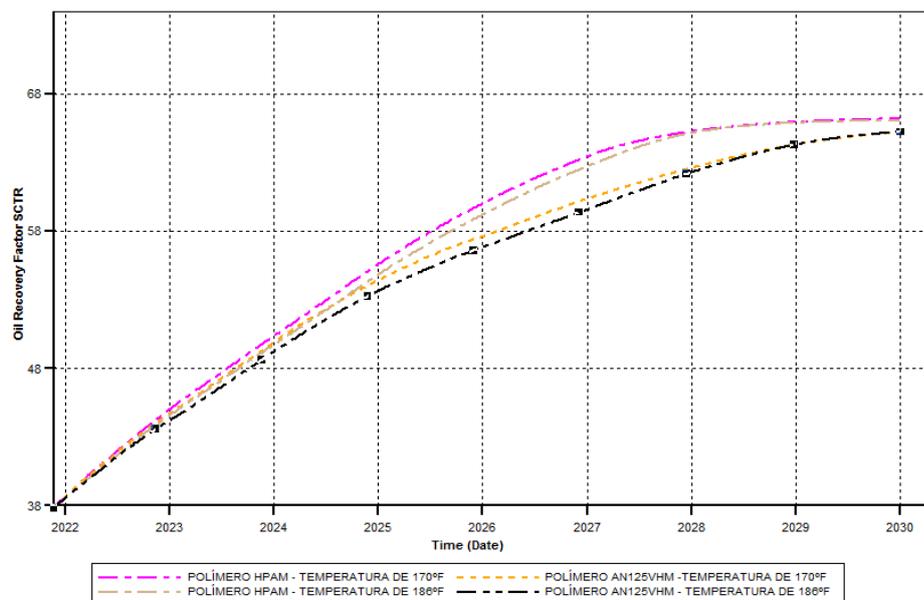


Figura 47: Curvas comparativas entre el AN125VHM y HPAM a alta temperatura

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

6.3. Viscosidad del agua respecto al cambio de temperatura de yacimiento

El crudo característico para el estudio es de 26°API que se define como petróleo mediano. El proceso de la inyección de polímero consiste en actuar como tapón para mejorar el desplazamiento y de este modo contribuir en la recuperación del petróleo; esto se logra por la manera que adopta la viscosidad frente al cambio de temperatura. En la Figura 48 se concreta de la manera siguiente:

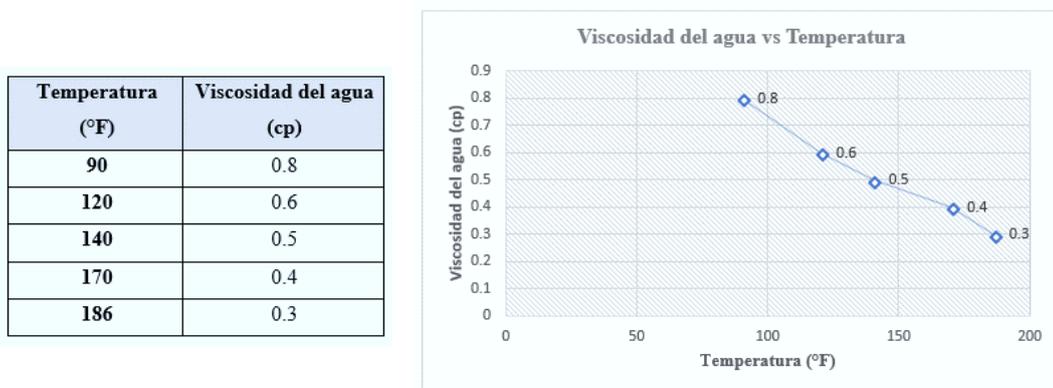


Figura 48: Comportamiento de la viscosidad del agua vs temperatura

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

- Al aumentar la temperatura, la viscosidad del agua disminuye.
- Al disminuir la temperatura, la viscosidad del agua aumenta.

Si la viscosidad del agua va decreciendo, el polímero pierde su efecto porque el agente químico no está proporcionando la dureza al agua para que no se desplace, por ende, el factor de recobro va a disminuir. Caso contrario se da si la viscosidad del agua aumenta, ya que se tendrá mayor factor de recobro.

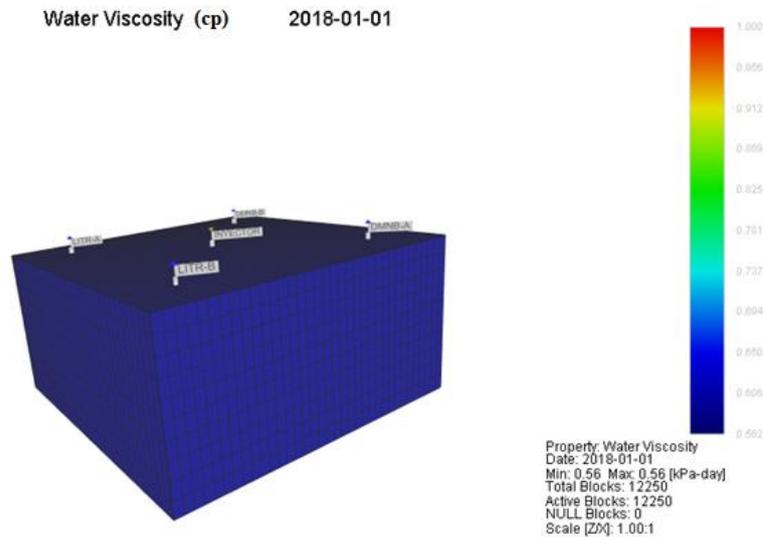


Figura 49: Variación de la viscosidad del agua

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

6.4. Adsorción de los polímeros AN125VHM y HPAM

Los polímeros AN125VHM y HPAM fueron inyectados bajo las mismas condiciones operacionales, ya sea en, tiempo de inyección de 4 años, la presión de 1500 psi y caudal de 4000 bbl/día. La adsorción permite darnos una idea de la retención de cada polímero en el medio poroso.

- Capacidad máxima de adsorción del polímero AN125VHM: 1.30044e-006 lb mol/ft³
- Capacidad máxima de adsorción del polímero HPAM: 1.50311e-006 lb mol/ft³

A mayor peso molecular, menor nivel de adsorción: El polímero HPAM tendrá mejor adsorción ya que posee 8000 lb/lb mol; mientras que el polímero AN125VHM posee 12000 lb /lb mol. En la Figura 50 se aprecia dicho fenómeno de adsorción.

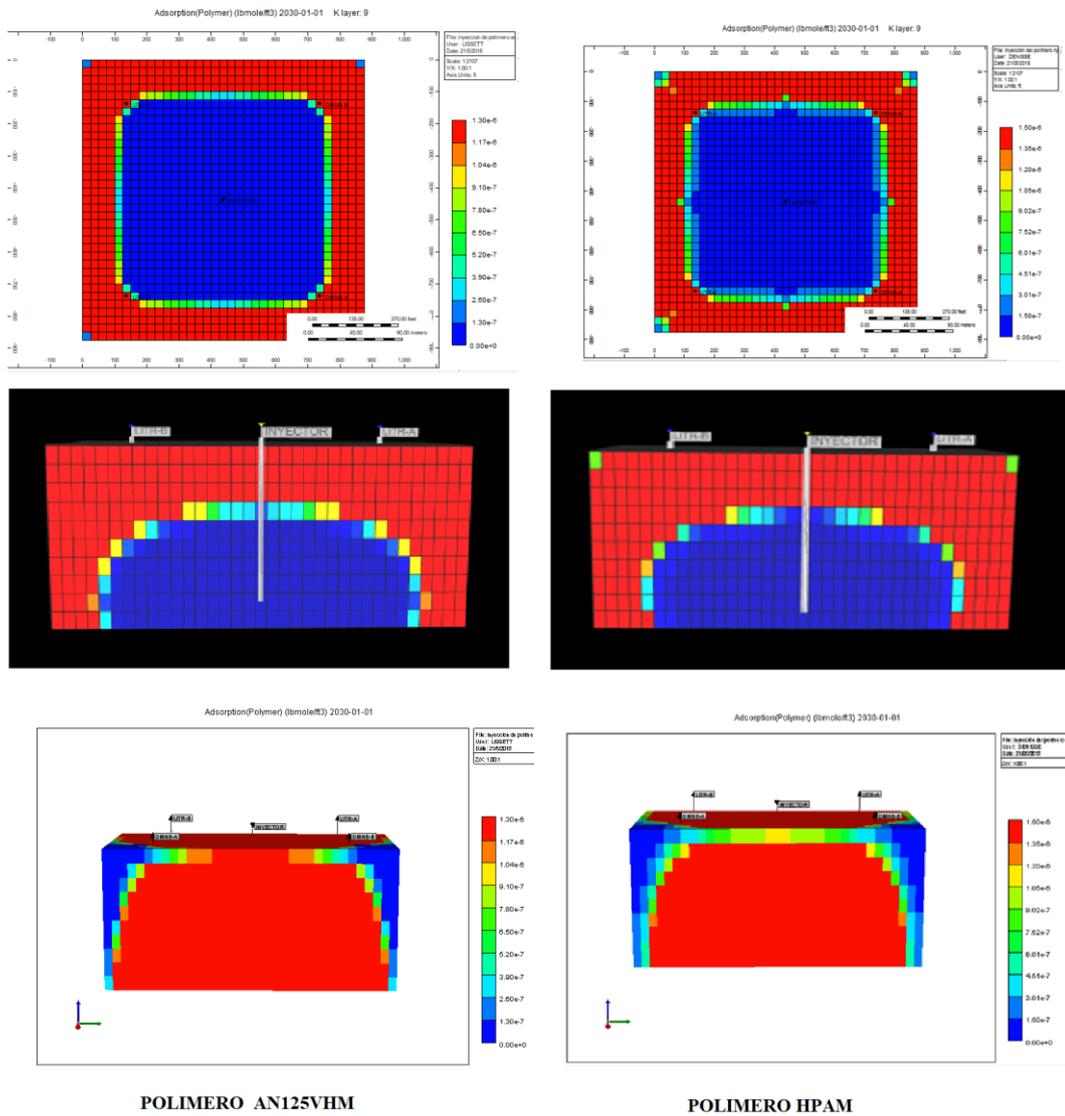


Figura 50: Adsorción de los polímeros AN125VHM y HPAM

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

6.5. Producción de petróleo acumulado

La cantidad de barriles finales obtenidos en los 12 años de predicción para cada una de las temperaturas de yacimiento en la que actúan los dos polímeros AN125VHM y HPAM, dio los siguientes resultados, los cuales se proyectan en la Tabla 25.

- La producción acumulada de petróleo tiende a disminuir cuando se eleva la temperatura de yacimiento.
- La diferencia de barriles entre las cuatro temperaturas de yacimiento 90°F, 120°F, 140°F, 170°F para el polímero HPAM se da en más de 130.000 bbl, mientras que para el polímero AN125VHM se da en más de 119.000 bbl.
- En ambos polímeros la temperatura de 90°F da mayor acumulada de petróleo; ocurriendo lo contrario a una temperatura de 170°F.
- A una misma temperatura de yacimiento, los polímeros dan variación en la cantidad de barriles de petróleo en más de 162.000 bbl, de tal forma que, la inyección del polímero HPAM resulta más eficiente en comparación al polímero AN125VHM.

TEMPERATURA (°F)	ACUMULADA DE PETRÓLEO (BBL)	
	HPAM	AN125VHM
90	6622790	6460669
120	6351861	6215704
140	6221053	6096257
170	6073377	5981655

Tabla 25: Acumulada de petróleo - polímeros AN125VHM y HPAM a diferente temperatura

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

Como puede observarse en las Figuras 51 y 52, durante los cuatro (4) primeros años se tiene el mismo comportamiento, ello se debe, a que solo se está inyectado agua; a partir del año 2022 surgen cambios notables, porque comienzan a inyectarse los polímeros HPAM y AN125VHM a una concentración de 2500 ppm, por ende, la producción de petróleo acumulado tiende a variar según la temperatura.

