

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA



**Aspectos técnico-económicos para la
selección de un proceso de recuperación
secundaria y/o mejorada para un
yacimiento carbonatado de alta
temperatura y alta salinidad**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Carlos Manuel Serrano Campos

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Simón López Ramírez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Asesor técnico:

Ing. Luis Alberto Ángulo Pérez

Agradecimientos especiales:

A ExxonMobil y al Institute of International Education por permitirme ser parte del programa “Becas ExxonMobil para la Investigación (BEI) 2019” con la participación del presente trabajo, por enseñarme tanto, ayudarme a crecer tanto, por brindarme tantas experiencias, alegrías, aventuras y amistades, por enseñarme el valor de ser siempre una mejor persona.

The ExxonMobil logo, featuring the word "ExxonMobil" in a bold, red, sans-serif font. The "X" is stylized with a diagonal slash.The logo for the Institute of International Education (iie). It features the lowercase letters "iie" in a bold, red, sans-serif font. To the right of the letters, the text "The Power of International Education" is written in a smaller, black, sans-serif font.

Al proyecto SENER-CONACYT No. 185183 y a la Unidad de Servicios a la Industria Petrolera (USIP), por brindarme las herramientas necesarias para el desarrollo de este trabajo. Al Dr. Simón López Ramírez, por brindarme su ayuda siempre, confiar en mí idea desde un principio y abrirme las puertas. Al Ing. Luis Alberto Ángulo Pérez, por compartirme su invaluable conocimiento, por estar en todos los momentos de la realización de este trabajo, por motivarme a hacer mejor las cosas, siempre estaré en deuda contigo Luis, muchas gracias por todo.



A la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) y a la Facultad de Ingeniería, por ser mi casa por cinco años, por brindarme la oportunidad de crecer en todos los aspectos de mi vida, por forjarme y convertirme en lo que soy ahora, por traer a mi vida grandes experiencias, personas, momentos, amistades, cosas que nunca olvidaré.

Agradecimientos:

A mis padres Lorenzo Serrano e Isabel Campos, por siempre brindarme todo su amor incondicional, por darme las bases para ser quién soy hoy en día, por motivarme a cada día ser mejor, por impregnarme el significado de la humildad, por enseñarme el valor de la perseverancia, no hay mejor ejemplo que el de ustedes para nunca pensar en rendirme. Porque este sueño inicio con ustedes y seguirá con nosotros, no saben lo agradecido que estaré toda mi vida por lo que han hecho por mí, siempre estaré en deuda con ustedes. Todo lo que llegue a lograr será debido a su esfuerzo, ejemplo y amor. Los amo con todo mi ser.

A mi hermano Néstor Serrano, por ser mi mayor ejemplo a seguir, por motivarte a siempre seguir adelante, por saber que cuento contigo en todo momento, porque tú siempre me has marcado el sendero a seguir para poder cumplir mis metas. A mí hermanita Camila Serrano, por ser la llave que siempre abre mi corazón, por siempre recordarme quien soy y debo ser, por acompañarme en todas mis aventuras, por ser mi motor principal para continuar y así ser un ejemplo a seguir para ti. Sé que lograrán todo lo que se propongan, los quiero mucho hermanos.

A mí abuelo Ignacio Campos, por apoyar tanto a mí familia, por enseñarme el significado de siempre ayudar a la gente y porque de usted nació la semilla para obtener estos frutos, lo quiero mucho abuelo y gracias por tanto.

A Berenice Peralta, por ser mi mejor amiga y mi mayor acompañante en esta gran etapa de mi vida, por estar en mis mejores y peores momentos, por soportarme tanto y soportar tanto por mí, por compartir conmigo tantas odiseas, conciertos, viajes, fiestas, risas, lágrimas, enseñanzas, caídas, logros, simplemente vida. No sé qué hubiera hecho sin ti. Te quiero mucho mucho Bere.

A la Ing. Eskarlet Gutierrez, por lo mucho que hemos compartido, por enseñarme a detenerme, sentir y disfrutar de la vida, por ser mi equipo en esta última etapa de la universidad, por encontrarte en este camino.

Al Ing. Fortino Bautista, por enseñarme tantas lecciones de vida, por siempre creer en mí y por ser uno de mis mayores ejemplos. Siempre estaré agradecido contigo.

A César Licona y Alpha Espinosa, por compartirme su invaluable amistad, por esas noches de estudio, por todo lo que vivimos, tantos momentos, risas, comidas, aventuras.

A Isaías Meléndez, por acompañarme desde cerca 8 años en esta aventura llamada vida, por tu enorme amistad y corazón, por todo lo que hemos compartido.

A Julieta Salinas, por tu cariño, compañía, motivación y todo lo bueno que has traído contigo.

Al Ing. Andrés Barranco y la Ing. Leydi Martínez, por acompañarme durante toda la carrera, por ser mis cómplices en cada una de las etapas que atravesamos juntos.

A todas las personas que conocí durante la realización de este trabajo; Manuel Priego, Jacquelin Gallardo, Glory, Katya Barrera, Rubén Figueroa, Luis Cervantes, Raúl García, Chucho y Charly, por ser mi familia durante estos 9 meses, por permitirme formar parte de sus días, por compartir conmigo experiencias, consejos, música, festejos, risas, estrés.

A mis sinodales; el Ing. Martín Carlos Velázquez, la Dra. Paulina Gómora, el M. C. Ulises Neri y la Dra. Iza Canales; por el tiempo que compartieron conmigo para realizar las correcciones pertinentes a este trabajo, por su dedicación y profesionalismo.

A todos mis profesores de la carrera, en especial al Dr. Fernando Samaniego, por compartirme su conocimiento, por ser tan exigentes y ayudar en mi formación como ingeniero.

Al capítulo UNAM SPE y todas las personas involucradas en éste, por todos los momentos que me sirvieron como experiencia para crecer y así desarrollarme profesionalmente.

Contenido

RESUMEN	I
INTRODUCCIÓN	II
OBJETIVO	III
OBJETIVOS PARTICULARES.....	III
I. ANTECEDENTES DEL USO DE MÉTODOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA EN MÉXICO.....	1
I.1 GRANDES BENEFICIOS EN LA PRODUCCIÓN DE ACEITE, ACOMPAÑADO DE MAYORES GANANCIAS.	1
I.2 HISTORIA DE LOS PROCESOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA EN MÉXICO.	3
<i>I.2.1 Potencial de implementación de métodos de EOR en México.....</i>	<i>5</i>
I.3 CAMBIOS EN EL MODELO DE EXPLOTACIÓN DE UN CAMPO PETROLERO.	7
II. ANTECEDENTES PARA LA EVALUACIÓN TÉCNICA.	8
II.1 PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA-FLUIDO.	8
<i>II.1.1 Porosidad.....</i>	<i>8</i>
<i>II.1.2 Saturación.....</i>	<i>10</i>
<i>II.1.3 Saturación de agua connata</i>	<i>12</i>
<i>II.1.4 Mojabilidad.....</i>	<i>12</i>
<i>II.1.5 Tensión interfacial y superficial.....</i>	<i>14</i>
<i>II.1.6 Presión capilar</i>	<i>15</i>
<i>II.1.7 Histéresis capilar.....</i>	<i>17</i>
<i>II.1.8 Permeabilidad.....</i>	<i>18</i>
II.2 FUNDAMENTOS DE LOS MÉTODOS DE RECUPERACIÓN MEJORADA.....	20
<i>II.2.1 Adsorción.....</i>	<i>20</i>
<i>II.2.2 Número capilar.....</i>	<i>21</i>
<i>II.2.3 Número Ácido.</i>	<i>21</i>
III. RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA	22
III.1 RECUPERACIÓN SECUNDARIA	22
III.2 INYECCIÓN DE AGUA.....	25
<i>III.2.1 Tipos de inyección.....</i>	<i>25</i>
<i>III.2.2 Factores que intervienen en la inyección de agua.....</i>	<i>27</i>
<i>III.2.3 Desplazamiento de fluidos inmiscibles</i>	<i>27</i>
<i>III.2.4 Mecanismos de desplazamiento.....</i>	<i>28</i>
III.3 RECUPERACIÓN MEJORADA (EOR).....	30

III.3.1	<i>Clasificación de los métodos de recuperación mejorada</i>	30
III.3.2	<i>Métodos químicos</i>	30
III.3.3	<i>Polímeros</i>	31
III.3.4	<i>Álcali</i>	35
III.3.5	<i>Tensoactivos</i>	40
III.3.6	<i>Inyección de ASP</i>	48
IV.	PRINCIPIOS DE LA EVALUACIÓN ECONÓMICA	52
IV.1	METODOLOGÍA FEL	52
IV.1.1	<i>Visualización (FEL I)</i>	52
IV.1.2	<i>Conceptualización (FEL II)</i>	53
IV.1.3	<i>Definición (FEL III)</i>	53
IV.2	EVALUACIÓN DETERMINÍSTICA.....	54
IV.2.1	<i>Variables económicas</i>	55
IV.2.2	<i>Indicadores económicos</i>	56
IV.3	EVALUACIÓN PROBABILISTA Y ANÁLISIS DE RIESGO	59
IV.3.1	<i>Conceptos de probabilidad</i>	59
IV.3.2	<i>Distribuciones de probabilidad</i>	60
IV.3.3	<i>Teorema del límite central</i>	61
IV.3.4	<i>Valor esperado</i>	61
IV.3.5	<i>Análisis de sensibilidad</i>	61
IV.3.6	<i>Árboles de decisión</i>	62
V.	EVALUACIÓN TÉCNICA DE LOS PROYECTOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA EN EL CAMPO “PUMA”	63
V.1	RESUMEN DEL CAMPO “PUMA”	63
V.1.1	<i>Ubicación e historia del campo</i>	63
V.1.2	<i>Características generales del campo</i>	64
V.1.3	<i>Sistema petrolero</i>	64
V.2	MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS.....	65
V.2.1	<i>Malla de simulación</i>	65
V.2.2	<i>Propiedades de los fluidos</i>	66
	68
V.2.3	<i>Sistema roca-fluidos</i>	69
V.2.4	<i>Datos de los procesos EOR</i>	71
V.2.5	<i>Fechas de simulación</i>	73
V.3	CONSTRUCCIÓN DE LA MATRIZ DE CASOS	73
V.4	VARIABLES DE OPTIMIZACIÓN	74
V.4.1	<i>Arreglo de pozos</i>	74
V.4.2	<i>Geometría de pozos</i>	77
V.4.3	<i>Reparación mayor - Disparos</i>	77

V.4.4	Condiciones de explotación	78
V.4.5	Proceso-EOR.....	79
V.5	EVALUACIÓN TÉCNICA CON EL USO DE LA SIMULACIÓN EN STARS™.....	81
V.5.1	Etapa 1: Selección de los parámetros de las variables presentadas. ...	81
V.5.2	Etapa 2: Selección del mejor método de Recuperación Secundaria y/o Mejorada.....	84
V.5.3	Etapa 3: Optimización técnica del método de recuperación secundaria y/o mejorada seleccionado.	100
VI.	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS PROYECTOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA Y MEJORADA EN EL CAMPO “PUMA”	110
VI.1	EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROCESO SELECCIONADO.....	110
VI.1.1	Etapa 4: Optimización económica del método de recuperación secundaria y/o mejorada seleccionado.....	111
VI.1.2	Etapa 5: Análisis económico y toma de decisiones.....	115
VII.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	118
VIII.	BIBLIOGRAFÍA.....	121

Lista de figuras.

Capítulo I. Antecedentes del uso de métodos de recuperación secundaria y mejorada en México.

Figura I. 1 Contribución de la producción de aceite proveniente de métodos de EOR a la producción mundial (Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), 2012).	1
Figura I. 2 Contribución del EOR al factor de recuperación total de cuatro campos emblemáticos. Modificado: (Rangel, 2015).	2
Figura I. 3 Historia de la producción del año 2008 a principios del 2019 de México (CNH, Tableros de producción, 2006-2019).....	3
Figura I. 4 Evolución histórica de la aplicación de la Recuperación Secundaria por parte de PEMEX (Rodríguez, 2013).	4
Figura I. 5 Distribución del volumen de aceite tanto producido como remanente (Rangel, 2015).	5
Figura I. 6 Recuperación de aceite vs costos operativos. (CMG, 2016).....	6
Figura I. 7 Paradigma de explotación histórico (Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), 2012).	7

Capítulo II. Antecedentes para la evaluación técnica.

Figura II. 1 Ángulo de contacto de acuerdo a la mojabilidad presente (Clark, 1969).	13
Figura II. 2 Atracción de los componentes ácidos hacia la roca carbonatada (Dake, 1978).	13
Figura II. 3 Fuerzas que actúan en la tensión superficial (Clark, 1969).	14
Figura II. 4 Relaciones de presión en un tubo capilar (Ahmed, 2006).....	16
Figura II. 5 Histéresis de la presión capilar (Ahmed, 2006).	17
Figura II. 6 Comportamiento típico para el flujo de dos fases (Ahmed, 2006).	20

Capítulo III. Recuperación Secundaria y Mejorada.

Figura III. 1 Clasificación de los métodos de EOR. Modificado (Thomas, 2008)...	30
Figura III. 2 Representación desarrollada de la poliacrilamida.	32
Figura III. 3 Comportamiento reológico de los fluidos.	34
Figura III. 4 Moléculas de polímero adsorbidas reduciendo el diámetro de poros en areniscas (Littmann, 1988).	34
Figura III. 5 Procedimiento de inyección de polímeros (Medina, 2010).	35
Figura III. 6 Distribución de aceite en un poro mojado por aceite (Cooke Jr., 1974).	38

Figura III. 7 Procedimiento de inyección de álcali (Medina, 2010).	39
Figura III. 9 Molécula de tensoactivo (Lake L. W., 1989).	40
Figura III. 8 Ejemplos de tensoactivos aniónicos (Lake L. W., 1979).	40
Figura III. 10 Clasificación de tensoactivos (Lake L. W., 1979).	42
Figura III. 11 Definición esquemática de la CMC (Lake L. W., 1989).	43
Figura III. 12 Representación gráfica del comportamiento de fase tipo II(-) (Lake L. W., 1989).	44
Figura III. 13 Representación del comportamiento de fase tipo II(+) (Lake L. W., 1989).	44
Figura III. 14 Representación del comportamiento de fase tipo III (Lake L. W., 1989).	45
Figura III. 15 Procedimiento de inyección de surfactante (Medina, 2010).	47
Figura III. 16 Evolución de la inyección de ASP (Baviere M. , 1991).	49
Figura III. 17 Procedimiento para disminuir TIF (Medina, 2010).	50
Figura III. 18 Procedimiento para disminuir la adsorción de químicos (Medina, 2010).	51

Capítulo IV. Principios de la evaluación económica.

Figura IV. 1 Conceptos fundamentales de la metodología FEL. Adaptada: (Cuevas, 2011).	53
Figura IV. 2 Metodología VCD (PEMEX).	54
Figura IV. 3 Representación gráfica de límite económico (Pappas, 1980).	59

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo "PUMA".

Figura V. 1 Localización del campo "PUMA" (Google Earth, 2019).	63
Figura V. 2 Modelo 3D de simulación del campo "PUMA"	65
Figura V. 3 Relación gas-aceite.	67
Figura V. 4 Factor volumétrico del aceite.	67
Figura V. 5 Constantes de equilibrio del pseudo-componente representando al gas en solución.	68
Figura V. 6 Densidad del aceite muerto.	68
Figura V. 7 Esquema de interpolación de curvas de K_r .	69
Figura V. 8 Comportamiento del número capilar y tensión interfacial.	70
Figura V. 9 Tensión interfacial en función de la concentración del álcali y tensoactivo.	72
Figura V. 10 Arreglo de nueve pozos normal (NPN). Pozos productores e inyectores.	75

Figura V. 11 Arreglo de nueve pozos inverso (NPI). Pozos productores e inyectores.	76
Figura V. 12 Arreglo de cuatro pozos en líneas oblicuas normal (CPO). Pozos productores e inyectores.	76
Figura V. 13 Arreglo de cuatro pozos en líneas oblicuas invertido (CPI). Pozos productores e inyectores.	76
Figura V. 14 Geometría de los pozos perforados verticalmente en el modelo.	77
Figura V. 15 Intervalo de mayor saturación de aceite disparado.....	78
Figura V. 16 Todo el intervalo disparado.....	78
Figura V. 17 Primera parte del análisis realizado (Evaluación técnica).....	81
Figura V. 18 Comparación de la caída de presión buscando un mantenimiento de presión vs mantenimiento de producción.	82
Figura V. 19 Comparación de la producción disparando en el intervalo de mayor saturación de aceite vs disparando en todo el intervalo productor.....	83
Figura V. 20 Producción acumulada de aceite (Np) obtenida de la perforación infill.	85
Figura V. 21 Corte de agua obtenido de la perforación infill.....	86
Figura V. 22 Producción acumulada de aceite (Np) obtenida de la inyección de agua.	87
Figura V. 23 Corte de agua obtenido de la inyección de agua.	88
Figura V. 24 Producción acumulada de aceite (Np) obtenida de la inyección de ASP.	89
Figura V. 25 Corte de agua obtenido de la inyección de ASP.....	90
Figura V. 26 Proceso de inyección de agua y ASP.	91
Figura V. 27 Producción acumulada de aceite (Np) obtenida de la inyección de Agua y una posterior inyección de ASP.....	91
Figura V. 28 Corte de agua obtenido de la inyección de agua y una posterior inyección de ASP.	92
Figura V. 29 Corte de agua obtenido tras la inyección de álcali y surfactante.	93
Figura V. 30 Producción acumulada de aceite (Np) obtenida de la inyección de álcali y surfactante.....	93
Figura V. 31 Corte de agua obtenido de la inyección de polímero.	95
Figura V. 32 Producción acumulada de aceite (Np) obtenida de la inyección de polímero.	95
Figura V. 33 Producción acumulada de aceite (Np) obtenida de la inyección de surfactante y polímero.....	96
Figura V. 34 Corte de agua obtenido de la inyección de surfactante y polímero...	97
Figura V. 35 Producción acumulada de aceite (Np) obtenida de la inyección de surfactante.....	98
Figura V. 36 Corte de agua obtenido de la inyección de surfactante.	99

Figura V. 37 Selección de la mejor alternativa de acuerdo al factor de recuperación final y al corte de agua.	100
Figura V. 38 Periodos de inyección del caso 6.....	102
Figura V. 39 Periodos de inyección del caso 7.....	102
Figura V. 40 Disminución en el corte de agua con el uso de los casos 6 y 7.	103
Figura V. 41 Comparación del factor de recuperación de cada uno de los casos propuestos, el caso base y la inyección de agua.	103
Figura V. 42 Casos seleccionados de las 200 corridas realizadas con redes neuronales.....	104
Figura V. 43 Corte de agua obtenido de la inyección de las alternativas A, B, C y D.	106
Figura V. 44 Procedimiento de la primera etapa de optimización de la concentración de químicos (ASP) de inyección.....	107
Figura V. 45 Procedimiento de la primera etapa de optimización de la concentración de químicos (ASP) de inyección.....	108
Figura V. 46 Cortes de agua finales de caso A.	108

Capítulo VI. Evaluación económica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

Figura VI. 1 Primera parte análisis realizado (Evaluación económica).....	110
Figura VI. 2 Análisis de sensibilidad de precio de químicos: Caso A.	111
Figura VI. 3 Análisis de sensibilidad de precio de químicos: Caso C.	112
Figura VI. 4 Resultados obtenidos de la variación de concentraciones: Caso C.	113
Figura VI. 5 Resultados obtenidos de la variación de concentraciones: Caso A.	113
Figura VI. 6 Comparación de los casos A y C una vez realizada la optimización económica.....	114

Lista de tablas.