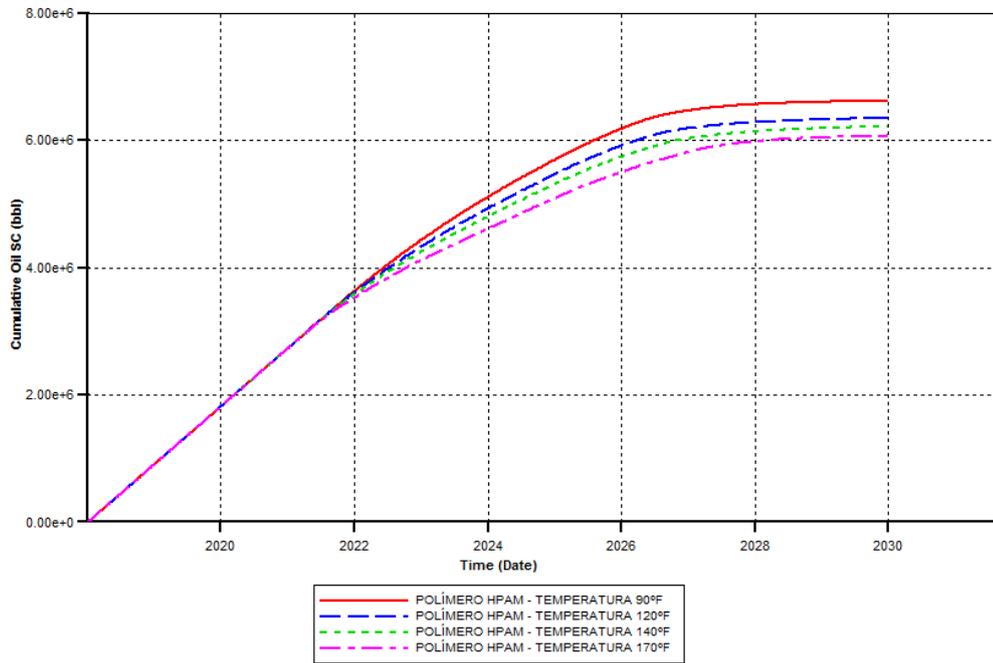


Figura 51: Acumulada de petróleo del HPAM a diferente T (°F)

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

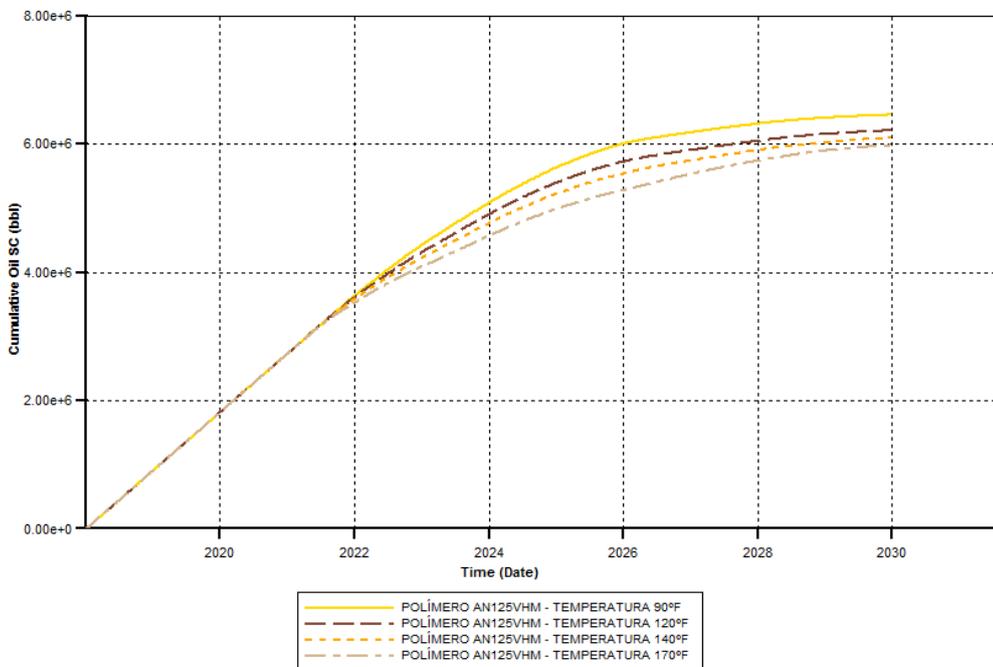


Figura 52: Acumulada de petróleo del AN125VHM a diferente T (°F)

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

6.6. Producción de agua acumulada

La producción de agua acumulada es otro parámetro a tomar en consideración, en vista de que, influye en la selección de uno de los polímeros propuestos. En la tabla 26 se fijan los valores finales, donde se puede constatar lo siguiente:

- A mayor temperatura se da mayor acumulada de agua, ocurre dicho comportamiento porque el polímero va perdiendo el objetivo de aumentar la viscosidad del agua, por esto, existe más movilidad de la fase acuosa.
- Los polímeros HPAM y AN125VHM presentan similar efecto de producción de agua respecto al aumento de temperatura.
- La temperatura de 90°F señala las menores cantidades de barriles de agua, siendo el polímero HPAM más conveniente con 162.518 bbl menos que el AN125VHM.

TEMPERATURA (°F)	ACUMULADA DE PETRÓLEO (BBL)	
	HPAM	AN125VHM
90	4334003	4496521
120	4605020	4741395
140	4736009	4860973
170	4883833	4975700

Tabla 26: Acumulada de agua - polímeros AN125VHM y HPAM a diferente temperatura

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

La Figura 53 y 54 representan que, tras la inyección de polímeros que se da en el 2022, poco a poco empieza a producirse agua hasta llegar a su máxima cantidad en el 2030. Las temperaturas evaluadas de 120°F, 140°F y 170°F proyectan más agua que la de 90°F con una mínima de producción.

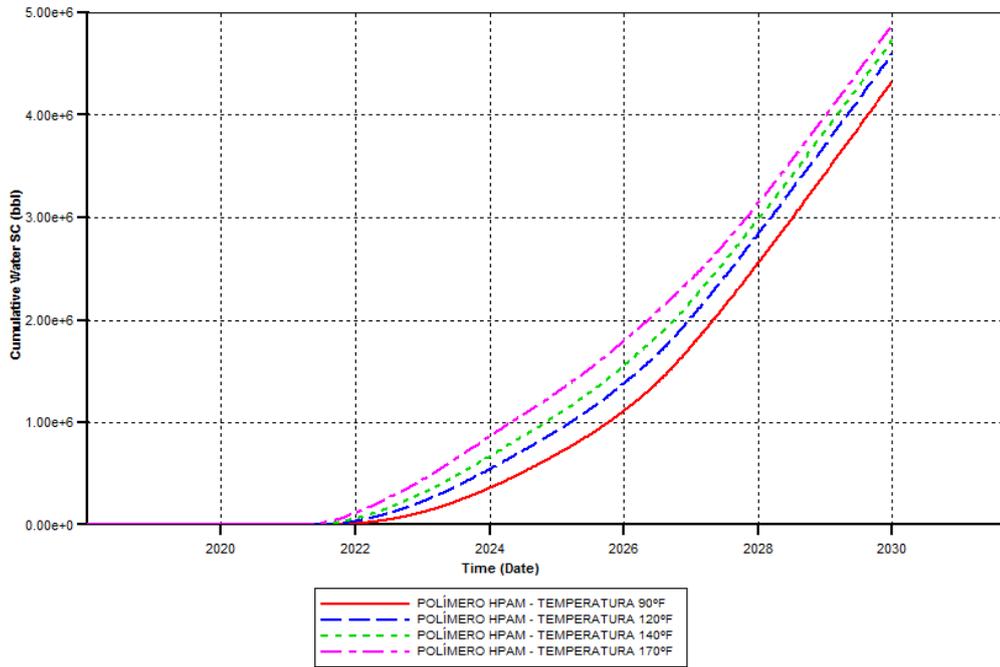


Figura 53: Acumulada de agua del polímero HPAM a diferente T (°F)

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

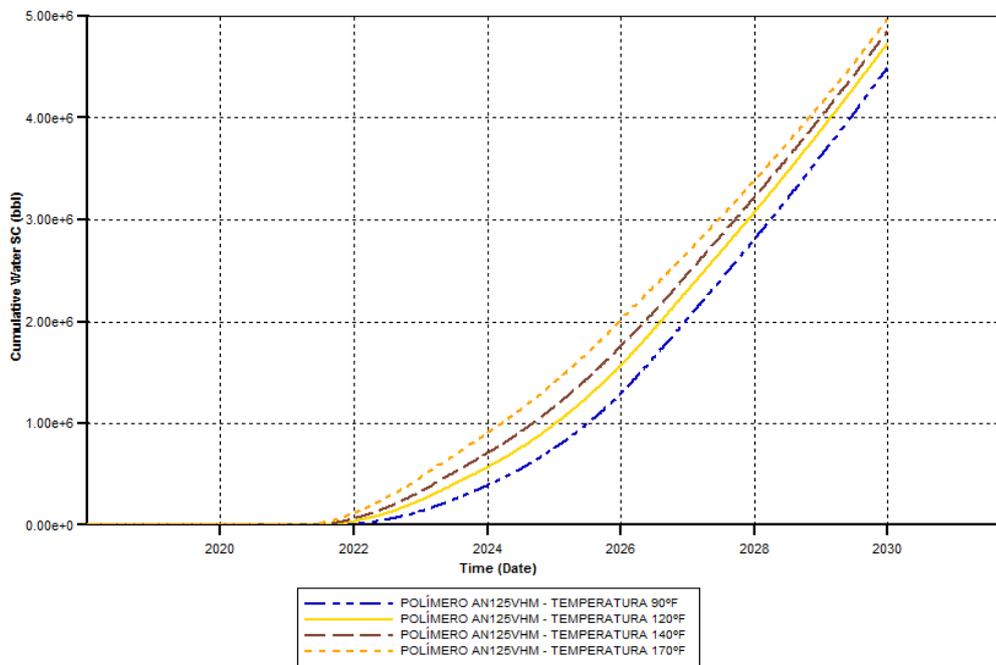


Figura 54: Acumulada de agua del AN125VHM a diferente T (°F)

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

De acuerdo con las curvas obtenidas, la inyección de polímeros conforme a las diferentes temperaturas, disminuyen la cantidad de agua. En el parámetro analizado con el polímero HPAM a menor temperatura, propone tener menor acumulada de agua en comparación con el polímero AN125VHM.

6.7. Tasa de producción de petróleo

Uno de los indicadores de producción es la tasa diaria de petróleo. La cantidad de barriles que se extraen a la superficie permitirá escoger el mejor polímero tras la inyección, tomando en consideración el tiempo invertido en producirlo. Los barriles diarios que da la inyección de polímeros AN125VHM y HPAM frente a las temperaturas de 90°F, 120°F, 140°F, 170°F, según la Tabla 27, manifiesta lo siguiente:

- En los tres primeros años (2018-2021) la producción de barriles diarios máximo que pueden alcanzar los cuatro (4) pozos productores es de 2500 bbl/día. A partir, del 2021 declina la producción.
- Del 2022 hasta el 2026 se emplea como método de recobro, la inyección de polímeros AN125VHM y HPAM por separado. En el lapso de tiempo que se inyectan los polímeros, ocurre que:
 - En el 2022, a la misma temperatura, el polímero AN125VHM como el HPAM se mantienen intacto en sus propiedades químicas y físicas como viscosidad, adsorción, fracción molar, pero a diferente temperatura, se notará disminución en más de 60 bbl/ día para cada polímero.
 - En el 2026, donde termina de ser inyectado los polímeros, se observa que, a la temperatura de 170°F, existe el menor número de barriles por día, esto se da porque los polímeros van deteriorándose con el aumento de la temperatura.

- La influencia de la temperatura en el polímero AN125VHM y HPAM en cuanto a la tasa de producción de petróleo se ve afectada considerablemente, y a través de la simulación se puede decir que, a la temperatura de 90°F el polímero HPAM da mayores barriles que el AN125VHM. Las Figuras 55 y 56 representan lo antes mencionado.

TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO (BBL/DÍA)								
TIEMPO (ANUAL)	TEMPERATURA °F							
	90		120		140		170	
	HPAM	AN125VHM	HPAM	AN125VHM	HPAM	AN125VHM	HPAM	AN125VHM
01/01/2018	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
01/01/2019	2499.92	2499.92	2499.90	2499.90	2499.88	2499.88	2499.85	2499.85
01/01/2020	2499.42	2499.42	2499.19	2499.19	2499.03	2499.03	2498.74	2498.74
01/01/2021	2496.93	2496.93	2495.78	2495.78	2494.94	2494.94	2493.56	2493.56
01/01/2022	2467.83	2467.83	2400.47	2400.47	2328.12	2328.12	2182.11	2182.11
01/01/2023	2194.81	2163.89	1972.31	1926.88	1826.60	1767.56	1611.55	1529.56
01/01/2024	1850.08	1798.11	1641.09	1614.98	1512.17	1468.79	1345.38	1314.58
01/01/2025	1597.03	1502.95	1472.17	1343.10	1400.58	1249.95	1322.48	1141.02
01/01/2026	1334.98	1020.06	1229.25	905.57	1171.43	861.80	1114.25	804.69
01/01/2027	781.40	482.58	744.47	485.70	787.47	560.97	865.40	689.37
01/01/2028	264.75	373.42	262.21	399.53	300.36	442.41	459.38	571.66
01/01/2029	104.04	248.32	117.83	286.58	141.07	333.64	174.29	428.90
01/01/2030	41.92	135.39	56.48	160.33	71.28	183.80	61.46	222.92

Tabla 27: Tasa de Producción - Polímeros AN125VHM y HPAM a diferente Temperatura

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

- En los años posteriores se inyecta agua, que sirve para que el residuo de polímero que queda en el medio poroso siga reduciendo la movilidad del agua frente al petróleo.
- En relación al tiempo en el que se recupera petróleo, también es beneficioso. En el caso del polímero AN125VHM en el 2030 provee más barriles, aquello acontece porque el polímero no se ha degenerado completamente por lo cual aportará más cantidad de petróleo (135 bbl/día), pero a la vez el tiempo se prolonga.
- Caso contrario sucede con el polímero HPAM en que la misma cantidad de 135 bbl lo recupera a finales del 2028.

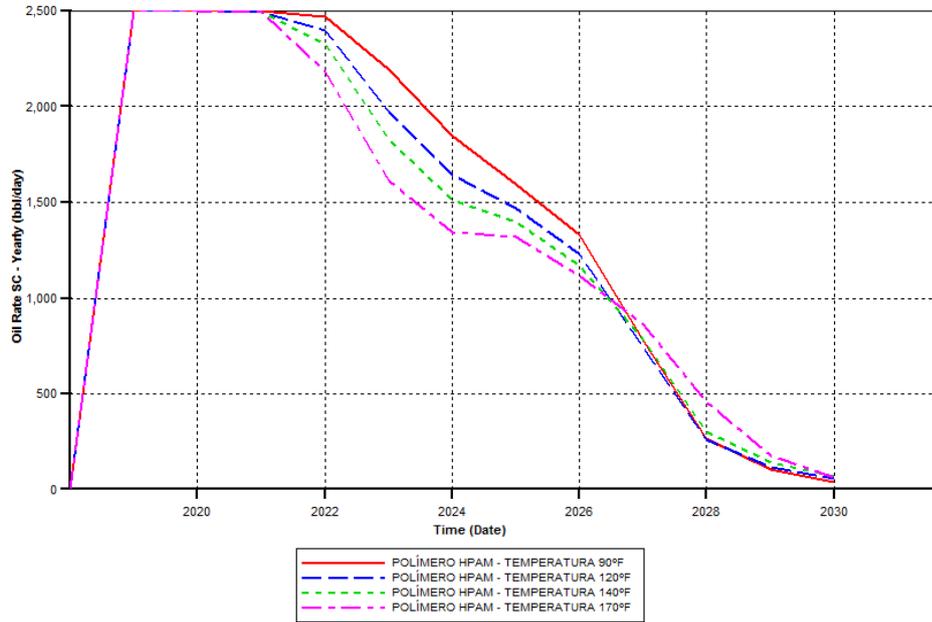


Figura 55: Tasa de petróleo del polímero HPAM a diferente T (°F)

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

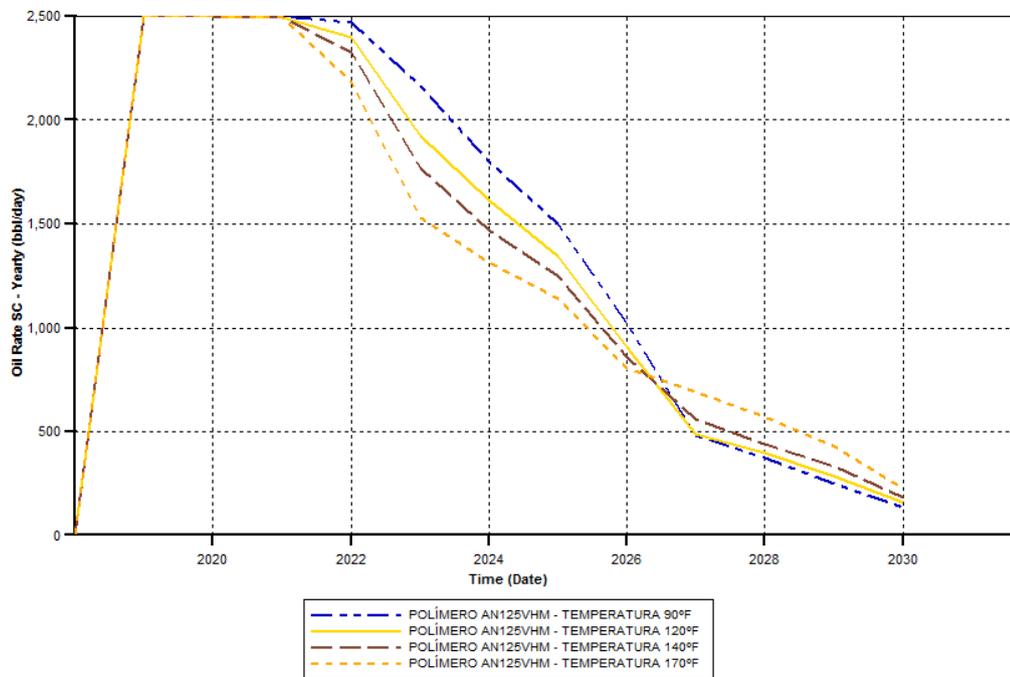


Figura 56: Tasa de petróleo del polímero AN125VHM a diferente T (°F)

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

6.8. Corte de agua

Producir el volumen total de líquidos desde el yacimiento a la superficie, implica extraer tanto petróleo como agua. Al ser uso de la inyección de soluciones poliméricas (agua + polímero), existe la posibilidad de conseguir una máxima cantidad de agua producida. Se observa en la Tabla 28, el equivalente al corte de agua para el año 2030, siendo 95% para el polímero AN125VHM y 98% para el polímero HPAM.

- El porcentaje de corte de agua, dependiendo del polímero sometido a cierta temperatura, puede mostrar una disminución o incremento considerable desde el año 2023 hasta el 2030.
- A mayor temperatura de yacimiento, mayor corte de agua. Si la temperatura de yacimiento es alta, a medida que se vaya inyectando los polímeros AN125VHM y HPAM el corte de agua aumenta. Resulta factible aplicar los polímeros a una menor temperatura de yacimiento, ya que se obtendrá menos corte de agua.

CORTE DE AGUA (%)								
TIEMPO (ANUAL)	TEMPERATURA °F							
	90		120		140		170	
	HPAM	AN125VHM	HPAM	AN125VHM	HPAM	AN125VHM	HPAM	AN125VHM
01/01/2018	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
01/01/2019	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
01/01/2020	0.05	0.05	0.07	0.07	0.09	0.09	0.11	0.11
01/01/2021	0.22	0.22	0.29	0.29	0.34	0.34	0.43	0.43
01/01/2022	6.32	6.32	13.56	13.56	21.41	21.41	30.18	30.18
01/01/2023	18.54	22.03	28.81	30.86	33.24	38.53	43.24	48.89
01/01/2024	31.44	31.95	38.40	37.90	42.81	42.63	47.98	47.96
01/01/2025	39.55	48.97	44.30	54.89	46.62	57.68	49.24	61.47
01/01/2026	55.43	72.20	59.56	73.36	61.53	72.52	61.37	74.54
01/01/2027	82.93	83.41	84.03	83.15	81.66	81.66	70.40	74.48
01/01/2028	93.70	87.24	93.23	85.68	92.07	83.66	89.08	79.54
01/01/2029	97.47	92.78	96.80	91.33	95.99	89.91	96.02	86.81
01/01/2030	98.84	95.87	98.41	95.35	98.03	94.80	98.61	94.34

Tabla 28: Corte de agua para los polímeros AN125VHM y HPAM a diferente temperatura

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

- En el 2026, el polímero AN125VHM a 90°F alcanza la máxima producción de agua comparado al polímero HPAM, llegando al 20% de diferencia.
- Durante los cuatro años que se inyectan los dos polímeros, el polímero HPAM a 90°F da 55.43 % de corte de agua, en tanto que, el AN125VHM da 72,20%; deduciendo que el uso del AN125VHM es poco rentable debido a la rápida producción de agua. En la Figuras 57 y 58, relacionadas al corte de agua, representan el comportamiento de cada polímero en cuanto al volumen de agua producida. A 170°F da una curva más pronunciada que a 90°F.

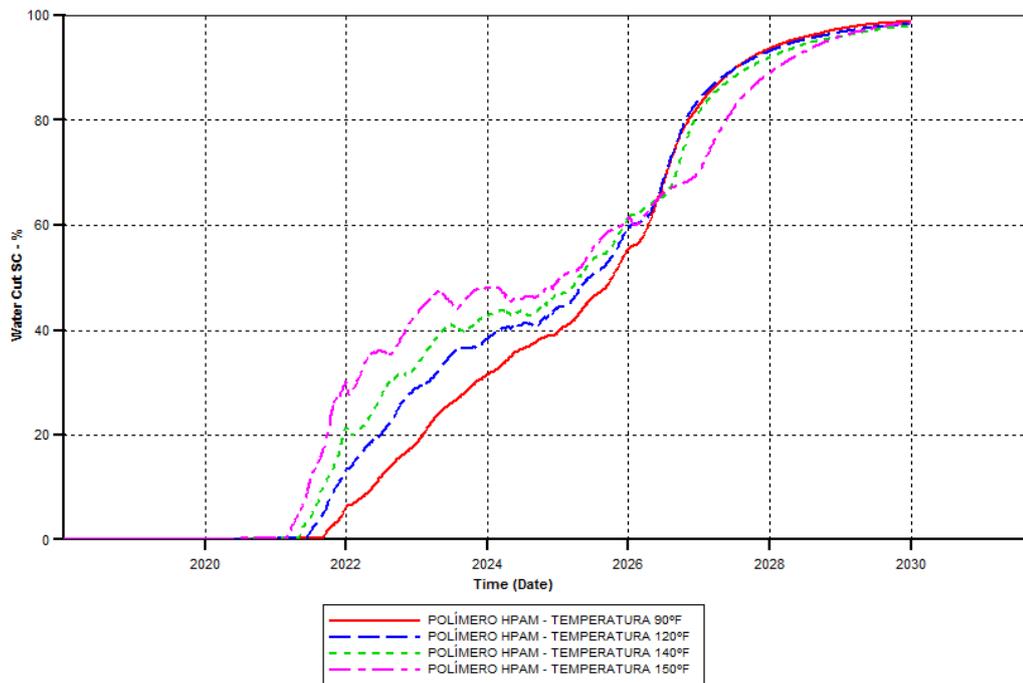


Figura 57: Corte de agua del polímero HPAM a diferente T (°F)