Capítulo III. Recuperación Secundaria y Mejorada.

Tabla III. 1 Ventajas y desventajas de la inyección de agua (CNH, Características, ventajas y desventajas de la inyección de gas, 2014).....	23
Tabla III. 2 Ventajas y desventajas de la inyección de gas (CNH, Características, ventajas y desventajas de la inyección de gas, 2014).....	24
Tabla III. 3 Mecanismos de inyección de ASP (Wyatt, 2002).....	49

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo "PUMA".

Tabla V. 1 Volúmenes característicos presentes en el modelo del campo "PUMA" a condiciones de yacimiento.	66
Tabla V. 2 Valores de tensión interfacial dadas unas concentraciones de surfactante y polímero.....	71
Tabla V. 3 Adsorción del surfactante.....	71
Tabla V. 4 Propiedades reológicas del polímero.	73
Tabla V. 5 Variables que conforman la matriz de casos a simular.	73
Tabla V. 6 Relación de arreglos de pozos inyector/productor (por arreglo y región) con su nomenclatura.	74
Tabla V. 7 Composición inyectada de ASP en %w.	79
Tabla V. 8 Composición inyectada de AS en %w.....	80
Tabla V. 9 Composición inyectada de polímero en %w.	80
Tabla V. 10 Composición inyectada de surfactante y polímero en %w.	80
Tabla V. 11 Composición inyectada de surfactante en %w.....	80
Tabla V. 12 Número de pozos productores según el arreglo de pozos para perforación <i>infill</i>	85
Tabla V. 13 Datos de la recuperación obtenida de la perforación <i>infill</i>	86
Tabla V. 14 Datos de la recuperación incremental obtenida de la inyección de agua.	88
Tabla V. 15 Datos de la recuperación obtenida de la inyección de ASP.....	90
Tabla V. 16 Datos de la recuperación obtenida a partir de la inyección de agua con posterior inyección de ASP.	92
Tabla V. 17 Datos de la recuperación obtenida a partir de la inyección de álcali y surfactante.....	94
Tabla V. 18 Datos de la recuperación obtenida a partir de la inyección de polímero.	96

Tabla V. 19 Datos de la recuperación obtenida a partir de la inyección de surfactante y polímero.....	97
Tabla V. 20 Datos de la recuperación obtenida a partir de la inyección de surfactante.....	99
Tabla V. 21 Volumen poroso inyectado con la alternativa seleccionada.....	101
Tabla V. 22 Volúmenes porosos inyectados en los 5 casos propuestos.....	101
Tabla V. 23 Factor de recuperación obtenido con la inyección de los 5 casos propuestos.....	101
Tabla V. 24 Límites utilizados para la simulación de redes neuronales.	104
Tabla V. 25 Mejores casos obtenidos en gastos.....	105
Tabla V. 26 Factor de recuperación de las alternativas A, B, C y D.....	106
Tabla V. 27 Factor de recuperación final debido a la inyección de concentración calculada de ASP (Caso A).....	109
Tabla V. 28 Factor de recuperación final debido a la inyección de concentración calculada de ASP (Caso C).....	109

Capítulo VI. Evaluación económica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

Tabla VI. 1 Precios de químicos utilizados para realizar el análisis de sensibilidad.	111
Tabla VI. 2 Análisis de la ganancia: Caso A.....	115
Tabla VI. 3 Análisis de la ganancia: Caso C.....	115
Tabla VI. 4 Análisis de la inversión: Caso A.....	116
Tabla VI. 5 Análisis de la inversión: Caso C.....	116
Tabla VI. 6 Relación beneficio/costo para realizar la toma de decisiones final. ..	117

Resumen

Debido a la declinación de la producción de hidrocarburos y a una pobre restitución de reservas a nivel mundial surgieron nuevas tecnologías; donde se incluyen los métodos de Recuperación Secundaria y Mejorada, como posible solución a la problemática planteada, ya que además de incrementar el factor de recuperación de los campos, permite utilizar gran parte de la infraestructura existente. Estudios de la International Energy Agency (IEA) demuestran que el uso de los métodos de EOR (*Enhanced Oil Recovery, por sus siglas en inglés*) contribuirán en el incremento de la producción a nivel mundial en un 20% para el año 2030.

En el presente trabajo se analiza y propone una estrategia de explotación para un campo petrolero en etapa madura de producción, mediante el planteamiento de diferentes escenarios con el objetivo de obtener la alternativa que maximice la recuperación de hidrocarburos al menor costo de inversión y garantizando así la mayor ganancia al explotar un yacimiento carbonatado de alta temperatura y alta salinidad.

Para los propósitos de este trabajo, se implementó una metodología basada en aspectos técnico-económicos, en la cual se evaluaron los diferentes escenarios de explotación haciendo uso de la simulación numérica de yacimientos mediante un modelo sectorial representando al campo "PUMA". Una vez obtenido un modelo estandarizado se evaluaron diferentes escenarios de explotación, en los cuales se incluyeron: perforación *infill*, inyección de agua y la inyección de agentes químicos; álcali, surfactante y polímeros, en diferentes escenarios.

De dichos escenarios se seleccionó como mejor alternativa la inyección de agua con una posterior inyección de ASP al obtener un factor de recuperación de 52% y un corte de agua de 85%. Posteriormente, al optimizar los gastos, periodos y tiempos de inyección se obtuvieron dos casos; reduciendo en ellos, periodos de inyección de ASP de 11 a 4 y 2 años (según el caso) y obteniendo factores de recuperación de hasta 59 % con una disminución en el corte de agua del 12%. Una vez realizada la optimización técnica, se llevó a cabo la selección del mejor caso efectuando análisis de ganancias, inversión y con ello se tomó la decisión final basada en indicadores económicos, consiguiendo en el mejor de los casos, una relación beneficio/ costo mayor a los 10 dólares, demostrando ser un proyecto rentable.

Con la metodología planteada se maximiza la producción de hidrocarburos, se extendió la vida productiva del campo, se redujeron inversiones al inyectar menores concentraciones de químicos y, de esta manera, se hizo más rentable el proceso seleccionado generando mayor valor económico.

Introducción

Durante la vida productiva de un yacimiento petrolero existen diferentes comportamientos en la curva de producción que indica las condiciones en las que éste se administra. El primero de estos comportamientos es cuando el yacimiento es explotado por un proceso de recuperación primaria donde la producción de aceite es resultado de un mecanismo que utiliza la energía propia del yacimiento (drene gravitacional, casquete de gas, gas en solución, empuje de agua) para poder transportar el aceite a superficie. El segundo de estos comportamientos observados es cuando se produce más aceite con la implementación de un proceso de recuperación secundaria, donde un fluido (gas o agua) se inyecta bajo condiciones inmiscibles al yacimiento, con el fin de obtener un mantenimiento de presión y desplazar el petróleo hacia los pozos productores. Se ha demostrado que al término de estos procesos se tendrá una recuperación de aceite in-situ, OOIP (*Original Oil In Place, por sus siglas en inglés*) que varía en un rango de 5 % a 55 % (Adelman, 1989), lo cual indica que aún existen bancos de aceite que se encuentran atrapados dentro de los poros de la roca y no se pueden obtener por medio de los procesos convencionales, debido a que no se cuenta con la presión necesaria en el yacimiento, existe una mojabilidad poco favorable, o bien, se tiene una eficiencia de barrido pobre.

Lo anterior, lleva al último comportamiento observado dentro de una curva de producción, el cual ha tomado mayor fuerza desde los años 1970's debido a la caída del precio del crudo, a los pronósticos poco favorables, así como a la demanda de hidrocarburos generada a nivel mundial; los procesos de recuperación mejorada surgen con el fin de recuperar el aceite aún atrapado en el yacimiento. La aplicación de estos procesos conlleva un gran riesgo debido a los altos costos que generan, así como a la incertidumbre generada alrededor de ellos, es por ello que se debe de llevar a cabo una buena planeación y evaluación tomando en cuenta aspectos técnico-económicos con el fin de determinar el proceso óptimo y que asegure mayor rentabilidad.

Otro aspecto crucial y que es fundamental al momento de llevar a cabo la evaluación económica de los métodos, es el punto en que estos son ejecutados. El tiempo de implementación será fundamental para decidir cuál será el más rentable, es por ello que en este trabajo se desarrolla una metodología diferente de aplicación, dado que se tiene un paradigma de explotación cronológico y además de que los métodos de recuperación mejorada se comienzan a implementar al momento de observar una declinación en la producción, lo que se obtendrá será un tiempo de ejecución, el cual será óptimo al momento de buscar la mayor recuperación de aceite y por lo tanto el proyecto más rentable a la hora de llevar a cabo su evaluación económica.

Lo anterior se realizará siguiendo la premisa del Dr. Edgar Rangel Germán *“abandonar el pensamiento tradicional sobre la aplicación de estas técnicas cronológicamente (recuperación primaria, recuperación secundaria, recuperación terciaria y recuperación cuaternaria), y proponer la inclusión del EOR desde el inicio del desarrollo de los campos petroleros, cuando sus sistemas roca-fluido así lo sugieran”* (Rangel, 2015).

Con ello, se buscó maximizar el valor económico, alargar la vida productiva del yacimiento en estudio, eligiendo el método de recuperación secundario y/o mejorada y el tiempo óptimo sin la necesidad de esperar a que se observe una declinación en la producción, de esta manera se logrará llevar a cabo una planeación de selección del proceso desde que se esté implementando la recuperación primaria, aprovechando al máximo las instalaciones existentes para la explotación del campo.

Es necesario comprender el gran potencial que representan los métodos de Recuperación Mejorada, no sólo para el país sino también para el mundo; con el fin de incrementar la producción y las reservas de hidrocarburos dedicando recursos financieros, tecnológicos y humanos. Lo cual se pone como estandarte de este trabajo ya que se busca seleccionar el mejor método de Recuperación Secundaria y/o Mejorada basados en aspectos técnicos (propiedades del sistema roca-fluidos, factor de recuperación, corte de agua, etc.), económicos (costos, precios del hidrocarburo, etc.) y el momento oportuno de aplicación con el fin de obtener el mejor beneficio técnico-económico al término del proyecto de recuperación.

Objetivo

Determinar la alternativa y secuencia de aplicación óptima; entre la recuperación secundaria, mejorada y/o avanzada, para la explotación de hidrocarburos en yacimientos carbonatados de alta salinidad y alta temperatura a través de una evaluación técnico-económica.

Objetivos particulares

- Realizar la selección del método de recuperación secundaria, mejorada y/o avanzada, así como su secuencia de aplicación, optimizando el valor económico.

- Incorporar la Simulación Numérica de Yacimientos en cada una de las etapas del análisis desarrollado para la toma de decisiones al llevar a cabo la evaluación técnico-económica.

I. Antecedentes del uso de métodos de recuperación secundaria y mejorada en México.

I.1 Grandes beneficios en la producción de aceite, acompañado de mayores ganancias.

La aplicación de la Recuperación Secundaria y Mejorada (EOR), se ha realizado desde hace varias décadas, principalmente en Norteamérica, como consecuencia de que las reservas de los campos en Estados Unidos de América (EUA) y Canadá declinaban con más velocidad que con la que se incorporaban volúmenes debido a nuevos descubrimientos. Es por ello que, las empresas productoras buscaron incorporar nuevas reservas en yacimientos ya conocidos, iniciando así la implementación de este tipo de tecnologías.

De acuerdo con Carcoana, 2005, para dimensionar la contribución de la recuperación mejorada, tanto en épocas recientes como en las proyecciones se tendría un incremento de la producción mundial durante el año 2010 de aproximadamente 3.5 % a un aumento de cerca del 20 % para el año 2030. (Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), 2012)

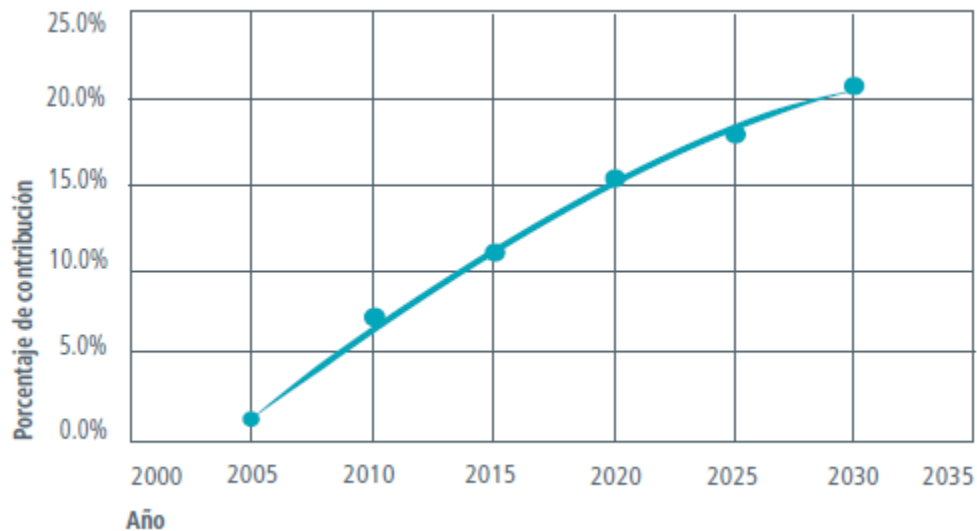


Figura I. 1 Contribución de la producción de aceite proveniente de métodos de EOR a la producción mundial (Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), 2012).

Capítulo I. Antecedentes del uso de métodos de recuperación secundaria y mejorada en México.

En 2012 los métodos de EOR que tuvieron mayor contribución en la restitución de reservas a nivel mundial fueron los térmicos con un 67%, seguidos de la inyección de gases con un 22%; en la cual la inyección de CO₂ aportó el 11 %, y la inyección de químicos que aportó el 11% (Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), 2012).

Existen cuatro casos de ejemplos de campos emblemáticos en los cuales se ha tenido una aplicación exitosa de EOR, y se han incorporado reservas (materializadas en producción), alcanzando de esta forma volúmenes que no se hubieran podido obtener a través de formas de explotación tradicionales (Rangel, 2015).

- Duri – Indonesia: Inyección de vapor.
- Ekofisk – Noruega: Inyección de gas con una posterior inyección de agua.
- Prudhoe Bay – Alaska: Inyección de gas de forma miscible desde un inicio y una posterior inyección de agua.
- Yates – EUA: Perforación infill, inyección de vapor e inyección de polímeros y surfactantes.

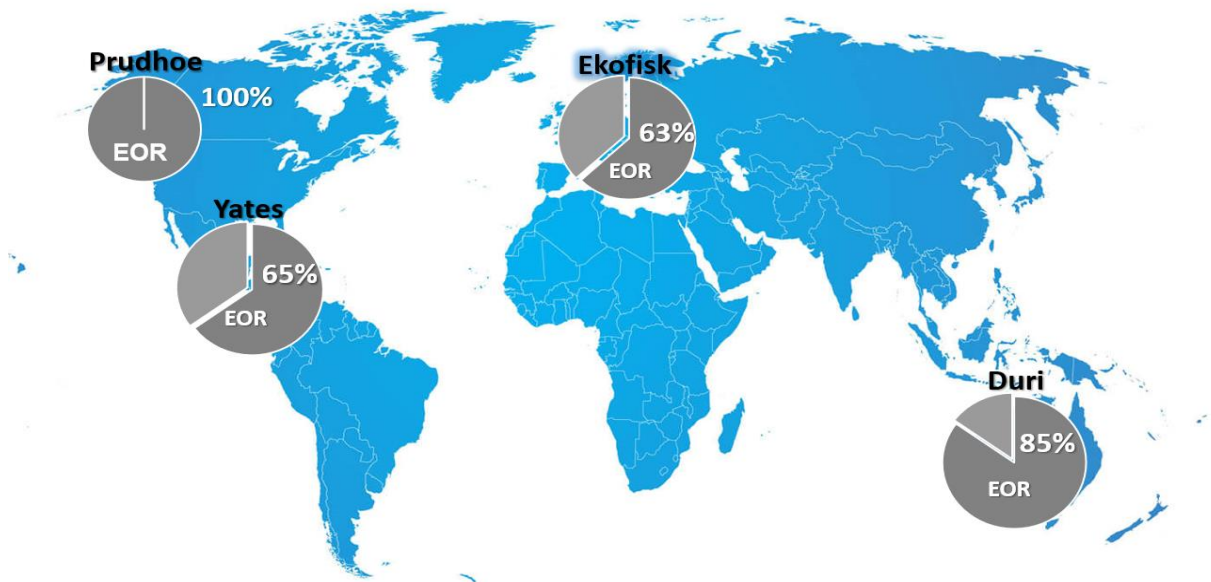


Figura I. 2 Contribución del EOR al factor de recuperación total de cuatro campos emblemáticos. Modificado: (Rangel, 2015).

Como se observa en la Figura I. 2 la incorporación de producción por técnicas de EOR de los yacimientos fue mayor al 50% del factor de recuperación total. Esta figura tiene tres objetivos principales: demostrar que los métodos de EOR son una realidad probada y que los volúmenes recuperables son de magnitudes mundiales, y que los métodos de EOR tienen gran versatilidad de uso ante las diversas características que presentan los diferentes aceites existentes alrededor del mundo (Rangel, 2015).

Capítulo I. Antecedentes del uso de métodos de recuperación secundaria y mejorada en México.

Destaca el caso de Prudhoe Bay, en el cual se recurrió a estas técnicas desde el comienzo de la explotación del campo. Lo anterior también es causa de una correcta selección del método de EOR a implementar obteniendo como consecuencia grandes beneficios en la producción de aceite y por lo tanto mayores ganancias.

I.2 Historia de los procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada en México.

En los últimos años la declinación de la producción de hidrocarburos en nuestro país se aceleró de manera que no se satisface la demanda energética nacional, ya que más del 80% de la producción de hidrocarburos a nivel nacional proviene de campos que se encuentran en etapas maduras de producción [Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), 2012].