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

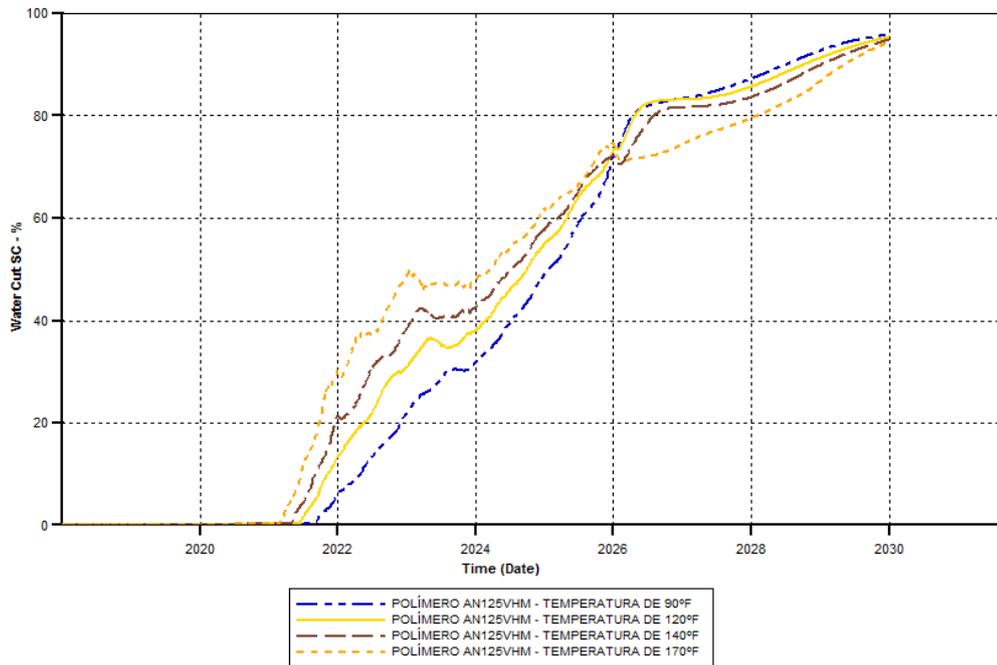


Figura 58: Corte de agua del polímero AN125VHM a diferente T (°F)

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

6.9. Factor de recobro

En relación al factor de recobro de los polímeros AN125VHM y HPAM, resalta que a 90°F se exhibe los óptimos resultados en cuanto al porcentaje de petróleo que se puede recuperar a través de la inyección de polímeros como método de recuperación mejorada. El 1.71% de diferencia afirma que el polímero HPAM es más conveniente que el AN125VHM. Se afirma lo anterior considerando los siguientes aspectos:

- A mayor temperatura, menor factor de recobro. Al inyectar las soluciones poliméricas a altas temperaturas, 120°F, 140°F y 170°F, hace que las propiedades del agua-roca se vean afectadas en viscosidad, adsorción y no ayuda a mejorar la eficiencia de desplazamiento del petróleo al producirse. Por otro lado, a 90°F ocurre lo contrario, permitiendo así, mayor recuperación.

FACTOR DE RECOBRO (%)								
TIEMPO (ANUAL)	TEMPERATURA °F							
	90		120		140		170	
	HPAM	AN125VHM	HPAM	AN125VHM	HPAM	AN125VHM	HPAM	AN125VHM
01/01/2018	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
01/01/2019	9.59	9.59	9.70	9.70	9.78	9.78	9.89	9.89
01/01/2020	19.18	19.18	19.40	19.40	19.55	19.55	19.78	19.78
01/01/2021	28.79	28.79	29.11	29.11	29.33	29.33	29.68	29.68
01/01/2022	38.26	38.26	38.42	38.42	38.43	38.43	38.31	38.31
01/01/2023	46.68	46.56	46.07	45.90	45.57	45.34	44.69	44.37
01/01/2024	53.77	53.46	52.44	52.16	51.49	51.09	50.01	49.57
01/01/2025	59.92	59.24	58.17	57.39	56.98	55.99	55.26	54.10
01/01/2026	65.04	63.15	62.94	60.90	61.56	59.36	59.67	57.28
01/01/2027	68.04	65.00	65.83	62.79	64.64	61.55	63.10	60.01
01/01/2028	69.05	66.44	66.84	64.34	65.81	63.28	64.91	62.27
01/01/2029	69.45	67.39	67.30	65.45	66.37	64.59	65.61	63.97
01/01/2030	69.62	67.91	67.52	66.07	66.65	65.31	65.85	64.86

Tabla 29: F_R para polímeros AN125VHM y HPAM a diferente temperatura

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

- La Tabla 29 muestra que, en el año 2030, el polímero AN125VHM a 90°F alcanza el 69.62% mientras que el polímero HPAM da 67.91%.
- En relación al tiempo de recuperación, el HPAM necesita menos tiempo para producir más que el polímero AN125VHM, es decir, para el 5 de Diciembre del 2026 el polímero HPAM alcanzaría el 67.91%, mientras que el mismo porcentaje el polímero AN125VHM lo recupera en el 2030.
- El polímero HPAM resultó ser el mejor para extraer el petróleo in situ. En la Figura 59 se observa el comportamiento de la inyección de cada polímero.

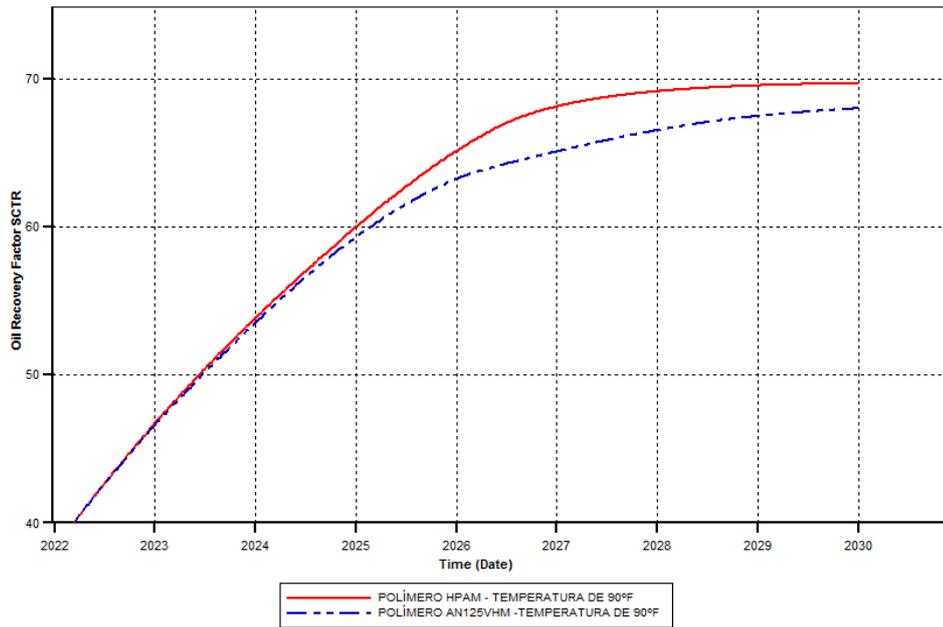


Figura 59: Curvas comparativas del F_R - polímero AN125VHM y HPAM

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

6.10. Saturación de petróleo residual

El arreglo de cinco pozos invertidos fue situado estratégicamente con la finalidad de que surja el drenaje ideal de los fluidos en el yacimiento. Al inyectar las soluciones poliméricas, tanto con AN125VHM y como con HPAM, en el período de tiempo de cuatro años se consigue la producción de fluidos. La saturación de petróleo fue de 0.77 in situ, luego de la inyección de polímeros tras los 12 años de simulación a cada temperatura de yacimiento la saturación de petróleo queda expresada en la Tabla 30:

SATURACIÓN DE PETRÓLEO RESIDUAL (Sor)	TEMPERATURA °F							
	90		120		140		170	
	HPAM	AN125VHM	HPAM	AN125VHM	HPAM	AN125VHM	HPAM	AN125VHM
	0.4316	0.4675	0.4371	0.4740	0.4368	0.4746	0.4115	0.4399

Tabla 30: Sor- polímeros AN125VHM y HPAM a diferente temperatura

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

Se presenta que a 90°F y concentración de 2500 ppm se tiene menor saturación de petróleo residual en el polímero HPAM con respecto al polímero AN125VHM.

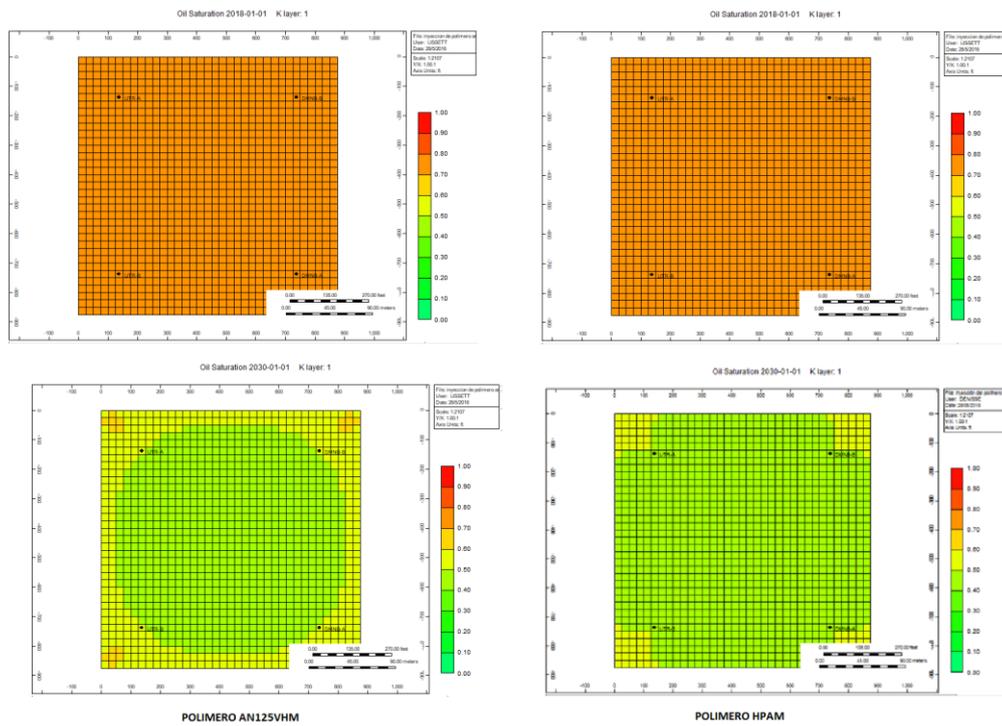


Figura 60: Sor a 90°F- Polímero AN125VHM y HPAM

Fuente: Neira y Tomalá (2018)

CONCLUSIONES

- La inyección de polímero, como técnica mejorada para la recuperación de petróleo, es técnicamente viable cuando se caracteriza correctamente el yacimiento; haciendo el respectivo ajuste de datos PVT tanto en propiedades de la roca como del fluido. Tales consideraciones ayudan a extraer un porcentaje adicional de petróleo que queda en el subsuelo luego de haber usado métodos primarios y secundarios de recobro del crudo.
- El arreglo de pozos es fundamental para el drenaje de los fluidos; en este caso, el uso de cinco pozos invertidos fue de beneficio para recuperar petróleo a través de la inyección de polímeros. El análisis de sensibilidad para la presión y el caudal arrojó que, el pozo inyector con caudal de 4000 bbl/ día y BHP de 1500 psi otorga el desplazamiento óptimo para los fluidos cuando los pozos productores trabajan con un caudal de 625 bbl/día y BHP de 200 psi.
- El período de tiempo es otro indicador clave para la inyección de polímeros porque influye en el factor de recobro de petróleo, por lo cual, el bache de los polímeros AN125VHM y HPAM fue del 0,10 del volumen poroso para ser inyectado a la formación, lo que equivale a cuatro (4) años. En el tiempo señalado los polímeros muestran efectividad para el proceso, posterior a los cuatro años los polímeros van deteriorándose debido a la degradación de sus propiedades como: volumen poroso accesible de adsorción, concentración, peso molecular, viscosidad y factor de resistencia.