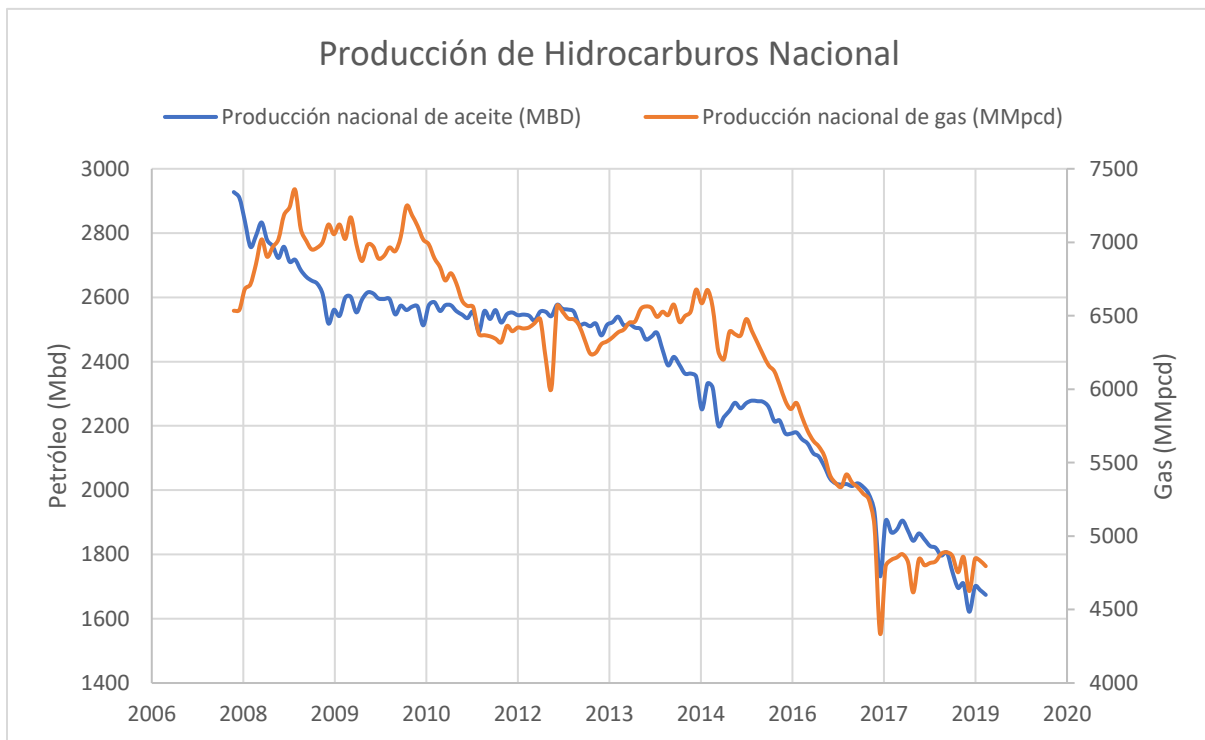


Figura I. 3 Historia de la producción del año 2008 a principios del 2019 de México (CNH, Tableros de producción, 2006-2019).

Un campo maduro se define como aquél que ha producido un volumen considerable respecto a la reserva contenida en este: $N_p > X R_{2P}$; donde, N_p es la producción acumulada, R_{2P} es la reserva 2P original, y X es una fracción de la unidad. Típicamente se considera que X sea 0.5 (Rangel, 2015).

Capítulo I. Antecedentes del uso de métodos de recuperación secundaria y mejorada en México.

De acuerdo al “*Outlook for Energy 2018*” de la compañía ExxonMobil la demanda de energía global seguirá creciendo para el año 2040 debido al crecimiento de la población. De acuerdo con este estudio, los pronósticos para el año 2030 indican que los hidrocarburos contribuirán aproximadamente con el 60% de la demanda total.

Se sabe que la Tasa de Restitución de Reservas (TRR) en México no ha sido la mejor en los últimos años. La TRR es el volumen restituido de reservas en cada una de las categorías, derivada de la actividad exploratoria, la delimitación de campos, el desarrollo de campos y las revisiones entre el volumen producido en el mismo periodo, comparados con la producción total del año anterior (Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), 2012).

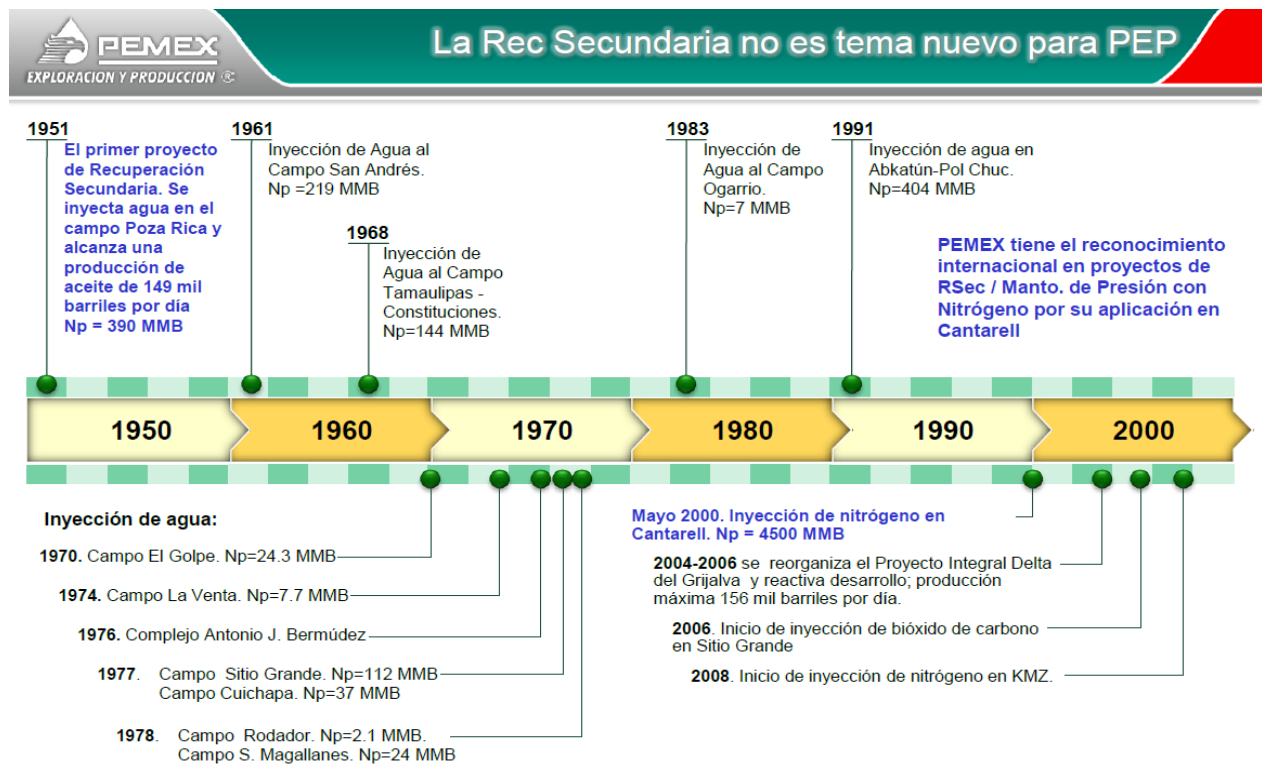


Figura I. 4 Evolución histórica de la aplicación de la Recuperación Secundaria por parte de PEMEX (Rodríguez, 2013).

En México únicamente se han realizados procesos de Recuperación Secundaria y Mejorada por parte de la empresa productiva del estado Petróleos Mexicanos (PEMEX) a nivel piloto. Dichas pruebas se han realizado a través de diferentes proyectos dirigidos por PEMEX iniciando en la década de los 50 (ver Figura I. 4).

Capítulo I. Antecedentes del uso de métodos de recuperación secundaria y mejorada en México.

Hasta el 2008, se tenían considerados 30 proyectos de EOR dentro del territorio nacional, en donde el 67% sería implementado en areniscas, el 17% a carbonatos y el 4% a yacimientos naturalmente fracturados. Este reto también significa una gran oportunidad para el país tanto de aprendizaje como de entendimiento, debido a la gran complejidad de los yacimientos mexicanos. (Rodríguez, 2013).

I.2.1 Potencial de implementación de métodos de EOR en México.

En México se descubrió un volumen que suma cerca de 321,00 millones de barriles de petróleo crudo equivalente; 266,00 millones de barriles de aceite y 289 billones de pies cúbicos de gas, de los cuales únicamente se han producido cerca de 42,000 millones de barriles de aceite y 74 billones de pies cúbicos de gas en toda la historia (Rangel, 2015); se debe de tener cuidado con estos valores debido a el volumen original asignado a Chicontepec, el cual ha ido a la baja y que posiblemente llegue a valores cercanos a la cuarta o quinta parte del volumen original asignado.

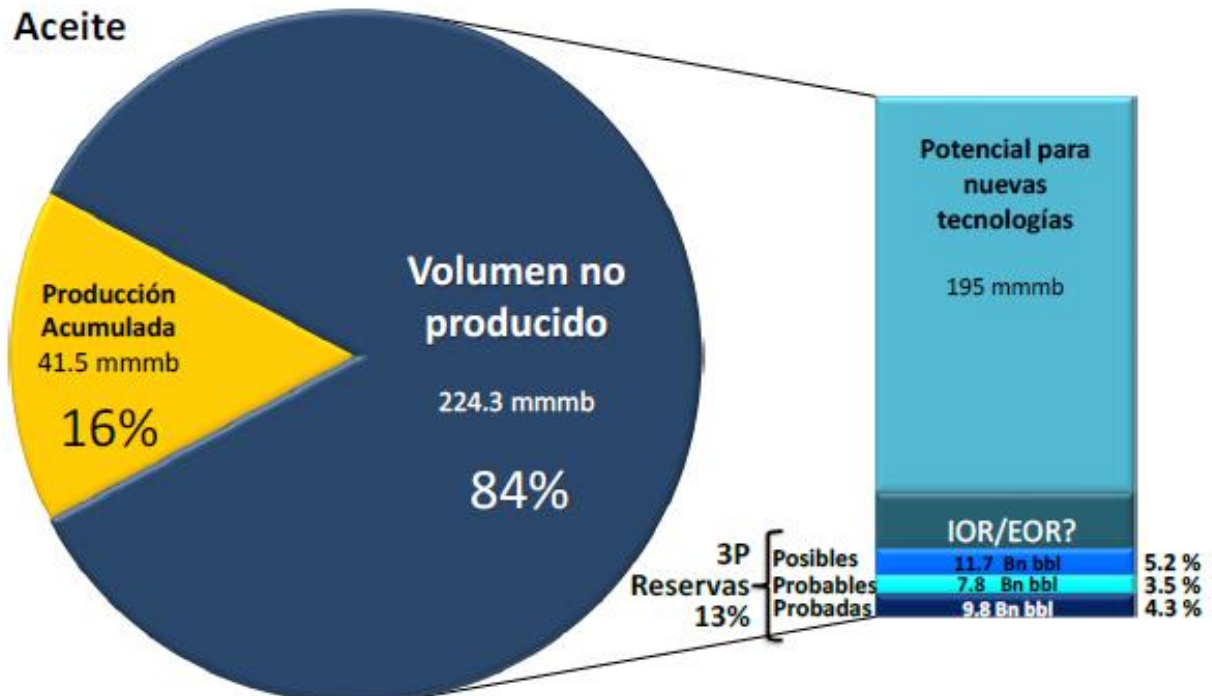


Figura I. 5 Distribución del volumen de aceite tanto producido como remanente (Rangel, 2015).

En la Figura I. 5 se observa el volumen de aceite tanto producido como remanente; donde cerca de 224,300 millones de barriles de aceite descubiertos no han sido producidos. Lo anterior resulta sorprendente debido a las cifras tan significativas

Capítulo I. Antecedentes del uso de métodos de recuperación secundaria y mejorada en México.

mostradas, no obstante, esto es debido a las condiciones tanto tecnológicas como económicas con las que se cuenta. Los avances tecnológicos permiten acceder a volúmenes de hidrocarburos que anteriormente no podían extraerse, volviéndolos recursos contingentes y de ser rentables económicamente, incorporarlos como reservas.

Actualmente, en México se cuenta con un portafolio muy pobre de proyectos de EOR, a pesar de que se cuenta con la implementación de varias pruebas piloto que han sido exitosas. De las pruebas realizadas, se ha observado que el método más complejo para aplicar es la inyección de agua con químicos, debido a su alto costo, riesgo operativo, pero es el que representa el mayor incremento en el factor de recuperación por dólar invertido (ver Figura I. 6) (Rodríguez, 2013).

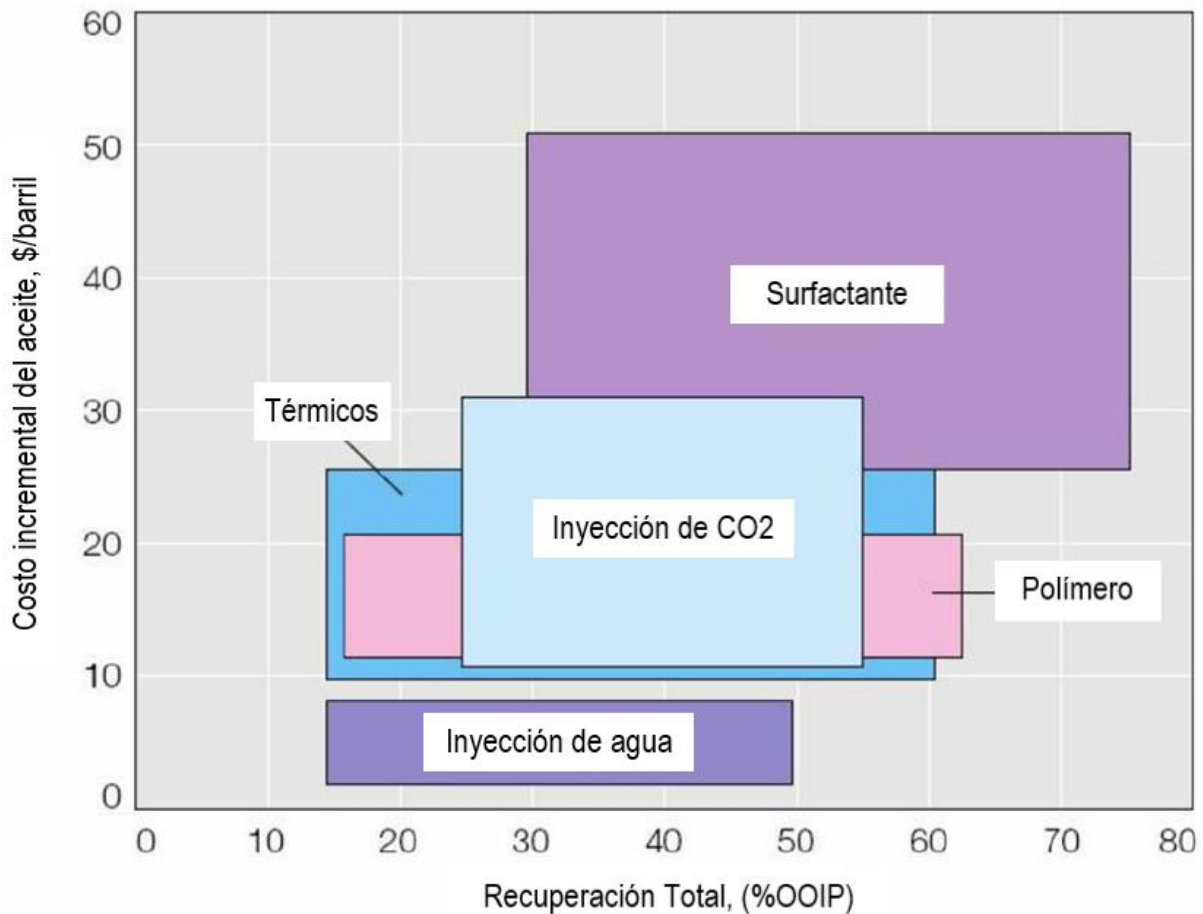


Figura I. 6 Recuperación de aceite vs costos operativos. (CMG, 2016)

Cabe señalar que la aplicación de un método de EOR se traduce en tecnología avanzada y en alta especialización de recursos humanos para obtener los mejores resultados, es por ello que “*para desarrollar estos métodos es necesario establecer áreas especializadas dentro de las dependencias y entidades que puedan identificar los*

Capítulo I. Antecedentes del uso de métodos de recuperación secundaria y mejorada en México.

mejores candidatos (campos) para estos métodos, su diseño, evaluación, validación en pruebas piloto y su masificación” (Rangel, 2015).

I.3 Cambios en el modelo de explotación de un campo petrolero.

A lo largo del tiempo se ha creado un paradigma operativo donde se prescribe que la explotación de un yacimiento inicia con la recuperación primaria (mecanismos naturales de producción como: expansión del sistema roca fluidos, expansión del gas en solución, empuje del acuífero, expansión del casquete de gas asociado o drene gravitacional, o mediante sistemas artificiales de producción), seguida de una recuperación secundaria (inyección de agua y/o gas bajo condiciones inmiscibles) y una vez concluida, se procedía con la recuperación terciaria (Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), 2012).



Figura I. 7 Paradigma de explotación histórica (Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), 2012).

Sin embargo, romper el paradigma histórico de etapas cronológicas de explotación, incorporando técnicas de EOR desde el comienzo en la explotación de los yacimientos que así lo requieran, puede traer como consecuencia una producción acumulada por pozo y por consiguiente una mejor recuperación. Es decir, los procesos de recuperación de hidrocarburos se deben de ver como alternativas adicionales y no como etapas secuenciales de explotación.

II. Antecedentes para la evaluación técnica.

II.1 Propiedades del sistema roca-fluido.

El conocer las propiedades físicas de la roca, así como entender la interacción del sistema roca-fluido es fundamental para evaluar el comportamiento de un yacimiento. Las propiedades de la roca son evaluadas a través de pruebas de laboratorio en núcleos, tapones y placas. Existen dos tipos de análisis principales a núcleos:

- Caracterización básica del sistema roca:
 - Porosidad
 - Permeabilidad
 - Saturación

- Caracterización especial del sistema roca-fluidos:
 - Presión capilar
 - Permeabilidad relativa
 - Mojabilidad
 - Tensión interfacial y superficial
 - Presión de sobrecarga

La distribución y comportamiento de los fluidos en el yacimiento está estrechamente relacionada con las características anteriores (Ahmed, 2006).

II.1.1 Porosidad

La porosidad es la capacidad de un medio poroso para almacenar fluidos. Es la razón que existe entre volumen poroso o de espacios vacíos y el volumen macroscópico total de la roca (Dake, 1978). Por lo general, la porosidad varía entre 0.10 y 0.40, aunque en algunas ocasiones valores fuera de este rango han sido registrados. La porosidad es comúnmente registrada en porcentaje, sin embargo, para cálculos ésta debe de ser usada en fracción (Vafai, 2005).

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (\text{II. 1})$$

Capítulo II. Antecedentes para la evaluación técnica.

Donde:

\emptyset = Porosidad

V_p = Volumen poroso

V_t = Volumen total de la roca

Conforme los sedimentos fueron depositados y las rocas fueron formadas, en ellas quedaron espacios vacíos debido al nivel de cementación, algunos de ellos se encuentran interconectados permitiendo el flujo de los fluidos, mientras que algunos otros se encuentran completamente aislados (Ahmed, 2006). Es por ello que se definen dos tipos de porosidad:

- Porosidad absoluta
- Porosidad efectiva

II.1.1.1 Porosidad absoluta

Es la relación que existe entre el volumen poroso y el volumen total de la roca en cuestión. El volumen poroso es aquel que se encuentra constituido por el volumen de poros interconectados y el volumen de poros aislados (Ahmed, 2006).

$$\emptyset_a = \frac{V_{p_{int}} + V_{p_{ais}}}{V_t} \quad (\text{II. 2})$$

O bien,

$$\emptyset_a = \frac{V_t - V_{gr}}{V_t} \quad (\text{II. 3})$$

Donde:

\emptyset_a = Porosidad absoluta

$V_{p_{int}}$ = Volumen de poros interconectados

V_{gr} = Volumen de granos

$V_{p_{ais}}$ = Volumen de poros aislado

Capítulo II. Antecedentes para la evaluación técnica.

V_t = Volumen total de la roca

V_{gr} = Volumen de granos

II.1.1.2 Porosidad efectiva

Se define como la relación existente entre el volumen de poros interconectados y el volumen poroso total, como se ilustra en la ecuación II.4.

$$\phi_{ef} = \frac{Vp_{int}}{V_t} \quad (\text{II. 4})$$

ϕ_{ef} = Porosidad efectiva

Vp_{int} = Volumen de poros interconectados

V_t = Volumen total de la roca

La porosidad efectiva es la propiedad utilizada en la Ingeniería de Yacimientos para definir el espacio poroso interconectado que contiene los hidrocarburos que pueden ser recuperables (Dake, 1978).

II.1.2 Saturación

Se define como la fracción o porcentaje del volumen poroso de roca que se encuentra invadido por uno o más fluidos (no miscibles) con respecto al volumen poroso total (Ahmed, 2006). Se representa mediante la siguiente ecuación:

$$S = \frac{v_f}{v_p} \quad (\text{II. 5})$$

Donde:

S = Saturación

v_f = Volumen invadido por el fluido en particular

v_p = Volumen poroso total

Teniendo una roca invadida por agua, aceite y gas, la ecuación anterior se tendría que reescribir de manera particular para cada uno de los fluidos. La cuales quedarían de la siguiente manera:

Capítulo II. Antecedentes para la evaluación técnica.

$$S_w = \frac{v_w}{v_p} \quad (\text{II. 6})$$

$$S_o = \frac{v_o}{v_p} \quad (\text{II. 7})$$

$$S_g = \frac{v_g}{v_p} \quad (\text{II. 8})$$

Conociendo que la saturación es un porcentaje, las ecuaciones II.6, II.7 Y II.8 representaran una fracción del fluido que se encuentra saturando el volumen poroso. En consecuencia, la suma de las ecuaciones antes mencionadas siempre debe de ser igual a uno, esto es representado en las siguientes ecuaciones:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (\text{II. 9})$$

$$\sum S_j = 1 \quad (\text{II. 10})$$

II.1.2.1 Saturación de aceite critica, S_{oc}

Para que la fase oleosa pueda fluir se necesita que ésta posea un valor de saturación por encima de un valor determinado, el cual es conocido como saturación de aceite critica (Dake, 1978).

II.1.2.2 Saturación de aceite residual, S_{or}

Durante un proceso de recuperación secundaria, ya sea por desplazamiento de agua o gas, existe una cantidad de aceite que aún queda en la zona barrida por el fluido desplazante, esta cantidad de aceite es conocida como saturación de aceite residual (Dake, 1978).

II.1.2.3 Saturación de aceite móvil, S_{om}

Es definida como la fracción de volumen poroso ocupada por aceite móvil. Ésta se expresa con la siguiente ecuación (Ahmed, 2006):

$$S_{om} = 1 - S_{wc} - S_{oc} \quad (\text{II. 11})$$

Donde:

S_{om} = Saturación de aceite móvil

S_{wc} = Saturación de agua connata

S_{oc} = Saturación de aceite critica

II.1.3 Saturación de agua connata

Es aquella saturación de agua existente al momento del descubrimiento del yacimiento en cuestión. Es decir, aquella agua que fue depositada en la formación y que no puede ser desplazada por los hidrocarburos que migraron debido a las fuerzas capilares existentes en aquel momento (Ahmed, 2006).

II.1.4 Mojabilidad

Es definida como la tendencia que tiene un fluido a adherirse a alguna superficie sólida en presencia de otro fluido no miscible (Ahmed, 2006). En la Figura II. 1 se aprecian pequeñas gotas de mercurio, aceite y agua siendo derramadas en una superficie limpia de vidrio, las tres gotas se dispersan en la superficie mostrando diferentes comportamientos. Mientras que el mercurio conserva una forma esférica, el aceite toma una forma semiesférica y el agua tiende a extenderse por la superficie (Dake, 1978).

Esta extensión convenientemente es medida por el ángulo formado entre la superficie sólida y el fluido (ángulo de contacto). Como se observa en la Figura II. 1, mientras el ángulo de contacto disminuye, la mojabilidad (adherencia) del fluido a la superficie aumenta.

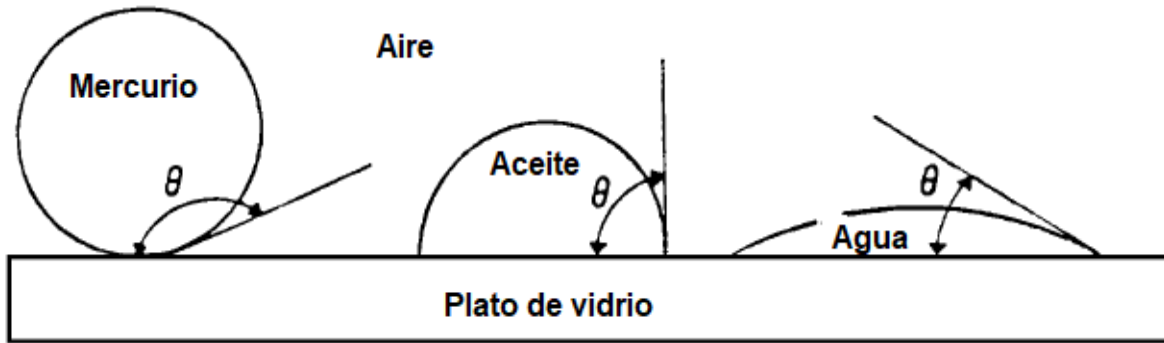


Figura II. 1 Ángulo de contacto de acuerdo a la mojabilidad presente (Clark, 1969).

En un medio poroso los sistemas de mojabilidad estarán definidos de la siguiente manera:

- Sistema mojado por aceite: $\theta > 90^\circ$
- Sistema mojado por agua: $\theta < 90^\circ$

La mojabilidad se estudia desde un enfoque químico al observar las cargas de la superficie (roca) y del fluido (aceite y agua) las cuales se encuentran interactuando en todo momento (Anderson, 1987). Lo anterior está directamente relacionado con los efectos que causan los tensoactivos a la mojabilidad, así como con la adsorción de los mismos.

La superficie de las rocas carbonatadas usualmente está cargada positivamente lo que provoca una mayor atracción hacia los componentes básicos del aceite (Dake, 1978). En la Figura II. 2 se observa esquemáticamente como es que la superficie de la caliza adsorbe las partes ácidas del aceite generando mayor mojabilidad al aceite.

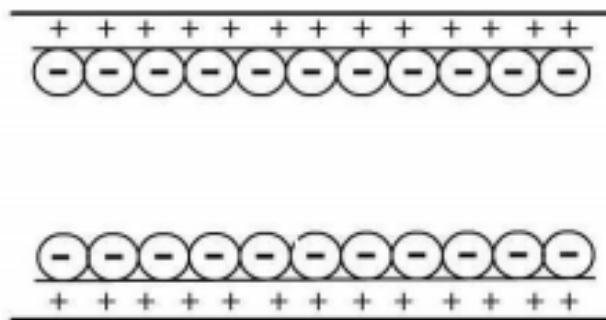


Figura II. 2 Atracción de los componentes ácidos hacia la roca carbonatada (Dake, 1978).

II.1.5 Tensión interfacial y superficial

En un sistema multifásico es necesario considerar el efecto que causan las fuerzas en la interfaz entre los fluidos no miscibles que se encuentran interactuando. Cuando estos dos fluidos son un líquido y un gas, se utiliza el término de tensión superficial para describir las fuerzas que actúan en la interfaz. Cuando se da el caso de interacción entre dos líquidos, las fuerzas que se encuentran actuando son llamadas tensión interfacial (Clark, 1969).

Considerando dos fluidos inmiscibles (gas y líquido) como se muestra en la Figura II. 3, una molécula de líquido que se encuentra alejada de la interfaz está rodeada de otras moléculas de líquido las cuales muestran una atracción entre ellas con un valor de cero. En cambio, una molécula de líquido en la interfaz tiene fuerzas actuando sobre ella debido al gas y otras actuando por debajo de ella debido al líquido. Como consecuencia hay fuerzas no balanceadas, lo cual da como resultado la tensión superficial o interfacial según sea el caso (Ahmed, 2006).

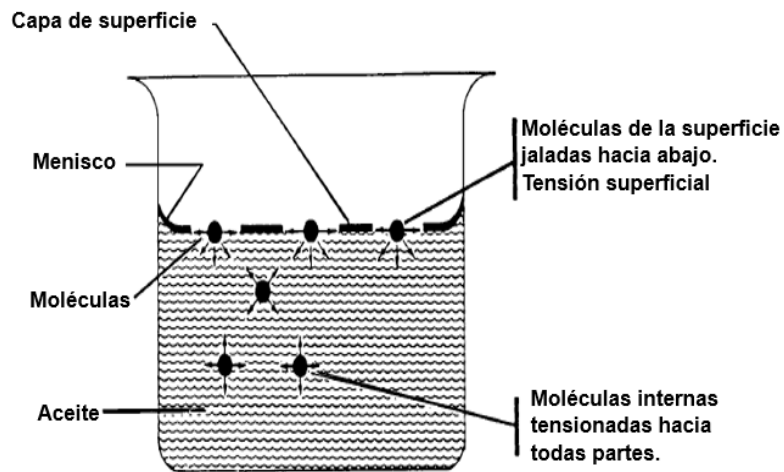


Figura II. 3 Fuerzas que actúan en la tensión superficial (Clark, 1969).

Otra definición aceptada es la energía de Gibbs por unidad de área de interfaz a una temperatura y presiones bajas. La tensión interfacial y superficial tiene unidades de fuerza por unidad de longitud, comúnmente en dina/cm y es usualmente denotada por el símbolo σ . La tensión interfacial dada por un sistema de agua y aceite (σ_{ow}) varía en un intervalo que va desde las 10 dina/cm hasta las 30 dina/cm (Ahmed, 2006).

Capítulo II. Antecedentes para la evaluación técnica.

Es posible calcular la tensión interfacial en un medio poroso mediante la Ec. II.12.

$$\sigma^{1/4} = \frac{P}{PM} (\rho_L - \rho_{vap}) \quad (\text{II. 12})$$

Donde:

σ = Tensión superficial [dina/cm]

P= Densidad del fluido [g/cm³]

P= Parámetro adimensional característico de cada componente, el cual está dado por:

$$P = 40 + 2.38 * PM_{liq} \quad (\text{II. 13})$$

II.1.6 Presión capilar

Las fuerzas capilares en un yacimiento petrolero se deben al esfuerzo combinado de las tensiones superficiales e interfaciales, del tamaño de poro y su geometría y la mojabilidad del sistema. Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, existe una discontinuidad en la presión entre los dos fluidos que depende de la curvatura de la interfaz que separa los fluidos. A esta presión se le llama presión capilar y se simboliza con p_c . En un sistema poroso, uno de esos dos fluidos que se ponen en contacto moja la roca mejor que el otro por lo que la presión capilar también se define como la diferencia de presión que causa la fase mojante y la no mojante (Ahmed, 2006). Lo anterior se expresa en la Ec. II. 14.

$$p_c = p_{nw} - p_w \quad (\text{II. 14})$$

Donde:

p_c = Presión capilar

p_{nw} = Presión de la fase no mojante

p_w = Presión de la fase mojante

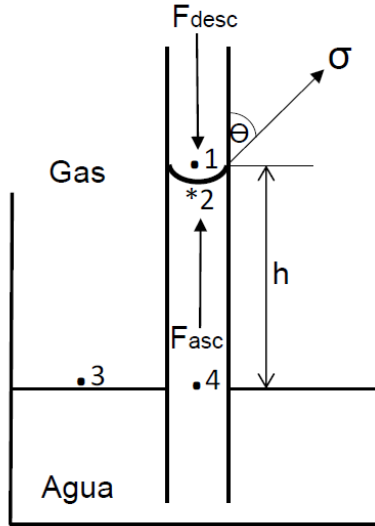


Figura II. 4 Relaciones de presión en un tubo capilar (Ahmed, 2006)

Considerando la Figura II. 4 y la Ec. II.14 de presión capilar, se tiene que:

$$P_c = P_1 - P_2 \quad (\text{II. 15})$$

$$P_2 = P_4 - \rho_w g h \quad (\text{II. 16})$$

$$P_1 = P_3 - \rho_{aire} g h \quad (\text{II. 17})$$

Sustituyendo y considerando que la presión en el punto 3 es igual a la presión en el punto 4 de la Figura II. 4, se obtiene:

$$P_c = (\rho_w - \rho_{aire}) g h = \Delta \rho g h \quad (\text{II. 18})$$

Considerando la tensión interfacial y un sistema donde se tiene una fase acuosa y otra oleosa, la presión capilar se puede expresar de la siguiente manera:

$$P_c = \frac{2\sigma_{ow} \cos\theta}{r} \quad (\text{II. 19})$$

II.1.7 Histéresis capilar

En un principio se considera que los espacios porosos de la roca contienen en su totalidad agua, posteriormente cuando el aceite comienza a migrar, éste desplaza al agua dejándola en una saturación de agua residual. Por lo que, cuando los yacimientos son descubiertos estos se encuentran saturados de aceite y agua connata. La histéresis capilar es el proceso de saturar y desaturar un núcleo con la fase o mojante.

Al proceso para generar la curva de presión capilar debido al desplazamiento de la fase mojante (aceite o agua) por la fase no mojante (gas, aceite o agua) se le conoce como drene. Este proceso establece la saturación que se tenían cuando el yacimiento fue descubierto. Otro proceso principal de desplazamiento de fluidos ocurre cuando se realiza el proceso de drene a la inversa, es decir, cuando la fase no mojante (gas o aceite) es desplazada por la fase mojante (agua). Este proceso es conocido como imbibición y su resultado es la curva de presión capilar por imbibición.

En la Figura II. 5 se muestra una curva típica de presión capilar por drene e imbibición.

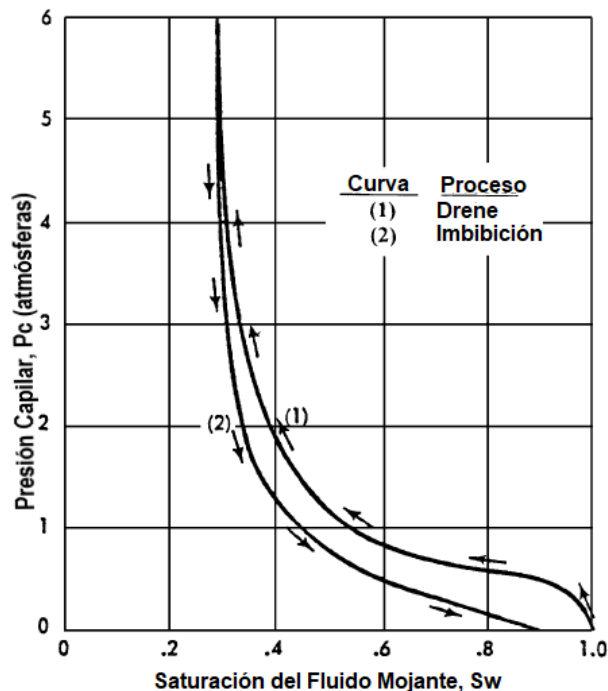


Figura II. 5 Histéresis de la presión capilar (Ahmed, 2006).

II.1.8 Permeabilidad

Es la capacidad que tiene la roca porosa para conducir un fluido. Esta propiedad se denota con la letra k , su estudio es de alta importancia para determinar el comportamiento del flujo de los fluidos (Ahmed, 2006).

II.1.8.1 Permeabilidad absoluta

Es la permeabilidad que se obtiene cuando el medio poroso se encuentra totalmente saturado por un sólo fluido. Cuando se realizan pruebas en laboratorio, comúnmente los fluidos que son utilizados para medir esta propiedad son aire o agua (Vafai, 2005).

II.1.8.2 Permeabilidad efectiva

Es la medida relativa de la conductividad que tiene el medio poroso cuando se encuentra saturado por más de un fluido. Esto quiere decir que la permeabilidad efectiva se asocia a cada uno de los fluidos del yacimiento (gas, aceite o agua), la permeabilidad para los distintos fluidos se expresa de la siguiente manera (Ahmed, 2006):

k_g = Permeabilidad efectiva al gas

k_o = Permeabilidad efectiva al aceite

k_w = Permeabilidad efectiva al agua

Se debe de cumplir que la suma de las permeabilidades efectivas debe de ser menor o igual a la permeabilidad absoluta, como se ilustra en la Ec. II.20.

$$k_g + k_o + k_w \leq k_{abs} \quad (\text{II. 20})$$

II.1.8.3 Permeabilidad relativa

La permeabilidad relativa se define como la razón que existe entre la permeabilidad efectiva de un fluido dado a una saturación definida y la permeabilidad absoluta (Ahmed, 2006).

Capítulo II. Antecedentes para la evaluación técnica.

La terminología utilizada para representar la permeabilidad relativa al gas, aceite y agua se representa en las ecuaciones II.21, II.22 y II.23.