- La Temperatura del yacimiento afecta al polímero al instante de la inyección. A temperaturas altas, como 170°F, se notó pérdida en las propiedades de ambos polímeros; mientras que a temperaturas bajas, como 90°F, muestra resultados favorables frente al factor de recobro. De acuerdo a las temperaturas a las que se sometieron los polímeros, se obtuvo que mayor efectividad tiene el polímero HPAM en comparación al AN125VHM, referente a cada punto analizado.
- Luego de los 12 años de producción y con la inyección de polímero por cuatro años para el yacimiento sintético implantado, se alcanza el propósito de extraer un porcentaje considerable de petróleo, afirmación basada en la comparación entre la saturación inicial del petróleo (0,77) y la obtenida posterior a la implementación de la inyección de polímero, quedando un promedio de 0,43 que no pudo producirse, lo que señala que se sustrajo un 0,34 por medio de esta técnica.
- El Factor de Recobro y la Acumulada de Petróleo se relacionan con la cantidad de barriles de petróleo final que aporta los polímeros AN125VHM y HPAM. Según el Factor de Recobro el 1.71% es la diferencia entre ambos agentes químicos; afirmando que el HPAM es más conveniente que el AN125VHM, testificándolo también por el tiempo de recuperación, ya que para el 2026 el polímero HPAM alcanza el 67.91%, el mismo porcentaje que da en el año 2030 el AN125VHM, es decir, el HPAM necesita menos tiempo para producir más de lo que da el polímero AN125VHM.
- La producción de agua acumulada a 90°F muestra las menores cantidades de agua, siendo, el polímero HPAM más conveniente con 162.518 bbl menos que el AN125VHM. Lo mismo que se comprueba con el corte de agua, que para el año 2026 el AN125VHM alcanza la máxima producción de agua en comparación con el HPAM, alcanzando un 20% de diferencia. Así, se determina que a menor temperatura de yacimiento se conseguirá menos corte de agua.

RECOMENDACIONES

- Los datos del yacimiento, fluido y polímeros deben sustentarse en experimentos o pruebas tanto de campo como de laboratorio, para adquirir una gama de resultados conforme a la predicción del comportamiento que se quiere referenciar. Además, el correcto uso de un Software de Ingeniería, favorece al diseño del modelo de yacimiento y fluido, respectivamente.
- Llevar a cabo los análisis de sensibilidades, tanto de cada polímero (concentración, bache del polímero) como condiciones de operación (caudal, presión), contribuyen al incremento a disminución del factor de recobro. Además, se sugiere el uso de otros criterios de producción como corte de agua, producción acumulada de agua y petróleo.
- Para la inyección del agente químico, es decir, el polímero, no es aconsejable aplicarlos a temperaturas mayores a 170°F porque va perdiendo el efecto de darle viscosidad al agua y ello provoca reducción en la cantidad de petróleo a recuperar; mientras que a temperaturas menores a 90°F el polímero no causa ningún efecto.

BIBLIOGRAFÍA

- Abadli, F. (2012). Simulation Study of Enhanced Oil Recovery by ASP (Alkaline, Surfactant and Polymer) Flooding for Norne Field C-segment.
- Abidina, A. Z., Puspasari, T., & Nugroho, W. A. (2012). Polymers for Enhanced Oil Recovery Technology . Elsevier Ltd., 11-12.
- Al-Hajri, N. F. (2010). Screening Criteria for Enhanced Oil Recovery in Carbonate Reservoirs. Doctor of philosophy of Imperial College London, Department of Earth Science and Engineering.
- Alvarado , V., & Manrique , E. (2010). Enhanced Oil Recovery: An Update Review . Energies .
- América, P. (2011, Febrero 26). Inyección De Polímeros Como Mecanismo de Recuperación Mejorada de Petróleo. Retrieved from <http://www.petroleoamerica.com/2011/02/inyeccion-de-polimeros-como-mecanismo.html>
- Angarita Buitrago, N. A., & Buitrago Peña, S. V. (2016). Desarrollo de un modelo predictivo para inyección de químicos Surfactantes-Polímeros Convencional. Tesis Ingeniero en Petróleo. Bogotá, Colombia.
- Avila Marcillo, J. E. (2015). “Estudio de la aplicación de Métodos Químicos en la arena Ui, mediante la plataforma Petrel para para evaluar el factor de recobro”. Tesis de Grado, Ingeniero en Petróleo, Escuela Superior Politécnica Del Litoral, 32-33.
- Bidner, M. S. (2001). Propiedades de la roca y los fluidos en reservorio de petróleo. Buenos Aires: Primera Edición.
- Cabezas P., J. (1975). Análisis de la Inyección de Soluciones de Polímeros para Mejorar la Recuperación de Petróleo y evitar la Invasión de Agua. Tesis para Ingeniero en Petróleo, ESPOL, 16-18.
- Canache Velásquez, M. C. (2006). Estudio sobre la Aplicabilidad de la Inyección ASP (Alcalino-Surfactante-Polímero) para el Mejoramiento de la Producción de Crudos Pesados. Tesis de Grado, Escuela de Ingeniería de Petróleo, Universidad de Oriente, 80-85.
- Center, P. R. (2016). Polymer Retention During Polymer. Retrieved from <http://www.prrc.nmt.edu/groups/res-sweep/media/pdf/Polymer%20Retention.pdf>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos, C. (2012). El Futuro de la Producción de Aceite en México:Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR. Comisión Nacional de Hidrocarburos.

- Comisión Nacional de Hidrocarburos, C. (2010). Factores de Recuperación de Aceite y Gas. México: Sener.
- Computer Modelling Group, L. (2018). Computer Modelling Group LTD. Retrieved from STARS: <https://www.cmgl.ca/stars/resource-library>
- Craig, F. F. (1982). Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua. Estados Unidos: SPE, volumen 3.
- Floerger, S. (2015). Geología del petróleo, Sistema Petrolífero EOR 101. México: Oil-EOR Handbook ESP.
- Gómez , J. D., Hernández , E. F., & Merchán, J. F. (2011). Yacimientos sometidos a inyección de surfactantes y polímeros . Bucaramanga, Colombia.
- Gómez Babativa, Z. L. (2016). Desarrollo de los Modelos Estático y Dinámico del Yacimiento Mediante Simulación Numérica para la Formación Carbonera C7 del Campo Ubicado en el Bloque Río Meta - Cuencas de los Llanos Orientales. Bogotá D.C: Fundación Universidad de América - 5101396-2016.
- Guerrero Pabón, C. M., & Zamora Abad , I. H. (2011). Evaluación de un Proceso de Estimulación con Co2 Miscible utilizando Simulación Numérica. Tesis Ingeniero en Petróleo, Universidad Industrial De Santander. Bucaramanga, Colombia.
- Gutiérrez García, D., & Trejo Ramírez, P. A. (2013). Teoría de Flujo Fraccional Aplicada a Fluidos No- Newtonianos. Ciudad Universitaria, México: D.F, 2013.
- Hernández Juárez , J., & Sebastián Barrera , G. (2013). Métodos de Recuperación Mejorada con Aditivos Químicos. Retrieved from <https://es.scribd.com/doc/148086118/Metodos-De-Recuperación-Mejorada-Con-Aditivos-Químicos>
- Hernández Serrano, Á. (2014, Abril). Recuperación Mejorada de Hidrocarburos a partir de un Tratamiento con Polímeros y Surfactantes. México: Instituto Politécnico Nacional.
- Holstein, E. D. (2007). Reservoir Engineering and Petrophysics. In L. W. Lake, Petroleum Engineering Handbook (pp. 1177-1178). Society of Petroleum Engineers.
- Hryc, A., Puliti, R., & Hochenfeliner, F. (2013). Diseño y Ejecución de un piloto de inyección de polímeros en Argentina. Argentina: SPE.
- Jiménez Morales , S. (2012). Recuperación Secundaria en campos de petróleo y su conversión en almacenamientos subterráneos de Gas Natural. ETSI.
- Littman, W. (1998). Polymer Flooding. Amsterdam: Elsevier.

- López Avendaño, F. (2010). Implantación de un proceso de Recuperación Mejorada en AKAL. Tesis de Grado de Ingeniero en Petróleo, Universidad Nacional Autónoma de México, 53-67.
- Madrid, M. (2014). Mecanismo de Producción en Yacimientos de Petróleo. Venezuela: Portal del petróleo.
- Maheshwari, Y. K. (2012). A Comparative Simulation Study of Chemical EOR Methodologies (Alkaline, Surfactant and/or Polymer) Applied to Norne Field E-Segment. Master's Thesis, Faculty of Engineering and Technology, Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, 47.
- Mandal, A. (2015). Chemical flood enhanced oil recovery: A review. *Int. J. Oil, Gas and Coal Technology*, Vol. 9, No. 3, 241–264.
- Maya, G., Jiménez, R., Castro, R., Mantilla, J., Vargas, J., Cardenas, F., . . . SNF INC., J. (2015, November 18-20). Design and Implementation of the First Polymer Flooding Project in Colombia: Yariguí-Cantagallo Field. SPE.
- Medina Hernández, A. S. (2017). Evaluación Prueba Piloto de Inyección de Polímero en un Yacimiento de Crudo Extra Pesado para Mejorar el Factor de Recobro. Tesis como Magister en Ingeniería de Petróleos Universidad Nacional de Colombia, 6-11.
- Miranda Vázquez, M. (2014, Septiembre 18). Inyección de Polímeros. Retrieved from <https://es.scribd.com/presentation/240197977/Inyeccion-de-Polimeros>
- Molina M., M., & Rosales G., P. (2007). Evaluación del Comportamiento Histórico de Producción de proyectos de Recuperación Secundaria en el Occidente de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- Montes Izazaga, A. (2016, Diciembre). Efecto de Pozos Térmicos sobre la Inyección Continua de Vapor en Yacimientos Homogéneos. Tesis Ingeniero en Petróleo. Mexico, Mexico.
- Moreno Diaz, D. F., Muñoz Navarro, S. F., & Rodriguez, A. X. (2017). Adsorción: un desafío para la viabilidad del proceso de inyección de polímeros. *ACIPET*, 2-3.
- Norman, C., & Trombetta, J. C. (Agosto 2007). El uso de surfactantes en proyectos de recuperación terciaria . Tiorco Inc., 1-5.
- Paris de Ferrer, M. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela: Astro Data S.A.
- Pérez C., S. (2014). Mecanismo de Empuje. Villahermosa, Tabasco.
- Sánchez Medina, E. (2010). “Recuperación Mejorada por Inyección de Alcalí, Surfactante y Polímero (ASP)”. Tesis para Maestro de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, 102-104.

- Sepulveda Gaona, J. A., & Escobar Macualo, F. H. (2005). Simulación de Yacimientos: Principios, Conceptos y Construcción de Mallas. Colombia, Colombia: U. Surcolombiana.
- Useche L., Y. R. (Caracas, Junio 2013). Modelaje Numérico del Proceso de Inyección de Álcali-Surfactante-Polímero (ASP) a Escala de Laboratorio Usando el Simulador STARS. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos, Universidad Central de Venezuela, 28.
- Zhang, Y. (2015). Survey and data analysis of polymer flooding pilot and field applications in China. Master Thesis Of Science, Missouri University Of Science And Technology.
- Ziritt, J. L. (2012). Perspectivas de la Recuperación Mejorada con Químicos. II Seminario Latinoamericano y del Caribe de Petróleo y Gas.