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k} \quad (\text{II. 21})$$

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad (\text{II. 22})$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} \quad (\text{II. 23})$$

Donde:

k_{rg} = Permeabilidad relativa al gas

k_g = Permeabilidad efectiva del gas

k_{ro} = Permeabilidad relativa al aceite

k_o = Permeabilidad efectiva del aceite

k_{rw} = Permeabilidad relativa al agua

k_w = Permeabilidad efectiva del agua

k = Permeabilidad absoluta

Las permeabilidades relativas deben de tomar un valor entre cero y uno:

$$0 \leq k_{rw}, k_{ro}, k_{rg} \leq 1.0 \quad (\text{II. 24})$$

En la Ec. II.24 la permeabilidad relativa se expresa en porcentaje o fracción de la permeabilidad absoluta. Como se observa en la Figura II. 6, se cuenta con un sistema mojado por agua. Analizando la figura de izquierda a derecha se obtiene lo siguiente:

- Cuando $S_w < 20$: Únicamente la fase oleosa puede fluir a través del medio poroso, ya que $S_w \leq S_{wc}$.

Capítulo II. Antecedentes para la evaluación técnica.

- Cuando $20 < S_w < 85$: Se encuentra fluyendo de forma simultánea tanto la fase oleosa como la acuosa.
- Cuando $S_w > 85$: únicamente la fase acuosa puede fluir a través del medio, debido a que $S_o \leq S_{oc}$.

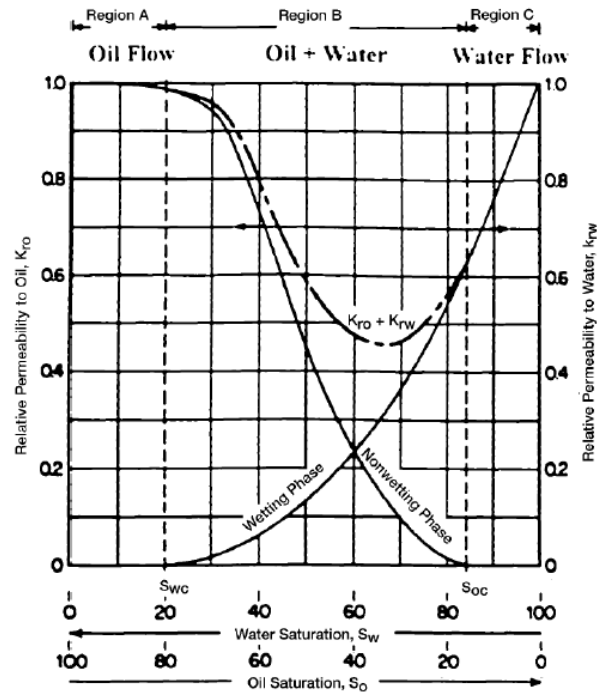


Figura II. 6 Comportamiento típico para el flujo de dos fases (Ahmed, 2006).

Los factores que afectan la permeabilidad relativa son:

- Saturación de los fluidos
- Geometría y distribución del espacio poroso.
- Mojabilidad
- Historia de saturación

II.2 Fundamentos de los métodos de Recuperación Mejorada

II.2.1 Adsorción

La adsorción es un proceso donde una sustancia se adhiere (denominada adsorbato) a una superficie determinada (denominada adsorbente) formando una película líquida o gaseosa sobre la superficie ya sea de un cuerpo sólido o líquido. El proceso inverso a la adsorción es la desorción. Asimismo, existe la adsorción física, debido a fuerzas de atracción débiles, y la adsorción química, debido a los enlaces químicos fuertes.

II.2.2 Número capilar

Es un grupo adimensional que se refiere a la relación entre las fuerzas viscosas y las fuerzas capilares que interactúan entre sí, quedando definido de la siguiente manera:

$$N_{ca} = \frac{\text{fuerzas viscosas}}{\text{fuerzas capilares}} = \frac{v\mu L}{\sigma \cos \theta} \quad (\text{II. 25})$$

El estudio de este número adimensional es imprescindible para el entendimiento de los efectos que causan los métodos de recuperación mejorada, ya que durante un desplazamiento inmisible agua-aceite, la movilización del aceite a recuperar esta regida por las fuerzas que definen al número capilar.

Se ha demostrado que la saturación residual de aceite restante después de llevar a cabo un desplazamiento por agua está en función del número capilar. En un proceso de recuperación secundaria por desplazamiento de agua, el N_{ca} es del orden de 10^{-6} . Aumentando este número en un rango de $10^{-4} \leq N_{ca} \leq 10^{-2}$ obteniendo con ello una mayor recuperación de aceite (Wagner, 1966).

En la Ec. II. 25 se observa que reduciendo significativamente los efectos de las fuerzas capilares se logra un aumento en el número capilar, por disminución de la tensión interfacial; la cual es la única variable sobre la cual podemos tener un control de cambios tan fuertes, en 3 órdenes de magnitud obteniendo un valor deseado de número capilar, reduciendo así la saturación de aceite residual, aumentando la recuperación de aceite.

II.2.3 Número Ácido.

Se define como el número de miligramos de hidróxido de potasio (KOH) requeridos para neutralizar (pH de 7.0) 1 gramo de aceite. Para que sea aplicable la inyección de álcali se debe de tener un $N_A > 0.5$ mg KOH/gr de petróleo crudo (Lake L. W., 1989).

III. Recuperación Secundaria y Mejorada

III.1 Recuperación Secundaria

Los métodos de recuperación secundaria son aplicados con el propósito de aumentar el factor de recuperación, esto se logra inyectando un fluido al yacimiento con el fin de obtener energía adicional que ayude a que el aceite remanente fluya hacia la superficie (Abreu M., Muñoz A., Silva, & Loreto M., 1985).

De acuerdo con Rangel, (2015) la recuperación secundaria es un proceso en el que se agrega energía a la que naturalmente contiene el yacimiento mediante la inyección de fluidos en forma inmiscible (gas, agua y WAG). Otra definición señala que un proceso de recuperación secundaria es la inyección de un fluido externo al yacimiento para proporcionarle energía, en el cual los cambios en las propiedades fisicoquímicas del yacimiento y sus fluidos son despreciables (Lake L. W., 1989).

Aplicando algún método de recuperación secundaria con la correcta administración para un yacimiento convencional, el factor de recuperación varía entre 50% y 65% del volumen original (Satter & Thakur, 1994).

Se ha encontrado que muchas veces conviene aplicar esta energía extra al yacimiento desde etapas tempranas en su explotación, antes de esperar el agotamiento de la energía natural, esto con el fin de mantener valores de presión adecuados que permitan obtener una mayor recuperación de hidrocarburos con el fin de maximizar el valor económico. Lo que se busca siempre bajo criterios económicos, es extraer al máximo los hidrocarburos del yacimiento que no fluyeron por energía propia a superficie (Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), 2012).

Los métodos más comunes de recuperación secundaria son:

1. Inyección de agua
2. Inyección de gas natural

La Tabla III. 1 y la Tabla III. 2 contienen los principales tipos de inyección de agua y gas inmiscible, sus características, ventajas y desventajas que posteriormente se describirán más a fondo.

Capítulo III. Recuperación Secundaria y Mejorada.

Tabla III. 1 Ventajas y desventajas de la inyección de agua (CNH, Características, ventajas y desventajas de la inyección de gas, 2014).

Tipo de inyección	Características	Ventajas	Desventajas
Periférica o tradicional (externa)	<ul style="list-style-type: none"> · La inyección es en el acuífero, cerca del contacto agua- petróleo 	<ul style="list-style-type: none"> · No requiere de la perforación de pozos adicionales, son pocos pozos · No requiere buena descripción del yacimiento · Recuperación alta de aceite con poca producción de agua · Reducción de costos por el manejo de agua 	<ul style="list-style-type: none"> · No se utiliza toda el agua inyectada para desplazar el hidrocarburo · No es posible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión <ul style="list-style-type: none"> · Puede fallar por mala comunicación entre la periferia y el centro del yacimiento · La recuperación de la invasión es a largo plazo por lentitud del proceso
Dispersa o en arreglos (interna)	<ul style="list-style-type: none"> · El agua se inyecta dentro de la zona de aceite · Se emplea en yacimientos con poco buzamiento y una gran superficie · A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectoros se distribuyen entre los pozos productores 	<ul style="list-style-type: none"> · Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos, de bajos buzamientos y bajas permeabilidades efectivas con alta densidad de los pozos · Rápida respuesta del yacimiento · Elevadas eficiencias de barrido · Buen control de frente de invasión · Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades 	<ul style="list-style-type: none"> · Exige mayor seguimiento y control, debido a que es más riesgosa · Exige mayor seguimiento y control, por lo que requiere mayor cantidad de recursos humanos · Requiere una mayor inversión en comparación con la inyección externa

Capítulo III. Recuperación Secundaria y Mejorada.

Tabla III. 2 Ventajas y desventajas de la inyección de gas (CNH, Características, ventajas y desventajas de la inyección de gas, 2014).

Tipo de inyección	Características	Ventajas	Desventajas
Interna o dispersa	<ul style="list-style-type: none"> · La inyección se realiza dentro de la zona de aceite · Se aplica en yacimientos homogéneos, con poco buzamiento, relativamente delgados, con empuje por gas en solución y sin capa de gas inicial · Requiere un número elevado de puntos de inyección · La permeabilidad relativa del gas debe de ser preferentemente baja 	<ul style="list-style-type: none"> · Es posible orientar el gas inyectado hacia la zona más apropiada · La cantidad de gas inyectado puede optimizarse mediante el control de la producción e inyección de gas 	<ul style="list-style-type: none"> · La eficiencia de recuperación mejora muy poco o nada, como consecuencia del relieve estructural o el drenaje gravitacional · La eficiencia de barrido es inferior a la que se logra con la inyección externa · Los canales formados por la alta velocidad de flujo originan que la eficiencia de la recuperación sea inferior que la externa · La cantidad de pozos de inyección requerida aumenta el costo de operación
Externa	<ul style="list-style-type: none"> · La inyección se realiza en el casquete de gas (primario o secundario) · Se aplica en yacimiento de alto relieve estructural · Se aplica en yacimiento con altas permeabilidades verticales, >200mD · La cantidad de pozos requeridos depende de la inyectividad 	<p>En comparación con la inyección interna:</p> <ul style="list-style-type: none"> · Mayor eficiencia de barrido · Los beneficios obtenidos de la segregación gravitacional son mayores 	<ul style="list-style-type: none"> · Requiere buena permeabilidad vertical del yacimiento · Es necesario controlar la producción de gas libre de la zona de aceite · Las intercalaciones de lutitas, así como las barreras, son inconvenientes para la inyección de gas externa

III.2 Inyección de agua

Actualmente el método de recuperación secundaria por inyección de agua es el principal de ellos, obteniendo un factor de recuperación aproximado de 30 a 45% (Paris de Ferrer, 2001). Este método es el más utilizado debido a:

- La disponibilidad del agua.
- La relativa facilidad con la que se inyecta.
- La facilidad con la que el agua se extiende a través de la formación.
- El costo es relativamente menor que otros fluidos.
- La eficiencia del desplazamiento de aceite provocado por el agua.

III.2.1 Tipos de inyección

De acuerdo con la posición de los pozos inyectores y productores, la inyección del agua se puede llevar a cabo de dos formas diferentes.

III.2.1.1 Inyección periférica o externa

Esta consiste en que los pozos inyectores son posicionados fuera de la zona donde se encuentra el aceite, en los flancos del yacimiento. También es conocida como inyección tradicional y muy comúnmente el agua es inyectada cerca del contacto agua-aceite con el fin de proporcionar una energía mecánica similar a la que tuviese el yacimiento si este fuera explotado por empuje de agua (acuífero).

Características:

1. Se utiliza cuando no se posee una buena descripción del yacimiento y/o la estructura de este, favorece la inyección de agua.
2. Los pozos de inyección se colocan en el acuífero, fuera de la zona del aceite.

Ventajas:

1. Se utilizan pocos pozos.
2. No requiere de la perforación de pozos adicionales, ya que se pueden utilizar pozos productores viejos como inyectores, traduciéndose esto como una disminución en la inversión en áreas donde se tienen pozos perforados en forma irregular o donde el espaciamiento de los pozos es muy grande.
3. No se requiere una buena descripción del yacimiento para iniciar con el proceso.
4. Se recupera mayor cantidad de aceite con una mínima producción de agua.

Desventajas:

1. Una porción del agua inyectada no desplaza el aceite.
2. No es posible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión.
3. En algunos yacimientos no es capaz de mantener la presión de la parte central del mismo y es necesario hacer una inyección en arreglos en esa parte de los yacimientos.
4. Puede fallar por no existir una buena comunicación hidráulica entre la zona donde se inyecta el agua y la zona donde se encuentra el aceite.
5. El proceso de invasión y desplazamiento es lento, por lo tanto, la recuperación de la inversión tomará más tiempo.

III.2.1.2 Inyección en arreglos o dispersa

Este tipo de inyección de agua se realiza en la zona donde se encuentra el aceite. El agua invade la zona y desplaza los fluidos (aceite y gas) del volumen invadido hacia los pozos productores, esto se logra a través de un número apreciable de pozos inyectoros y productores que forman un arreglo geométrico.

Características:

1. La selección del arreglo es dependiente de la estructura y los límites del yacimiento, así como de su continuidad, permeabilidad, porosidad y del número y posición de los pozos existentes.
2. Se emplea en yacimientos con poco buzamiento y gran extensión areal.
3. A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectoros se distribuyen entre los pozos productores, para lo cual se convierten los pozos productores existentes en inyectoros, o se perforan pozos inyectoros interespaciados. El propósito es obtener una distribución uniforme de los pozos.

Ventajas:

1. Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos, de bajo buzamiento y bajas permeabilidades efectivas con alta densidad de los pozos debido que la distancia inyector-productor es pequeña. Esto es muy importante en yacimientos de baja permeabilidad.
2. Rápida respuesta del yacimiento.
3. Elevadas eficiencias de barrido areal.
4. Permite un buen control del frente de invasión y del factor de reemplazo.
5. Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades sobre la recuperación.
6. Rápida respuesta en presiones.
7. El volumen de la zona de petróleo es grande en un período corto.

Desventajas:

1. En comparación con la inyección externa, este método requiere una mayor inversión, debido al alto número de pozos inyectoros.
2. Posee un mayor grado de incertidumbre.
3. Exige un mayor seguimiento y control, por lo tanto, mayor cantidad de recursos humanos.

III.2.2 Factores que intervienen en la inyección de agua

Los **factores que intervienen** y controlan la recuperación por inyección de agua y gas son:

- Geometría del yacimiento.
- Litología
- Profundidad del yacimiento
- Porosidad
- Permeabilidad
- Continuidad de las propiedades de la roca
- Magnitud y distribución de las saturaciones de los fluidos
- Propiedades de los fluidos
- Permeabilidades relativas

III.2.3 Desplazamiento de fluidos inmiscibles

Se conoce como desplazamiento al proceso mediante el cual un fluido pasa a ocupar el lugar de otro en un medio poroso. Generalmente los fluidos desplazantes son el agua o gas, y el desplazado es el aceite. Para que exista tal desplazamiento es necesario que el fluido desplazante disponga de mayor energía que el fluido desplazado (Paris de Ferrer, 2001).

A medida que se va inyectando el fluido desplazante, se va formando un frente de invasión y se comienzan a distinguir dos zonas dentro del yacimiento: la zona invadida detrás del frente de invasión, la cual se encontrará saturada por el fluido que se ha inyectado y el aceite remanente, y una zona no invadida en la cual se va formando un banco de aceite debido a que se va desplazando hacia adelante.

III.2.3.1 Tipos de desplazamiento

El desplazamiento de los fluidos se puede dar de dos formas (Paris de Ferrer, 2001):

- Pistón sin fugas
- Pistón con fugas

Dentro de estos dos tipos de desplazamiento existen dos fases:

- La fase inicial o antes de la ruptura, en la cual se tiene casi toda la producción del fluido desplazado y donde el fluido producido no contiene fluido desplazante.
- La fase subordinada o después de la ruptura donde la producción es una combinación del fluido desplazante y el fluido desplazado.

III.2.3.1.1 Desplazamiento de pistón sin fugas

Es un desplazamiento ideal en el cual la saturación del fluido desplazante es máxima y la del aceite es la residual (aceite no móvil) en la zona invadida.

III.2.3.1.2 Desplazamiento pistón con fugas

Ocurre cuando la zona invadida se encuentra saturada por aceite remanente (aceite móvil) y fluido desplazante. Cuando el fluido desplazante llega a los pozos productores se sigue produciendo aceite de manera variable.

III.2.4 Mecanismos de desplazamiento

El desplazamiento que se lleva a cabo en estos métodos de recuperación es del tipo no continuo ya que las saturaciones de los fluidos se encuentran en constante cambio a través del tiempo, lo cual causa cambios en otras propiedades como la permeabilidad relativa, distribución de presiones y en las viscosidades de las fases.

Las etapas de desplazamiento se dan en cuatro etapas:

- Condiciones iniciales (antes de la inyección)
- Invasión por el fluido desplazante
- Ruptura
- Posterior a la ruptura

III.2.4.1 Condiciones iniciales

Se considera que a través de un yacimiento homogéneo las saturaciones son constantes, los fluidos se desplazan de forma horizontal. Asimismo, cuando un yacimiento únicamente ha sido producido por recuperación primaria, la presión del yacimiento es menor a la presión de burbuja por lo que se tendrá una fase gaseosa la cual será uniforme a través de todo el yacimiento.

III.2.4.2 Invasión a un determinado tiempo

La inyección de agua resultará en un incremento en la presión del yacimiento, efecto que se encontrará con mayor intensidad a los alrededores de los pozos inyectoros y disminuye al acercarse a los pozos productores.

Continuando con la inyección de agua, el aceite va formando un banco delante del frente de avance y asimismo, se empuja con efectividad el gas móvil hacia adelante, aunque bajo ciertas condiciones parte del gas puede ser atrapado por dicho banco. Finalmente, detrás del frente de avance se tiene un banco de agua en la cual se tiene agua inyectada y aceite residual más el gas atrapado.

III.2.4.3 Llene

El gas se desplaza delante del frente de invasión con excepción del atrapado antes de que se produzca el aceite, a este efecto se le conoce como "llene". Para que se obtenga dicho efecto la acumulación de agua inyectada debe de ser igual al volumen del espacio ocupado por el gas móvil del yacimiento.

En esta etapa parte del gas se vuelve a disolver en el aceite mientras que la otra parte fluye hacia los pozos productores. La llegada del frente de aceite a los pozos productores marca el final de este efecto.

III.2.4.4 Ruptura

Posterior al llene, el avance del frente del agua inyectada sigue dándose hasta el momento en que se comienza a observar un aumento significativo en la producción de agua lo que indicaría que se ha producido la ruptura del frente de agua en el pozo.

III.2.4.5 Posterior a la ruptura

En esta etapa la producción de agua aumenta de manera considerable. La recuperación del aceite remanente solo se da circulando grandes volúmenes de agua. Asimismo, al seguir con la inyección de agua durante esta etapa se conseguirá una mayor área barrida lo que provocará obtener una producción considerable de aceite que será rentable. El proceso terminará cuando ya no sea económicamente viable, ya que sólo se encontrará el medio saturado por el agua inyectada remanente a la producción y el aceite residual.