ANEXOS

ANEXO I: TABLA DE PERMEABILIDADES RELATIVAS

Sw	Krw	Krow
0.2282	0	0.705327
0.251487	2.32E-05	0.581172
0.274775	0.00018549	0.472514
0.298063	0.00062602	0.378321
0.32135	0.00148391	0.29756
0.344637	0.00289825	0.229197
0.367925	0.00500818	0.172199
0.391212	0.00795281	0.125533
0.4145	0.0118712	0.0881659
0.437788	0.0169026	0.0590642
0.461075	0.023186	0.037195
0.484363	0.0308606	0.0215249
0.50765	0.0400655	0.0110207
0.530938	0.0509397	0.00464937
0.554225	0.0636225	0.00137759
0.577512	0.0782529	0.0001722
0.6008	0.09497	0

ANEXO II: TRAYECTORIA DE POZO INYECTOR

User Block Address	Connect to	WI (md*ft)	Length (ft)	Block Top (ft)	Block Bottom (ft)
18 18 9	Surface	94062.862	43	6344	6387

ANEXO III: TRAYECTORIA DE LOS POZOS PRODUCTORES

- **POZO PRODUCTOR (LITR-A)**

User Block Address	Connect to	WI (md*ft)	Length (ft)	Block Top (ft)	Block Bottom (ft)
6 6 1	Surface	94062.862	43	6000	6043
6 6 2	1	94062.862	43	6043	6086
6 6 3	2	94062.862	43	6086	6129
6 6 4	3	94062.862	43	6129	6172
6 6 5	4	94062.862	43	6172	6215
6 6 6	5	94062.862	43	6215	6258
6 6 7	6	94062.862	43	6258	6301
6 6 8	7	94062.862	43	6301	6344
6 6 9	8	94062.862	43	6344	6387
6 6 10	9	94062.862	43	6387	6430

- **POZO PRODUCTOR (LITR-B)**

User Block Address	Connect to	WI (md*ft)	Length (ft)	Block Top (ft)	Block Bottom (ft)
6 30 1	Surface	94062.862	43	6000	6043
6 30 2	1	94062.862	43	6043	6086
6 30 3	2	94062.862	43	6086	6129
6 30 4	3	94062.862	43	6129	6172
6 30 5	4	94062.862	43	6172	6215
6 30 6	5	94062.862	43	6215	6258
6 30 7	6	94062.862	43	6258	6301
6 30 8	7	94062.862	43	6301	6344
6 30 9	8	94062.862	43	6344	6387
6 30 10	9	94062.862	43	6387	6430

- **POZO PRODUCTOR (DMNB-A)**

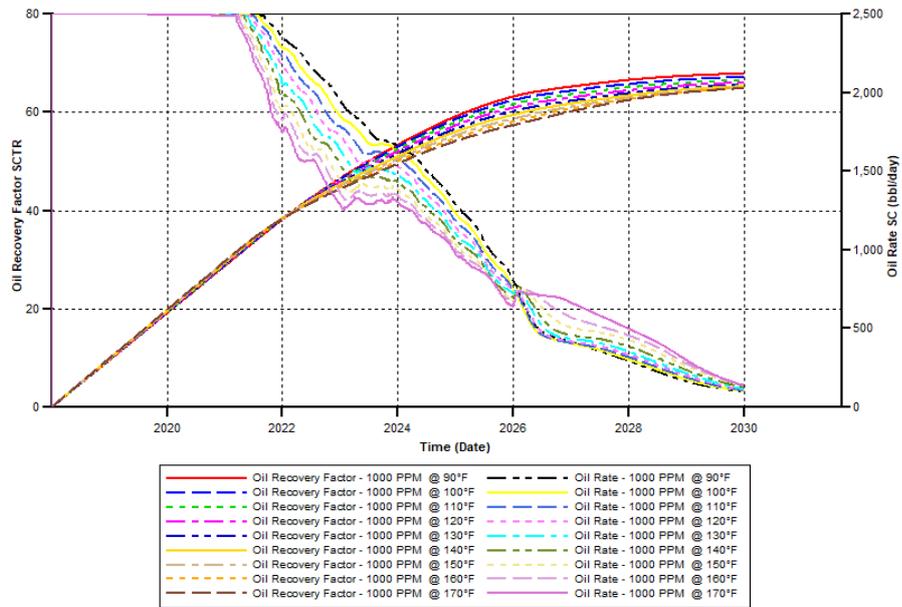
User Block Address	Connect to	WI (md*ft)	Length (ft)	Block Top (ft)	Block Bottom (ft)
30 30 1	Surface	94062.862	43	6000	6043
30 30 2	1	94062.862	43	6043	6086
30 30 3	2	94062.862	43	6086	6129
30 30 4	3	94062.862	43	6129	6172
30 30 5	4	94062.862	43	6172	6215
30 30 6	5	94062.862	43	6215	6258
30 30 7	6	94062.862	43	6258	6301
30 30 8	7	94062.862	43	6301	6344
30 30 9	8	94062.862	43	6344	6387
30 30 10	9	94062.862	43	6387	6430

- **POZO PRODUCTOR (DMNB-B)**

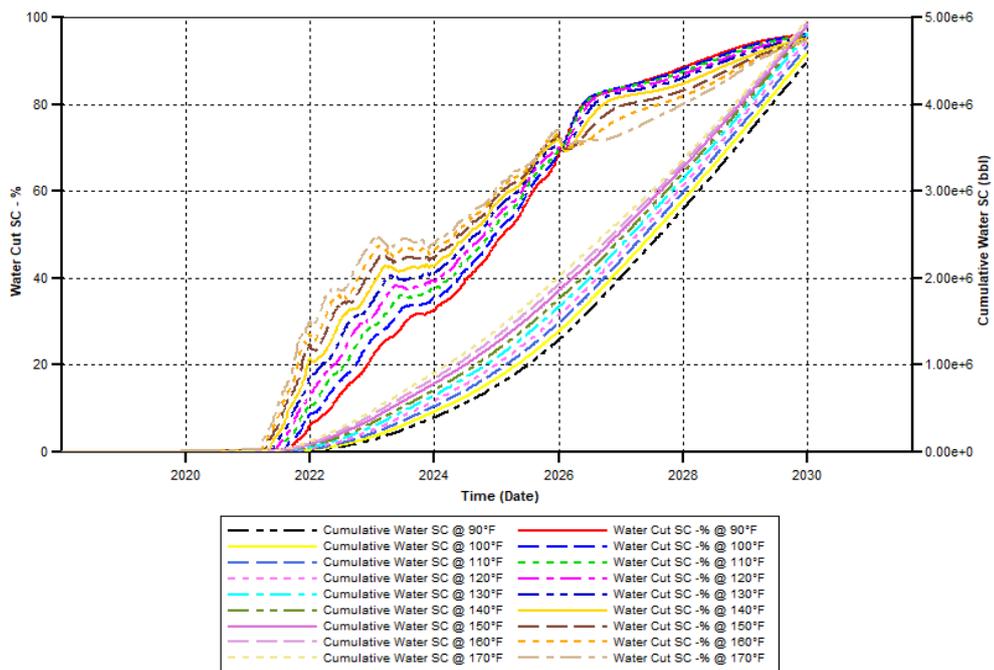
User Block Address	Connect to	WI (md*ft)	Length (ft)	Block Top (ft)	Block Bottom (ft)
30 6 1	Surface	94062.862	43	6000	6043
30 6 2	1	94062.862	43	6043	6086
30 6 3	2	94062.862	43	6086	6129
30 6 4	3	94062.862	43	6129	6172
30 6 5	4	94062.862	43	6172	6215
30 6 6	5	94062.862	43	6215	6258
30 6 7	6	94062.862	43	6258	6301
30 6 8	7	94062.862	43	6301	6344
30 6 9	8	94062.862	43	6344	6387
30 6 10	9	94062.862	43	6387	6430

ANEXO IV: CONCENTRACIÓN 800 PPM A DIFERENTE TEMPERATURA DEL POLÍMERO AN125VHM

- FACTOR DE RECOBRO Y TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

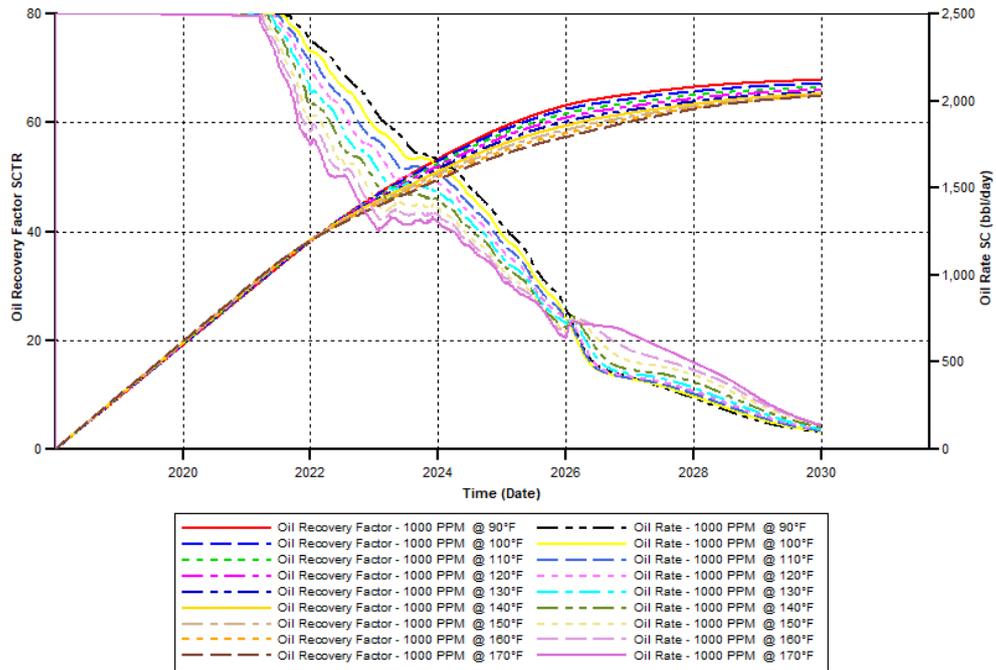


- ACUMULADA DE AGUA Y CORTE DE AGUA

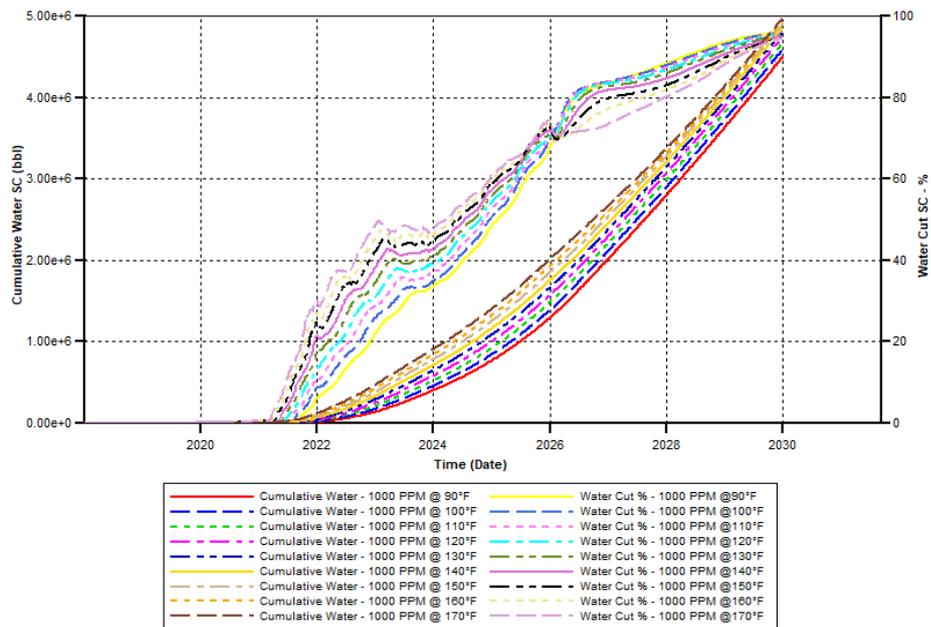


ANEXO IV: CONCENTRACIÓN 1000 PPM A DIFERENTE TEMPERATURA DEL POLÍMERO AN125VHM

- FACTOR DE RECOBRO Y TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

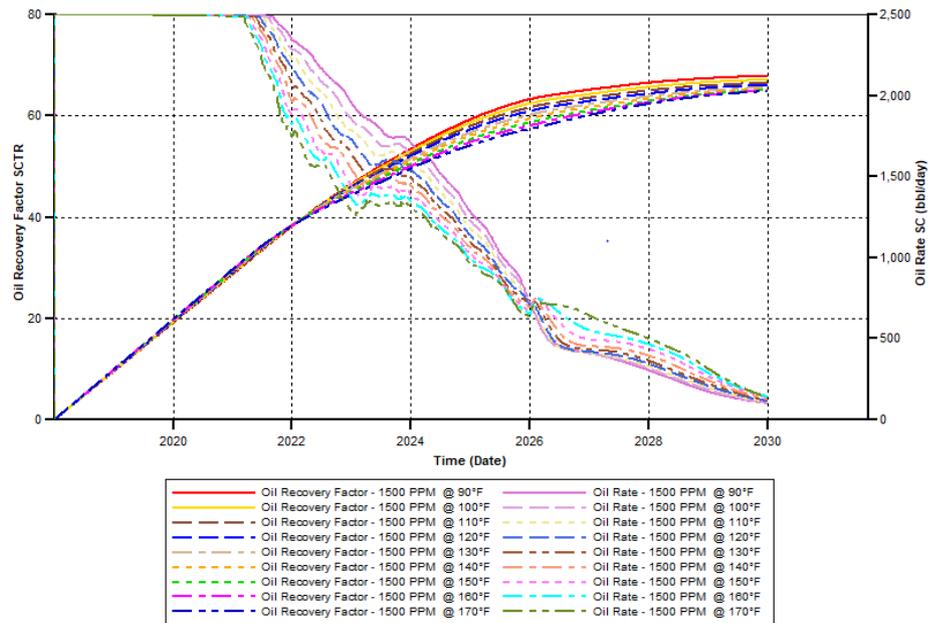


- ACUMULADA DE AGUA Y CORTE DE AGUA

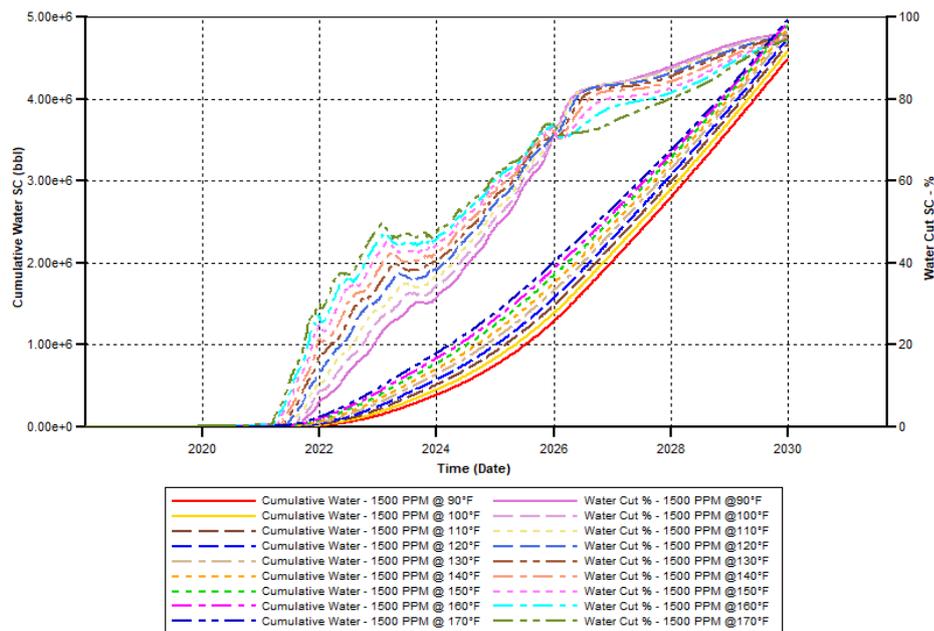


ANEXO IV: CONCENTRACIÓN 1500 PPM A DIFERENTE TEMPERATURA DEL POLÍMERO AN125VHM

- FACTOR DE RECOBRO Y TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

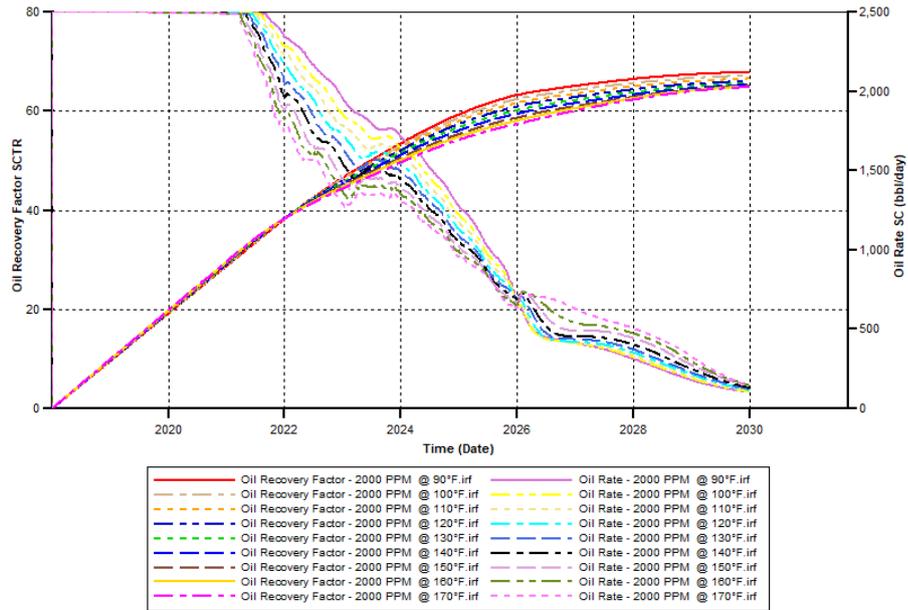


- ACUMULADA DE AGUA Y CORTE DE AGUA

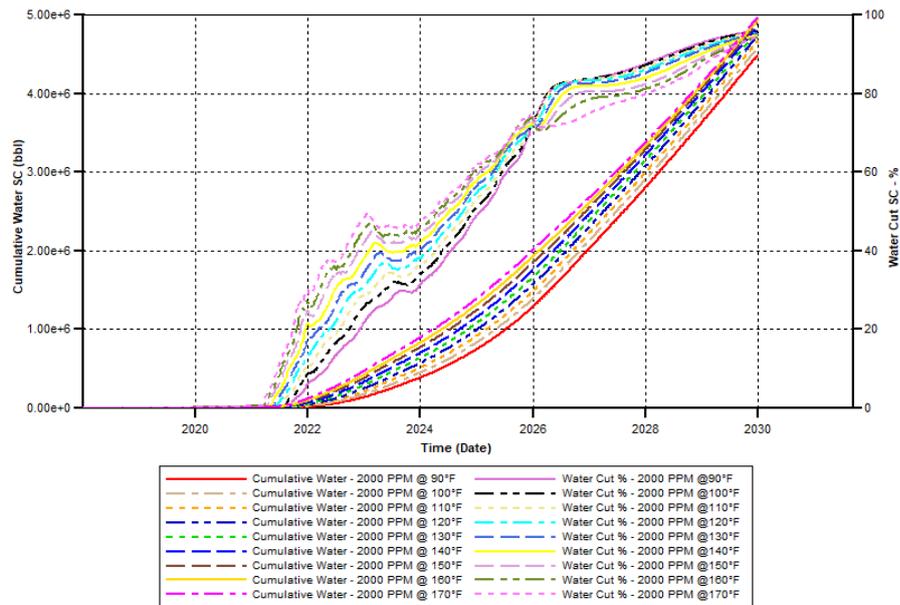


ANEXO IV: CONCENTRACIÓN 2000 PPM A DIFERENTE TEMPERATURA DEL POLÍMERO AN125VHM

- FACTOR DE RECOBRO Y TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

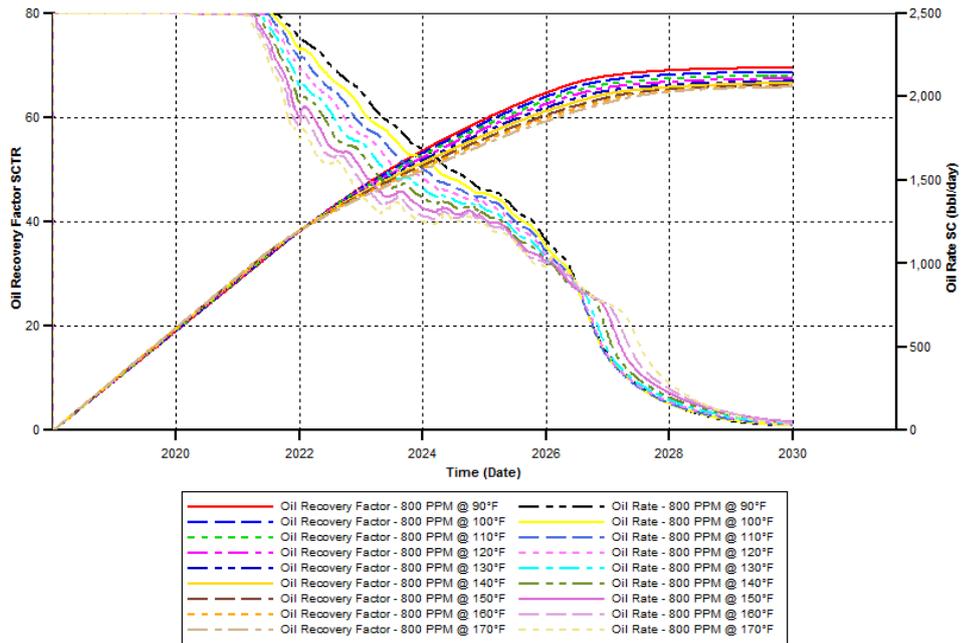