III.3 Recuperación Mejorada (EOR)

Los procesos de recuperación mejorada comúnmente son denominados como procesos de recuperación terciaria. Sin embargo, en su definición no se asocia a ninguna etapa en particular de la vida productiva del yacimiento. Por lo mismo, se puede considerar que los métodos de recuperación mejorada no necesariamente tienen que ser la etapa terciaria de explotación del campo en cuestión, ya que estos se pueden planear desde el inicio de explotación del campo e inclusive ser implementados antes de pensar en una recuperación secundaria.

III.3.1 Clasificación de los métodos de recuperación mejorada

Aunque se cuenta con diferentes clasificaciones de métodos de recuperación mejoradas, la que se ilustra a continuación es la más utilizada.

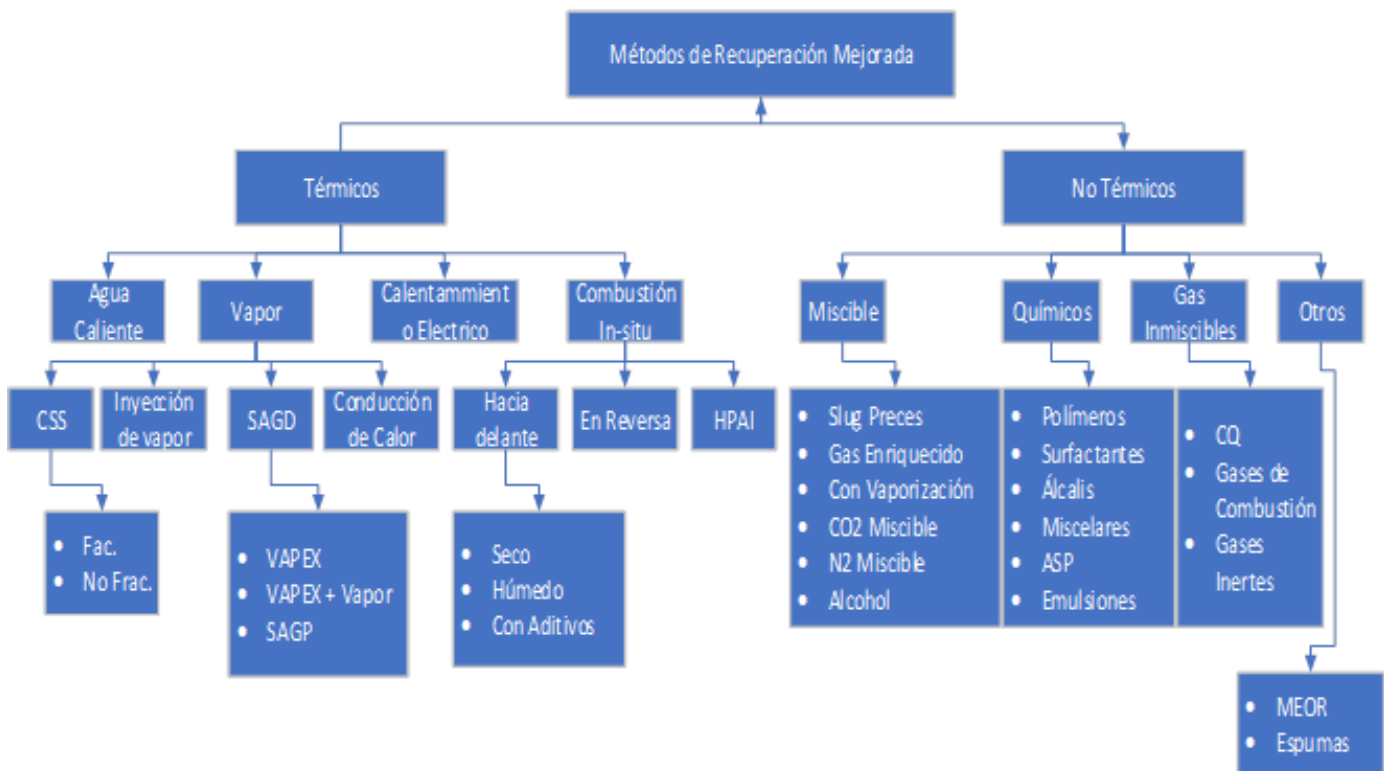


Figura III. 1 Clasificación de los métodos de EOR. Modificado (Thomas, 2008).

El presente trabajo se enfoca únicamente en los métodos químicos de recuperación mejorada, los cuales tienen como objetivo principal mejorar la eficiencia de barrido volumétrico del yacimiento, con el fin de recuperar la fase discontinua atrapada en el medio poroso mediante los siguientes mecanismos (Larson, Feb. 1982):

Capítulo III. Recuperación Secundaria y Mejorada.

- Incrementar el número capilar para movilizar el aceite residual disminuyendo la tensión interfacial.
- Reducir la relación de movilidades para mejorar la eficiencia de barrido.
- Mejorar la eficiencia de barrido en yacimientos muy heterogéneos, aumentando la viscosidad del fluido desplazante.

Algunos ejemplos se describen a continuación:

III.3.2 Polímeros

Este método consiste en la inclusión de polímeros al agua de inyección con el fin de conseguir un decremento en su movilidad, incrementando su viscosidad, así como un decremento en su permeabilidad efectiva (Willhite, 1988). Esto se traduce en un incremento en la eficiencia de barrido volumétrica obteniendo un decremento en la saturación de aceite detrás del frente de avance.

Los polímeros han sido utilizados en la producción de aceite en tres formas (Lake L. W., 1989):

- Como tratamientos en pozos cercanos para incrementar el desempeño de los pozos inyectores bloqueando las zonas de alta conductividad combatiendo de esta manera el flujo no deseado en yacimientos con alta heterogeneidad.
- Como agentes que la roca podría absorber para así crear una resistencia adicional al flujo del agua subsecuente, así el flujo del agua y el polímero es restringido y obligado a desviarse a otras partes del yacimiento.
- Como agentes que causan un decremento en la movilidad del agua con el incremento de la viscosidad del agua inyectada.

III.3.2.1 Definición de polímero

Un polímero es un producto químico constituido por macromoléculas en forma de cadenas formadas por moléculas simples, llamadas monómeros (Areizaga, 2002). Estos monómeros deberán de poseer dos sitios reactivos con el fin de poder romper sus dobles enlaces y que a estos se puedan unir otro monómero y así formar un polímero.

Para la industria petrolera los polímeros se clasifican en dos grandes grupos generales (Green, 1998):

- Polímeros sintéticos, siendo el más común la poliacrilamida.
- Biopolímeros o polisacáridos, siendo el más común la goma xantana.

Las moléculas de la poliacrilamida son muy flexibles y de diámetro pequeño, formando cadenas muy largas siendo sensibles a esfuerzos cortantes. Así mismo, estas poseen alta polaridad haciéndolas afines al agua (Rivera, 2007).

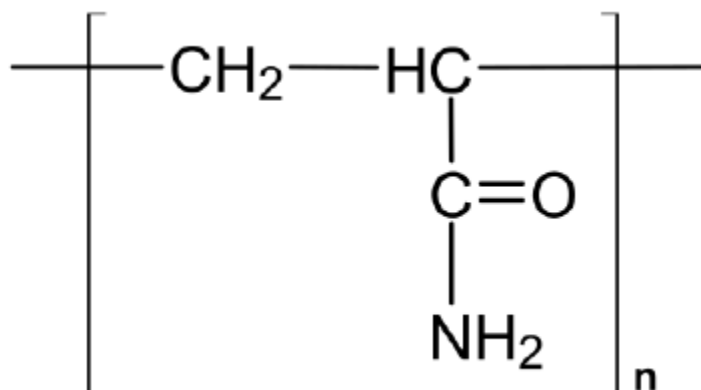


Figura III. 2 Representación desarrollada de la poliacrilamida.

Otro ejemplo de polímero es la goma xantana, la cual es mucho más resistente a los esfuerzos mecánicos que la poliacrilamida debido a su estructura química es mucho más compleja, así mismo tiene mayor capacidad de aumentar la viscosidad de agua con alta salinidad.

III.3.2.2 Propiedades de los polímeros

III.3.2.2.1 Degradación de polímeros

La cantidad de polímeros encontrados en solución en el yacimiento es proporcional al aumento de viscosidad. Sin embargo, la viscosidad puede ser afectada por tres mecanismos que suceden en el yacimiento (Sorbie, 1991):

- Degradación química
- Degradación biológica
- Degradación mecánica

La degradación química se debe tanto a la presencia de iones divalentes (como Ca^{2+} y Mg^{2+}) y oxígeno, en combinación con la alta temperatura.

La degradación biológica es común que suceda en biopolímeros y es la destrucción de las moléculas de los polímeros por bacterias, o por procesos químicos gobernados por las enzimas. Los factores que afectan este tipo de degradación son: el tipo de bacteria, presión, temperatura, salinidad y otros químicos presentes. Este tipo de degradación se da a temperaturas y salinidades bajas.

La degradación mecánica se da en zonas de flujo de alta velocidad que provoca la ruptura de las moléculas de los polímeros. Este tipo de flujo puede presentarse en instalaciones superficiales o en el pozo, siendo más común en el área donde se presentan los disparos debido a que los fluidos fluyen a treves de orificios de diámetro muy bajo. Debido a lo anterior, es recomendable realizar la inyección de polímeros donde se cuente con una terminación de agujero descubierto.

III.3.2.2 Propiedades reológicas de las soluciones poliméricas

Dado que la propiedad de interés a modificar con la adición de polímeros al medio poroso es la viscosidad, se debe de entender su comportamiento reológico teniendo en cuenta la variación de la concentración de éste y los diferentes esfuerzos de corte (τ) a los que es sometido.

El esfuerzo de corte se define como la fuerza tangencial que es aplicada por unidad de área a la superficie del cuerpo que se encuentra en deformación. La velocidad de corte no es más que el cambio en la velocidad de flujo dada una distancia.

De la Ley de Newton de la viscosidad se observa que los comportamientos de la deformación de estos fluidos que describe la ecuación llamados Newtonianos se presenta una relación línea entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, adicionalmente mostrando en ella una constante de proporcionalidad μ la cual será la viscosidad del fluido, como se ilustra en la siguiente ecuación (Cengel, 2006):

$$\tau = -\mu \frac{dv}{dy} \quad (\text{III. 1})$$

Los fluidos No Newtonianos son aquellos que no muestran un comportamiento lineal entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte, es decir, la viscosidad se mantiene constante. Cuando se observa que la viscosidad del fluido disminuye a medida que aumenta la velocidad de corte se les llama fluidos pseudoplásticos. Caso contrario, cuando la viscosidad del fluido aumente a medida que lo haga la velocidad de corte, se les denominan fluidos dilatantes (Figura III. 3).

De acuerdo con la experiencia adquirida en este trabajo los polímeros se comportan principalmente como un fluido pseudoplástico.

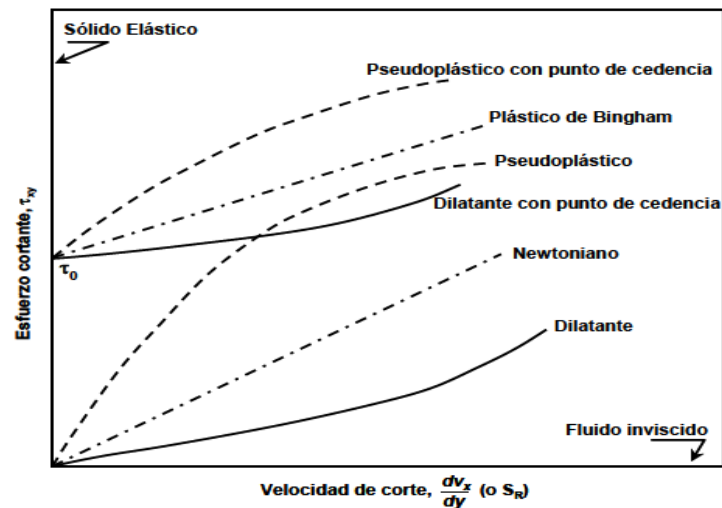


Figura III. 3 Comportamiento reológico de los fluidos.

III.3.2.3 Retención de las moléculas de polímeros en el medio poroso

Este fenómeno se da debido a tres mecanismos que ocurren en el medio poroso (Willhite, 1988):

1. La adsorción del polímero que se presenta en las paredes del poro en el medio.
2. El entrapamiento debido a el diámetro de la garganta del poro menor al diámetro de la molécula.

La adsorción del polímero Figura III. 4 ocurre debido a que varios de los minerales que componen al medio poroso son afines para adsorber las moléculas de polímero, formando una capa que recubre los granos de la roca, este mecanismo se observa en mayor medida cuando se incrementa la concentración del polímero y/o la salinidad del solvente.

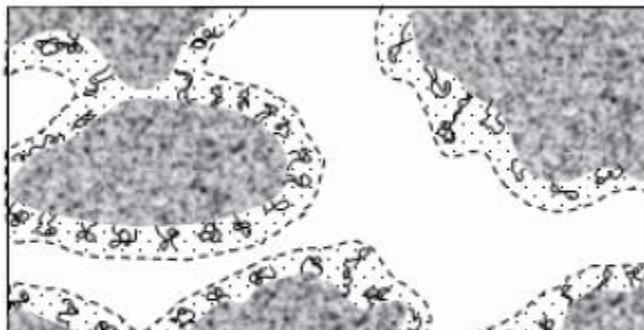


Figura III. 4 Moléculas de polímero adsorbidas reduciendo el diámetro de poros en areniscas (Littmann, 1988).

El entrapamiento de los polímeros en el medio poroso se da debido a que el diámetro de las moléculas del polímero en el caso de un poro en particular son de menor diámetro que la garganta a la entrada del poro, sin embargo, estas tendrán un diámetro mucho mayor al diámetro de la garganta a la salida del poro. Lo anterior, ocasionará un taponamiento en ese poro impidiendo el paso de los fluidos, teniendo como resultado una disminución considerable de la permeabilidad. La reducción de permeabilidad dependerá del tipo de polímero inyectado, la cantidad de polímero retenido, así como del tamaño y distribución del poro.

III.3.2.4 Procedimiento de inyección de polímeros

En la Figura III. 5 se muestra esquemáticamente una secuencia típica de inyección de polímeros: al frente se observa un banco de aceite; tras el banco un bache donde fluyen simultáneamente agua y aceite; posteriormente un bache de agua de acondicionamiento; tras este el bache de polímero; finalmente un bache de agua desplazando el polímero.

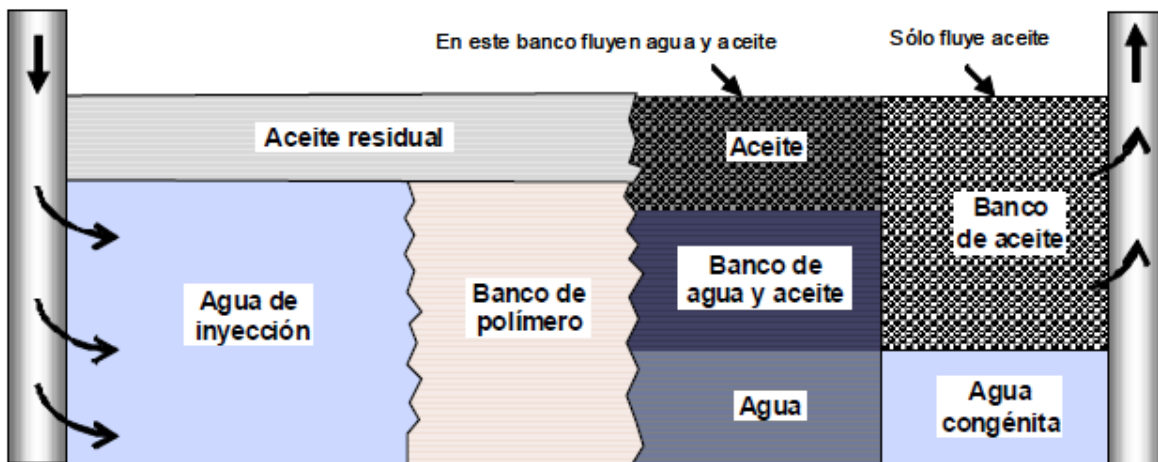


Figura III. 5 Procedimiento de inyección de polímeros (Medina, 2010).

III.3.3 Álcali

Los álcalis son sales orgánicas que se caracterizan por tener un pH muy alto. Los álcalis más usados en inyección de agua son:

- Hidróxido de sodio

Capítulo III. Recuperación Secundaria y Mejorada.

- Hidróxido de amoníaco
- Hidróxido de potasio
- Ortosilicato de sodio
- Fosfato trisódico
- Carbonato de sodio
- Silicato de sodio

De los anteriores, el hidróxido de sodio y el ortosilicato de sodio son los más efectivos aumentando el factor de recuperación del aceite con un costo relativamente menor.

La principal desventaja de estos compuestos químicos es que casi todas las rocas tienden a reaccionar con ellos, reduciendo su concentración y con ello su efecto y provocar un fracaso en el método empleado. Esto se puede observar en mayor medida en componentes arcillosos. Esta reactividad de la roca porosa se expresa en milequivalentes de reactivo consumido por cada 100 g de roca (meq/100 g).

En 1927, H. Atkinson obtuvo la primera patente incluyendo un cáustico o álcali al agua de inyección con el fin de disminuir la tensión interfacial del fluido desplazado y el fluido desplazante y de esa manera obtener una mayor recuperación de aceite. Sin embargo, el efecto de disminución de la tensión interfacial no será dado únicamente por el álcali inyectado, ya que estos tienen la propiedad de reaccionar con ácidos orgánicos del aceite con los cuales se formarán tensoactivos naturales. Los tensoactivos naturales son los que causarán el efecto de disminución de tensión interfacial entre el fluido desplazante (solución alcalina) y el fluido desplazado (aceite).

III.3.3.1 Mecanismos de desplazamiento de álcali

Realizando un análisis económico de un proyecto de inyección de álcali, se podría obtener una percepción errónea de que es el proceso más conveniente ya que entre los procesos a implementar es uno de los más baratos. Sin embargo, debido a que utiliza mecanismos de desplazamiento complejos, el precio de implementación de este tipo de procesos tiende a aumentar de manera sustancial.

El aumento del factor de recuperación en los yacimientos donde se implementan este tipo de métodos es debido a la acción individual o combinada de los mecanismos que se mencionan a continuación:

1. Interacción entre el petróleo y el álcali: Causando una reducción en la tensión interfacial agua-aceite y además emulsiones aceite en agua, aumentando así la viscosidad del fluido desplazante.

Capítulo III. Recuperación Secundaria y Mejorada.

2. Interacción entre la roca porosa y el álcali: Causando una alteración (que debe de ser controlada) en la mojabilidad.
3. Precipitación química producida por el mezclado de la solución alcalina con algunos elementos presentes en el yacimiento.

III.3.3.2 Interacción entre aceite y álcali

El álcali reaccionará con ciertos compuestos orgánicos del aceite, formando así surfactantes de forma natural, causando la disminución de la tensión interfacial entre el agua y el aceite, esto estará en función de:

- Concentración y tipo de álcali.
- Cantidad de componentes ácidos orgánicos presentes en el aceite.
- Concentración y tipos de sales presentes en la solución.
- pH de la solución.

Debido a que no todos los aceites reaccionan de la misma forma con el álcali, consecuencia de que no todos tienen la misma concentración de compuestos ácidos se define un número adimensional llamado “Número Ácido” (N_A) que será parámetro de la reactividad de un crudo con cierto álcali descrito en el apartado II.2.3.

III.3.3.3 Formación de emulsiones

El álcali además de formar tensoactivos naturales “in-situ” tenderá a formar emulsiones aceite en agua, reduciendo de esta manera la movilidad del agua de inyección, generando altos gradientes de presión no uniformes en el frente de la emulsión, lo cuales podrían vencer fuerzas capilares adversas a la recuperación del aceite. Con lo anterior se puede conseguir un efecto combinado, incrementando la eficiencia de barrido volumétrica (Cooke Jr., 1974).

III.3.3.4 Interacción entre la roca y el álcali inyectado

III.3.3.4.1 Alteración de la mojabilidad

La mojabilidad juega un papel de suma importancia en la distribución de los fluidos a nivel de poro. Debido a ello, se estudia a fondo sobre el cambio de mojabilidad causado por la inyección de soluciones alcalinas, este efecto será causado debido a que algunos de los surfactantes producidos naturalmente se adsorberán a las paredes del poro. Así mismo, este efecto es debido al cambio de las fuerzas

interfaciales (agua-aceite, agua-sólido y aceite-sólido) causando de la misma manera un cambio en el ángulo de contacto (Anderson, 1987).

Este cambio de mojabilidad dará lugar a dos diferentes mecanismos de desplazamiento del aceite (Johnson Jr., 1976):

- Cuando la roca cambia de mojable por aceite a mojable por agua: La recuperación se da debido al cambio favorable de las permeabilidades relativas al agua y al aceite en la región del yacimiento en la que el aceite es móvil obteniendo relaciones de movilidades favorables.
- Cuando la roca cambia de mojable por agua a mojable por aceite (Figura III. 6): Debido al aceite ácido y al agua alcalina que alteran la mojabilidad preferencial por el aceite, ocasiona que el aceite residual que se encuentra en el medio como fase no mojante discontinua, pase a ser la fase continúa abriendo nuevas trayectorias de flujo, sino se consiguen dichas trayectorias el aceite residual quedará atrapado. Asimismo, debido a la tensión interfacial ultra baja que se conseguirá, se formarán emulsiones viscosas de agua en aceite crenado un bloqueo parcial del flujo por donde anteriormente fluía agua generando gradientes de presión elevados los cuales son capaces de vencer las fuerzas capilares provocando la movilización del aceite.

Si el álcali se forma a partir de agua salada (salmuera), los surfactantes naturales del crudo se vuelven insolubles y el medio poroso presentará adherencia por el aceite. Caso contrario, si el álcali se forma a partir de agua dulce, los surfactantes son solubles y el medio presentará adherencia por el agua.

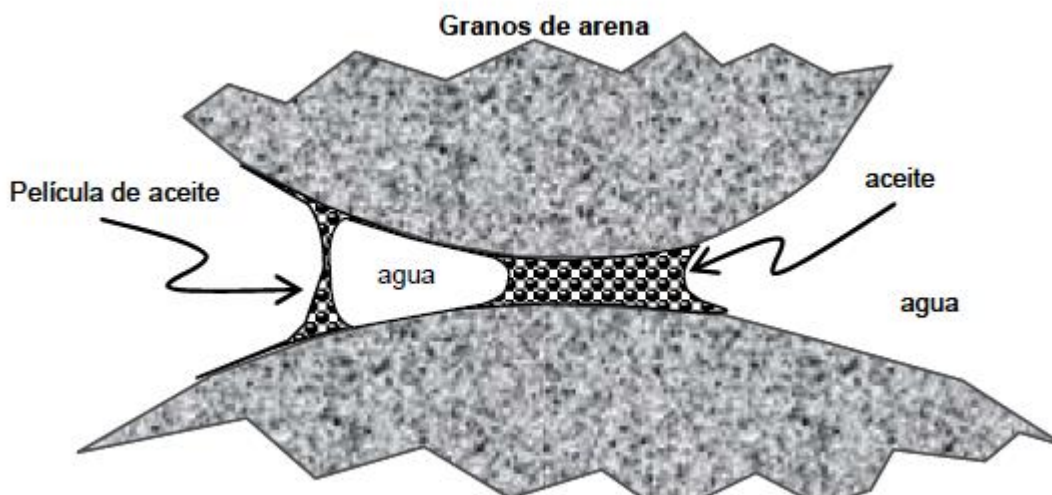


Figura III. 6 Distribución de aceite en un poro mojado por aceite (Cooke Jr., 1974).

III.3.3.4.2 Consumo del álcali

Existen otras reacciones que consumen la concentración de álcali afectando directamente en su desempeño, causando que su proceso de inyección no sea exitoso. Dicha pérdida de álcali cuenta con un mayor índice de riesgo a que sucedan cuando se cuentan en presencia de arcillas (montmorillonita, illita, clorita, etc.), otros aluminosilicatos (feldespatos, etc.) carbonatos y sulfonatos (calcita, dolomita, gipsonita, anhidrita, etc.). La pérdida de álcali que generan estos minerales se puede dar debido a los siguientes mecanismos (Mohnot, 1989):

1. Intercambio iónico superficial.
2. Reacciones iónicas.
3. Precipitación de hidróxidos.
4. Formación de nuevos minerales
5. Precipitación de silicatos.
6. Precipitación de carbonatos.

III.3.3.5 Procedimiento de inyección de álcali

Consiste en inyectar un prefluido de agua compatible con el yacimiento para así acondicionar el yacimiento, posteriormente se inyecta el bache de la solución alcalina, seguido de la inyección del fluido desplazante. Con esto se formará un banco de aceite delante del frente de invasión y detrás del frente la se tendrá la combinación de aceite residual y agua.

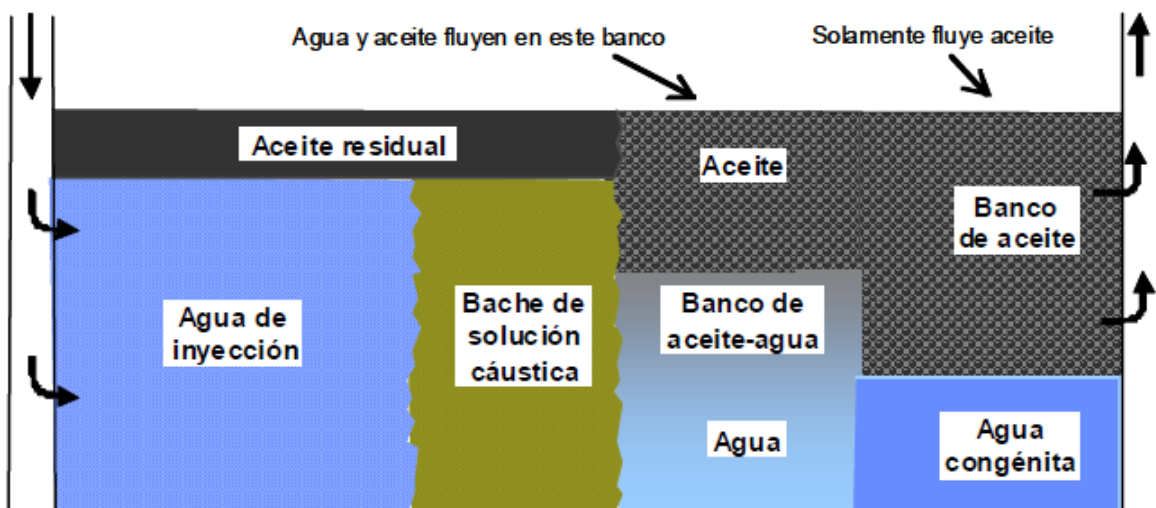


Figura III. 7 Procedimiento de inyección de álcali (Medina, 2010).

III.3.4 Tensoactivos

Los surfactantes son compuestos con actividad interfacial conocidos también como anfífilos o tensoactivos debido a su naturaleza dual. Estos, tienen la propiedad de acumularse en la interfase agua-aceite disminuyendo la tensión interfacial. Los surfactantes están compuestos, por una porción no polar (lipofílica en forma de cadena larga: denominada cola) y una porción polar (hidrofílica: denominada cabeza). En la Figura III. 9 se observa una representación esquemática de un tensoactivo.

Este proceso conlleva el adicionar tensoactivos o surfactantes en superficie al agua de inyección con el fin de disminuir la tensión interfacial agua-aceite, ocasionando una mejor recuperación de aceite (Lake L. W., 1989).

En la Figura III. 8 se observa una representación de la estructura molecular de algunos de los surfactantes más utilizados en la industria petrolera.

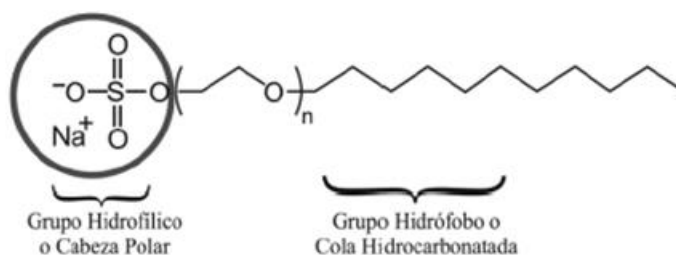
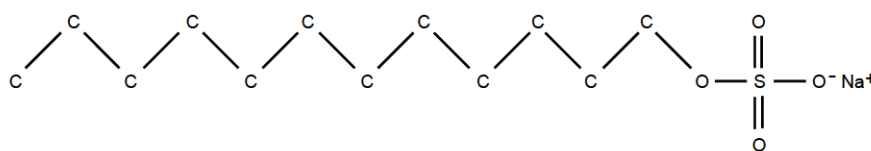
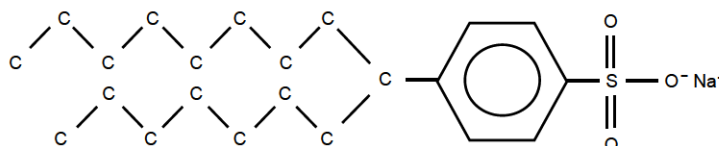


Figura III. 9 Molécula de tensoactivo (Lake L. W., 1989).



(a) Sulfato dodecil sodico



(b) Sulfonato Texas No. 1

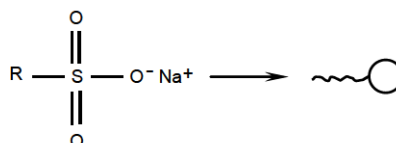


Figura III. 8 Ejemplos de tensoactivos aniónicos (Lake L. W., 1979).

III.3.4.1 Clasificación de tensoactivos

Los surfactantes se clasifican principalmente en cuatro grupos dependiendo principalmente de su polaridad (Lake L. W., 1989):

- **Aniónicos:** Tan requeridos por su electroneutralidad, la molécula del surfactante aniónico (cargado negativamente, en contraposición al monómero) se descarga con un catión metálico inorgánico (generalmente sodio) asociado con el monómero. En una solución acuosa, la molécula ioniza a los cationes libres y a los monómeros aniónicos. Los surfactantes aniónicos son los más comunes para este tipo de recuperación mejorada debido a que son buenos surfactantes, relativamente resistentes a la retención, estables, y pueden obtenerse de forma relativamente económica.
- **Catiónicos:** Si la parte polar tiene carga positiva, los surfactantes son catiónicos. En este caso, la molécula del surfactante contiene un anión inorgánico para balancear la carga. Los surfactantes catiónicos se usan muy poco en recuperación mejorada, debido a que son fuertemente adsorbidos por las superficies aniónicas de las arcillas.
- **No-iónicos:** Son una clase de surfactantes que han sido extensivamente utilizados en el desplazamiento micelar, principalmente como cosurfactantes pero que se han incrementado hasta emplearse como surfactantes primarios. Estos surfactantes no forman enlaces iónicos, sino que cuando se disuelven en soluciones acuosas, presentan propiedades de surfactantes por su contraste de electronegatividad entre sus constituyentes. Los surfactantes no-iónicos son mucho más tolerantes a la alta salinidad que los aniónicos debido a su alta tolerancia a la dureza y fuerza iónica.
- **Anfotéricos:** Esta clase de surfactantes contiene aspectos de dos o más de las otras clases. Por ejemplo, un anfotérico podría contener tanto un grupo aniónico como un grupo no-polar. Estos surfactantes no se han utilizado en la recuperación de aceite.

La clasificación anterior se puede ejemplificar en la Figura III. 10.




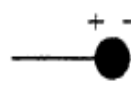
 Anionics	 Cationics	 Nonionics	 Amphoterics
Sulfonates Sulfates Carboxylates Phosphates	Quaternary ammonium organics, pyridinium, imidazolinium, piperi- dinium, and sulfonon- ium compounds	Alkyl-, Alkyl- aryl-, acyl-, acylamido-, acyl- aminopolyglycol, and polyol ethers Alkanolamides	Aminocarboxylic acids

Figura III. 10 Clasificación de tensoactivos (Lake L. W., 1979).

El surfactante más utilizado en la recuperación mejorada es el sulfonato de sodio, esto debido a su bajo costo, a su fácil obtención y a su gran actividad interfacial.

La interacción de tensoactivos con rocas carbonatadas es totalmente diferente a la interacción con areniscas, debido a la complejidad relacionada con los medios calcáreos como; la mineralogía, las cargas superficiales, el ambiente de depósito etc.

III.3.4.2 Comportamiento de los tensoactivos

Cuando una concentración baja de surfactante es agregada a un disolvente, las moléculas del surfactante tienden a absorberse en la interfase entre dos fluidos, lo que causa una disminución en la tensión interfacial. Realizando una adición continua de tensoactivo a la disolución, la tensión interfacial seguirá disminuyendo hasta un punto tal que la interfaz estará saturada en su totalidad de tensoactivo lo que ocasionará que la tensión interfacial ya no disminuya más. Al punto de concentración de tensoactivo donde ocurre este fenómeno se le llama **concentración micelar crítica**. A partir de este punto es cuando las moléculas de tensoactivos tenderán a asociarse formando micelas.

En la Figura III. 11 se observa el comportamiento anteriormente descrito donde las micelas son esquemáticas, ya que estas no son estáticas y pueden tomar varias formas (Shah, 1977).

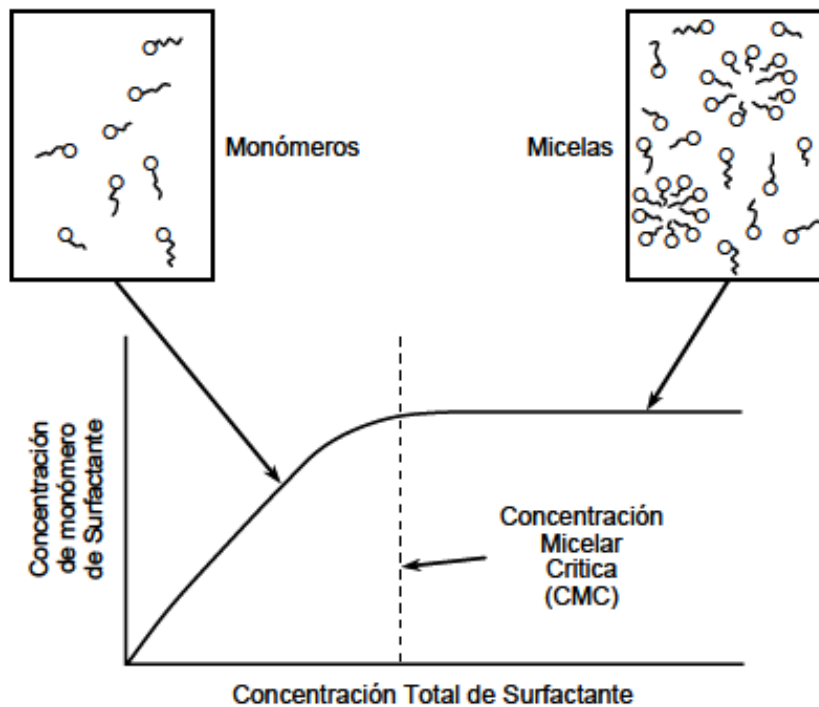


Figura III. 11 Definición esquemática de la CMC (Lake L. W., 1989).

La concentración micelar crítica es muy pequeña variando del orden de 10^{-5} a 10^{-4} kg-mol/m³, debido a ello la concentración de surfactantes utilizadas en recuperación mejorada es del orden de 102 kg-mol/m³ (Lake L. W., 1989).

El comportamiento de fase se ve altamente afectado por la salinidad. Por ejemplo, a baja salinidad un surfactante exhibirá buena solubilidad en la fase acuosa y una solubilidad reducida en la fase oleosa. Debido a ello se observarán diferentes comportamientos dependiendo de la salinidad del medio acuoso.

El primero de ellos será cuando en una composición general, cerca del límite salmuera-aceite se separe en dos fases: una fase que será aceite y otra fase que estará constituida como una emulsión que contendrá salmuera, surfactante y un poco de aceite que se encontrará hinchando a micelas.

La Figura III. 12 ilustra de manera adecuada el comportamiento donde el surfactante tenderá a formar micelas a bajas concentraciones de salinidad en la fase acuosa entrapando aceite mejor conocido como Winsor tipo II(-).

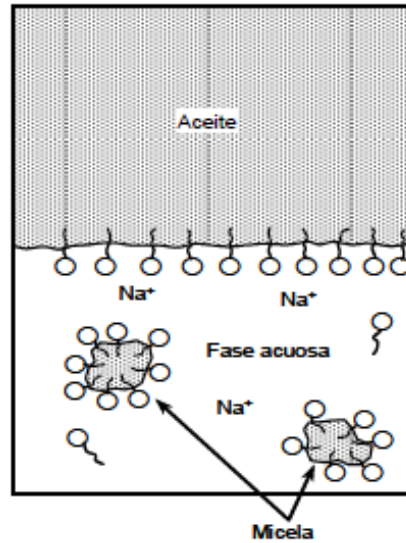


Figura III. 12 Representación gráfica del comportamiento de fase tipo II(-) (Lake L. W., 1989).