- ACUMULADA DE AGUA Y CORTE DE AGUA

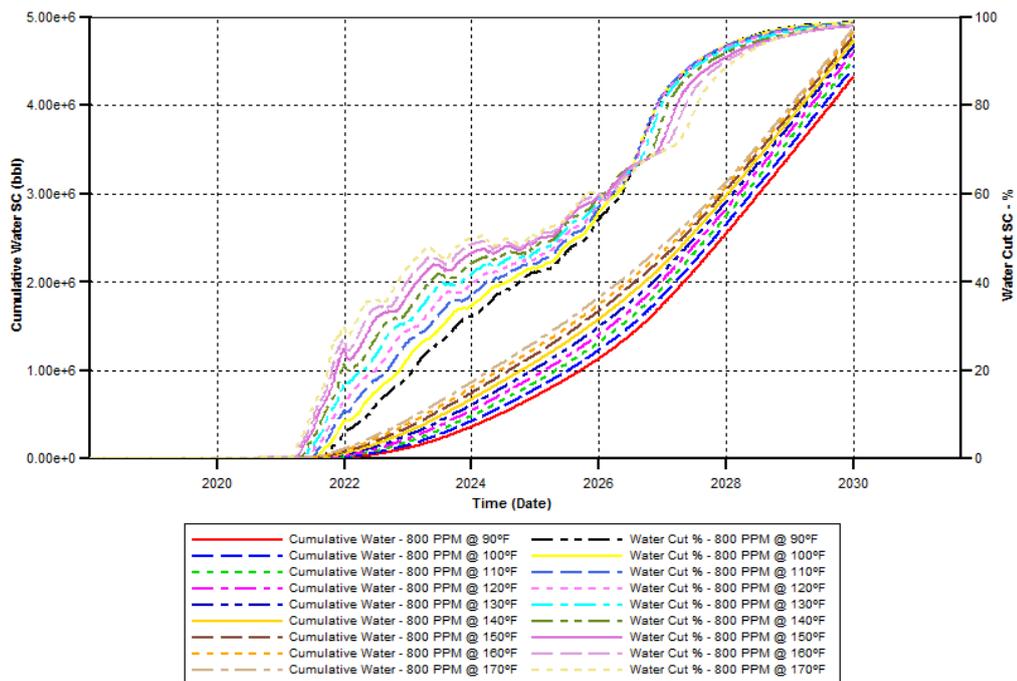


ANEXO V: CONCENTRACIÓN 800 PPM A DIFERENTE TEMPERATURA DEL POLÍMERO HPAM

- FACTOR DE RECOBRO Y TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

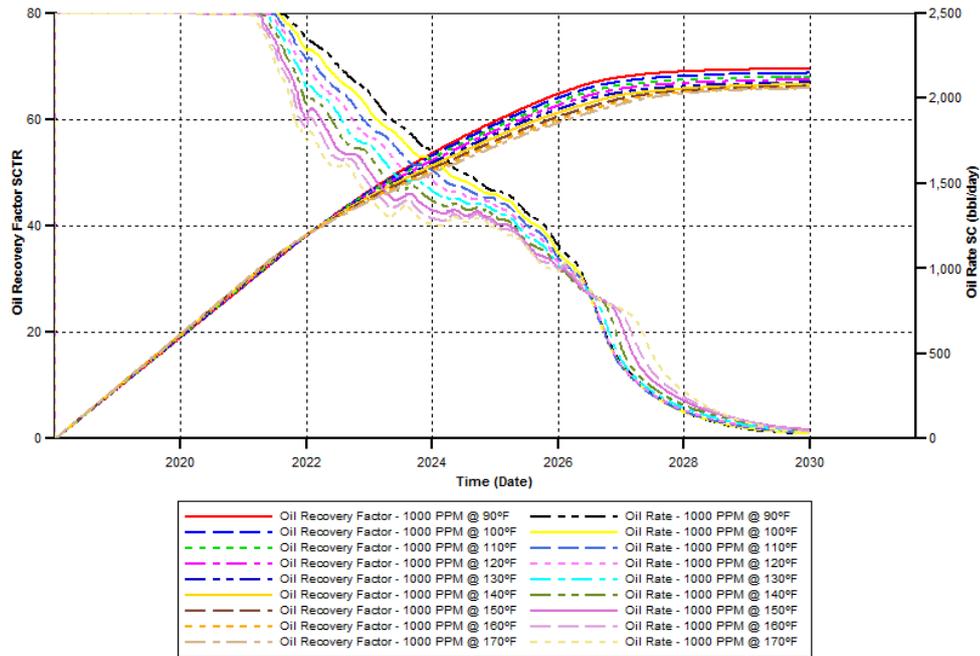


- ACUMULADA DE AGUA Y CORTE DE AGUA

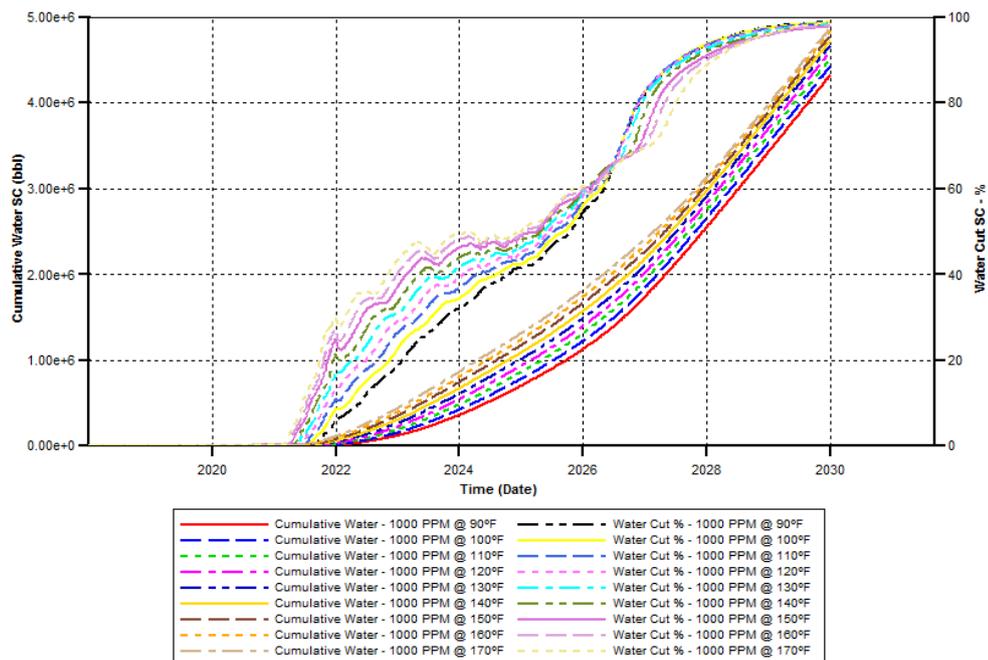


ANEXO V: CONCENTRACIÓN 1000 PPM A DIFERENTE TEMPERATURA DEL POLÍMERO HPAM

- FACTOR DE RECOBRO Y TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

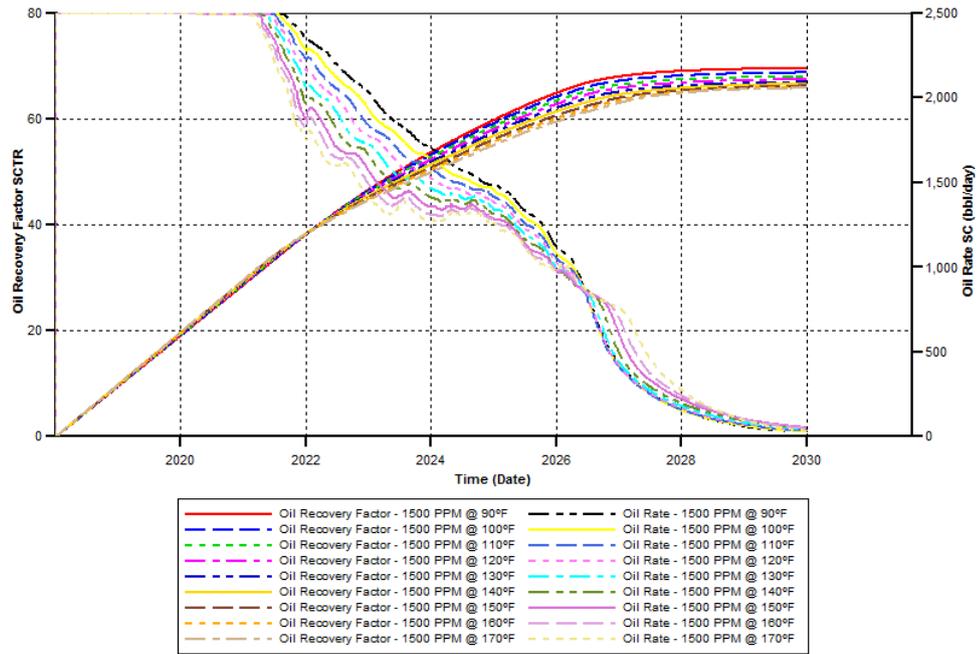


- ACUMULADA DE AGUA Y CORTE DE AGUA

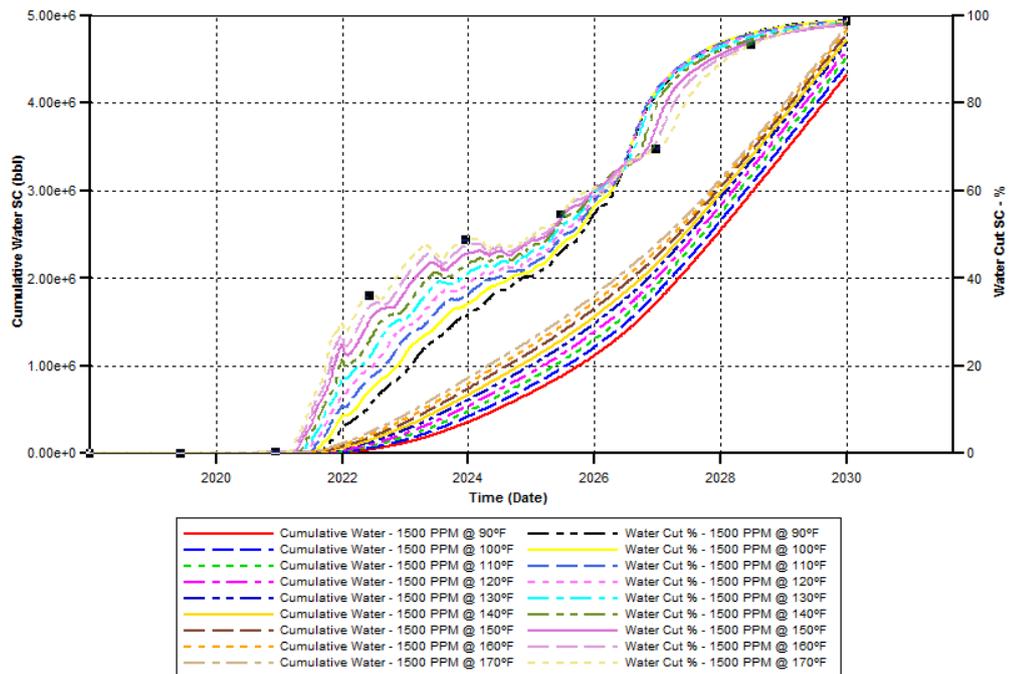


ANEXO V: CONCENTRACIÓN 1500 PPM A DIFERENTE TEMPERATURA DEL POLÍMERO HPAM

- FACTOR DE RECOBRO Y TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

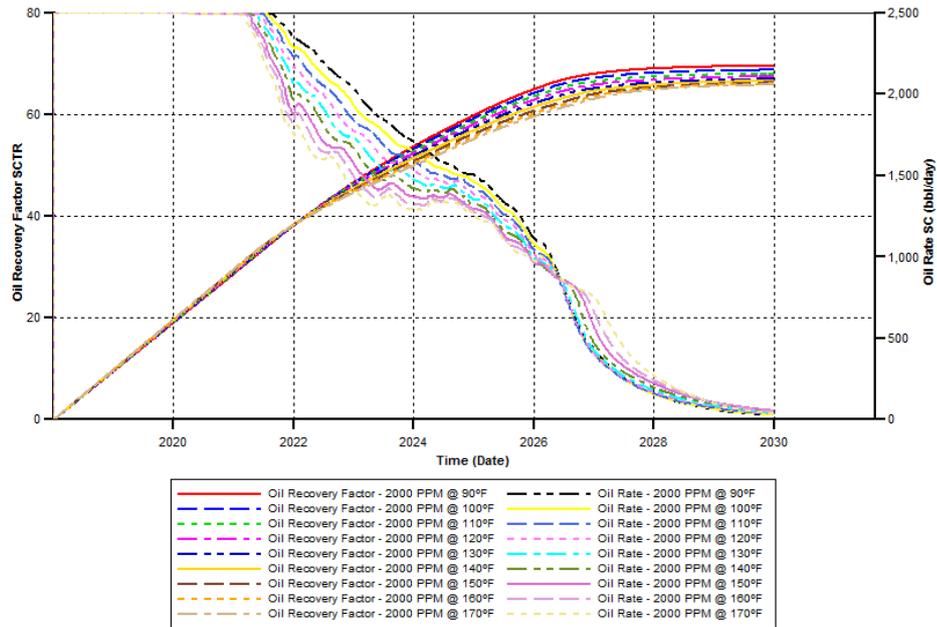


- ACUMULADA DE AGUA Y CORTE DE AGUA



ANEXO V: CONCENTRACIÓN 2000 PPM A DIFERENTE TEMPERATURA DEL POLÍMERO HPAM

- FACTOR DE RECOBRO Y TASA DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO



- ACUMULADA DE AGUA Y CORTE DE AGUA