Por otro lado, a salinidades altas un surfactante exhibirá buena solubilidad en la fase oleosa y una solubilidad reducida en la fase acuosa. Se estarán formando dos fases: una de salmuera y una emulsión dentro de micelas invertidas que consistirán en aceite, surfactante y salmuera.

En la Figura III. 13 se observa el comportamiento donde el surfactante tenderá a formar micelas a altas concentraciones de salinidad en la fase oleosa atrapando salmuera mejor conocido como Winsor tipo II(+).

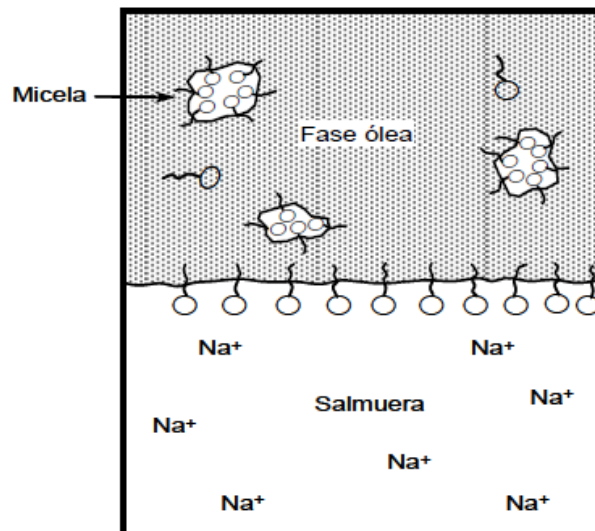


Figura III. 13 Representación del comportamiento de fase tipo II(+)
(Lake L. W., 1989).

A salinidades intermedias existirá un cambio continuo entre los sistemas anteriormente descrito, lo que ocasionará que exista un rango de salinidad en donde se forme una tercera fase rica en surfactante como se muestra en la Figura III. 14. En la Figura III. 14 se observan 3 fases: una de aceite, una de salmuera y una emulsión cuya composición está representada por un punto invariante y además de ello, ahora se tendrán dos interfaces originando dos tensiones interfaciales: emulsión y aceite (σ_{eo}) y otra de emulsión y agua (σ_{ew}). Este sistema es conocido como Winsor tipo III.

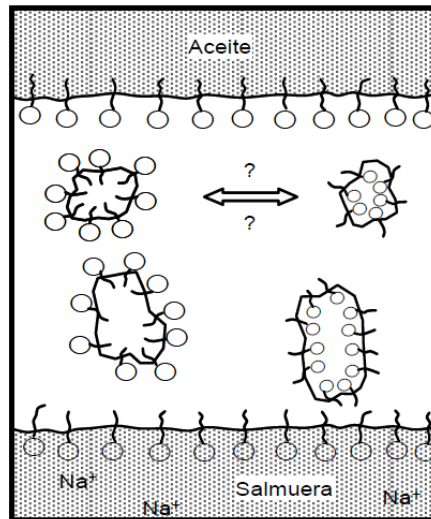


Figura III. 14 Representación del comportamiento de fase tipo III (Lake L. W., 1989).

Este modelo es de suma importancia ya que es en esta zona en donde se obtiene la tensión interfacial mínima y el valor máximo del parámetro de solubilización. Asimismo, se observa que existe una salinidad en la cual los valores de tensión interfacial son iguales y los suficientemente bajos para obtener una recuperación de aceite extra, a esta salinidad se le conoce como **salinidad óptima**.

III.3.4.3 Estudios de la estructura del surfactante

Cuando se aumenta el extremo de la parte no-polar del surfactante aumentará la solubilidad de este en el aceite. La medición de la competencia de las partes hidrofílicas y lipofílicas indicarán la solubilidad del aceite.

Una medición de las competencias de las partes hidrofílicas y lipofílicas del surfactante es el número de balance hidrofílico-lipofílico (HLB), para ciertos tipos de surfactantes, este número estará relacionado con la estructura molecular.

Capítulo III. Recuperación Secundaria y Mejorada.

Para llevar a cabo ajustes de solubilidad de surfactantes se utilizan cosurfactantes que ocasionan que sea más soluble en agua el surfactante y alcoholes de alto peso molecular, incrementando la solubilidad de estos en la fase oleosa.

III.3.4.4 Reacción de los surfactantes con las propiedades del aceite

Los aceites con densidad relativa alta tienden a ser ricos en ácidos orgánicos, por lo que la solubilidad del surfactante en aceite es menor en aceites de alta gravedad específica (Wyatt, 2002).

III.3.4.5 Factores que afectan el desplazamiento por surfactantes.

Las interacciones roca-fluidos que afectan al desplazamiento por surfactantes son las siguientes (Baviere M. , 1991):

- Adsorción
- Intercambio catiónico
- Fenómeno de precipitación-disolución
- Fenómeno capilar
- Dispersión

El fenómeno de más estudio es el de la adsorción del surfactante debido al gran impacto económico que este proceso genera en el proyecto. La adsorción se presenta por la atracción entre el surfactante y las superficies de los minerales que componen la roca. Estas fuerzas dependerán directamente del tipo de surfactante y de la naturaleza de la superficie.

III.3.4.6 Adsorción de Surfactantes

La adsorción de tensoactivos en la interface sólido-líquido depende de lo siguiente:

1. La naturaleza química de la superficie (adsorbente).
2. La naturaleza química del tensoactivo.
3. Las características de la fase acuosa.

III.3.4.7 Mecanismos de desplazamiento

Los principales mecanismos de desplazamiento son los siguientes (Wagner, 1966):

- Disminución de la tensión interfacial agua-aceite a valores ultra bajos: Las fuerzas capilares que entrapan el aceite son parcialmente eliminadas.

Capítulo III. Recuperación Secundaria y Mejorada.

- Debido a micelas: Se transportan grandes cantidades de aceite atrapadas en las micelas formadas por el surfactante. es por formación de emulsiones, las micelas estabilizan las emulsiones.
- Cambio de mojabilidad: El ángulo de contacto se modifica causando una mojabilidad intermedia. Cuando la roca es mojabable por aceite, puede entrar en poros pequeños y atraparse en ellos. Al modificarse la mojabilidad, el agua sustituirá al aceite en los poros pequeños, provocando su salida.
- Presencia de microemulsiones: Estas presentan una viscosidad igual o mayor al aceite mejorando la relación de movilidades.

III.3.4.8 Procedimiento de inyección

El esquema tradicional de inyección que se ilustra en la Figura III. 15 se describe a continuación:

1. Se inyecta un volumen de salmuera con el fin de cambiar la salinidad del agua de formación.
2. Se agrega un bache de pre flujo (sacrificado) con el fin de disminuir la retención de surfactante en la formación.
3. Se inyecta el bache de surfactante el cual puede ser empujado con una solución polimérica para mejorar la relación de movilidades.
4. Se inyecta un bache de solución polimérica más diluido con el fin de proteger el que anteriormente se inyectó.
5. Se procede con la inyección de agua para empujar los baches anteriormente inyectados con el fin de trasladarlos hacia los pozos productores.

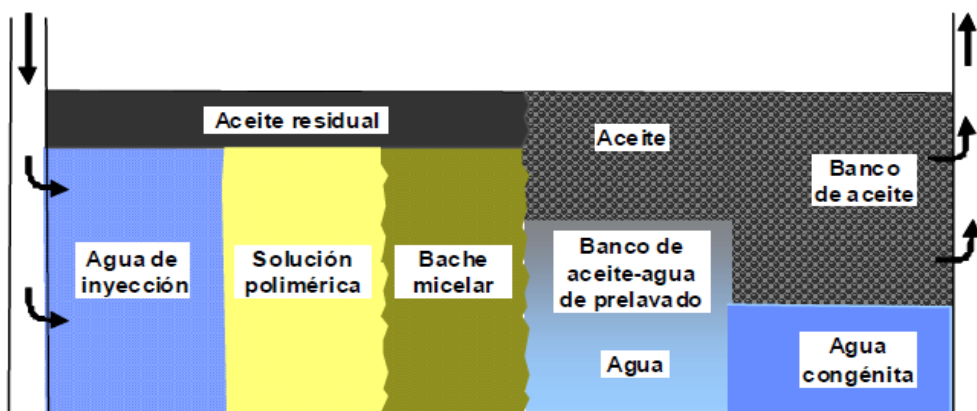


Figura III. 15 Procedimiento de inyección de surfactante (Medina, 2010).

III.3.5 Inyección de ASP

De los procesos de recuperación mejorada anteriormente clasificados, la inyección de surfactantes controlada con polímeros técnicamente ha sido el más eficiente (Lake L. W., 1979). Sin embargo, se debe de tener mucho cuidado en su aplicación debido a los altos costos que este proceso implica.

En cuanto a los desplazamientos por inyección de álcali y de polímeros (por separado) son poco rentables y manejan un alto grado de incertidumbre debido a la gran concentración requerida de estos químicos y a la pérdida que se genera en el medio causando un efecto negativo (Baviere M. , 1991).

Es por esto que se han generado alternativas para obtener una menor incertidumbre en el proceso, disminuir pérdida de químicos, costos y con ello aumentar su rentabilidad e implementación (Baviere M. G., 1995).

De la misma manera, se han estudiado/probada combinación de los químicos álcali, surfactante y polímero, en la recuperación mejorada. A esto se conoce como inyección ASP, en esta técnica se enfatiza la inyección de álcali debido a su bajo costo en comparación con los surfactantes.

III.3.5.1 Efecto combinado álcali, surfactante y polímero (ASP).

El método se basa en la inyección en combinación del surfactante con polímero, y álcali para promover la disminución, de la tensión interfacial, así como una menor la pérdida de agentes químicos por adsorción. esta técnica es más económica y eficiente ya que se puede obtener mayor recuperación de aceite. El álcali reacciona con los componentes orgánicos del aceite formando tensoactivos naturales "in-situ" que interactúan con los surfactantes de la mezcla introducida, produciendo valores ultra bajos de tensión interfacial.

El efecto buscado con la combinación al momento de la inyección de estos tres agentes químicos es el de remplazar los agentes químicos con mayor costo (surfactante y polímero). la proporción de la combinación de estos agentes dependerá directamente de las características del medio donde sean aplicados, ver Figura III. 16. Al inyectar ASP se combinan los mecanismos listados en la Tabla III. 3.

Capítulo III. Recuperación Secundaria y Mejorada.

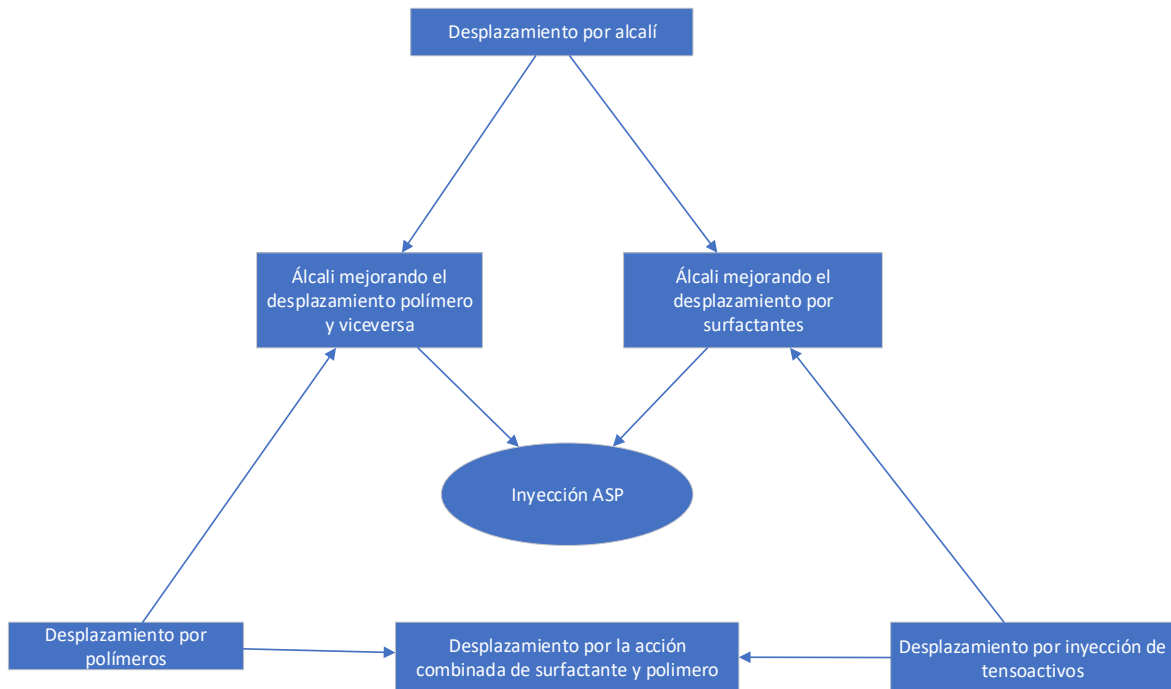


Figura III. 16 Evolución de la inyección de ASP (Baviere M. , 1991).

Tabla III. 3 Mecanismos de inyección de ASP (Wyatt, 2002).

Agente químico	Función	Mecanismos de desplazamiento
Álcali	Incrementa el pH, lo cual saponifica el aceite.	Disminuye la TIF
	Incrementa el esfuerzo iónico, lo cual altera el perfil de pH para la saponificación.	Disminuye la TIF
	Incrementa el esfuerzo iónico, lo cual altera el coeficiente de partición.	Regula el comportamiento de fase
	Incrementa la densidad de carga negativa sobre la roca.	Disminuye la adsorción de químicos
	Incrementa la densidad de carga negativa sobre la roca.	Hace a la roca más mojable por agua.
Surfactante	Se adsorbe en la interfase agua-aceite	Disminuye la TIF
	Forma micelas mixtas en la emulsión generada in-situ.	Amplia el rango de concentración de álcali para obtener la mínima TIF
Polímero	Incrementa la viscosidad del agua.	Disminuye la movilidad del agua

Polímero	Se adsorbe a la roca disminuyendo la permeabilidad efectiva al agua.	Disminuye la movilidad del agua
-----------------	--	---------------------------------

III.3.5.2 Alternativas de inyección

Se ha planteado que el objetivo principal de la inyección ASP es el de disminuir costos a través de la inyección en mayor proporción de álcali. Sin embargo, se puede variar la proporción de cada uno del agente inyectado en función del objetivo buscado. El álcali además de disminuir costos ayudará a dos objetivos más:

- Disminución de la tensión interfacial
- Disminución de la pérdida de químicos

En el primero de los casos se sugiere que los surfactantes formados “in-situ” no serán lo suficientemente óptimos para conseguir las tensiones interfaciales buscadas por lo que es necesario inyectar una cantidad pequeña de surfactantes como mezcla junto con el álcali, con el fin de conseguir valores ultra bajos de tensión interfacial (Nelson, 1984). Con el polímero obtendríamos un control de la movilidad de los baches inyectados incrementando la eficiencia de barrido tanto horizontal como vertical. Para que este método sea aplicable es necesario que el aceite tenga un $N_A \geq 0.5$.

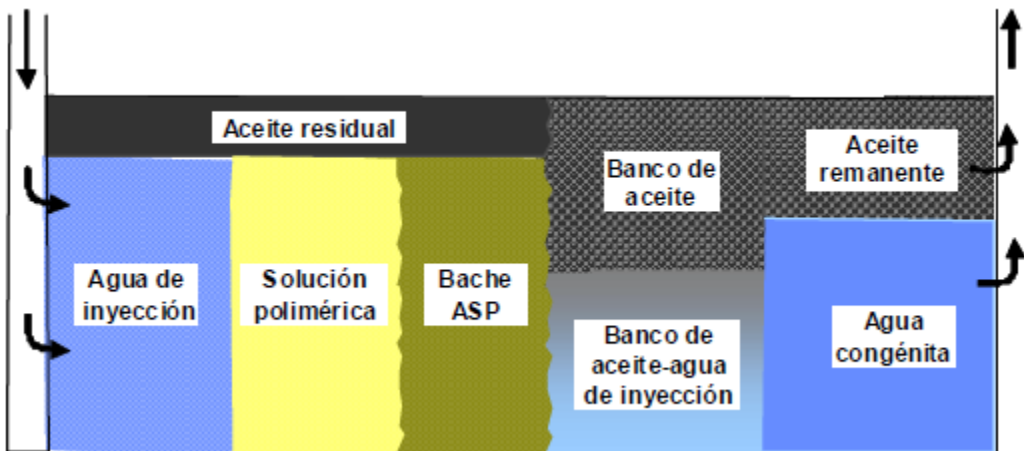


Figura III. 17 Procedimiento para disminuir TIF (Medina, 2010).

En el segundo de los casos el álcali sirve como agente de sacrificio, donde se inyecta como bache de prelavado por delante del bache conformado por tensoactivo y polímero con lo que se logra mejorar la efectividad del desplazamiento (Baviere M. , 1991).

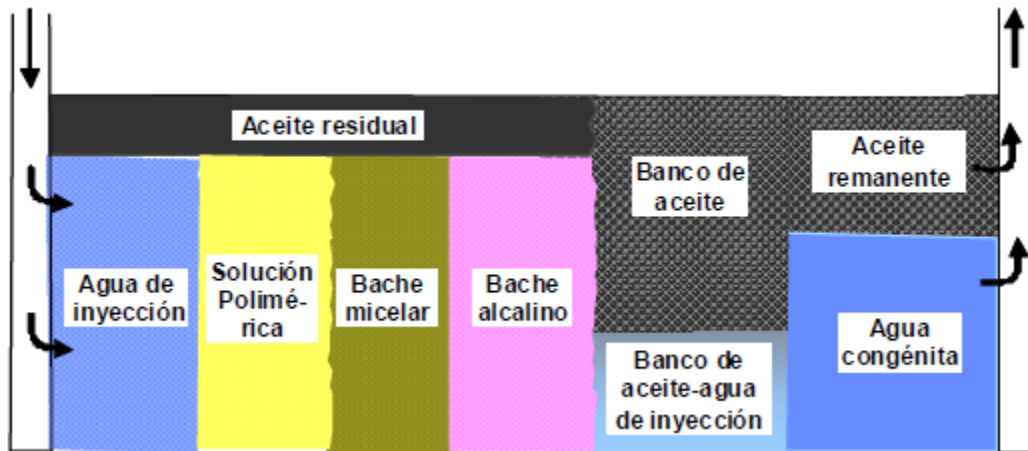


Figura III. 18 Procedimiento para disminuir la adsorción de químicos (Medina, 2010).

Algunas consideraciones importantes sobre este métodos son:

1. En algunos experimentos se ha demostrado que a bajos gastos de inyección incluyendo polímeros se han obtenido mejores factores de recuperación que si no se incluyeran en la mezcla de inyección.
2. La adición de surfactantes afectará el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa causando un incremento en la permeabilidad relativa del agua mientras conforme decrementa la tensión interfacial.
3. La relación de permeabilidades relativas agua a aceite incrementa con forme la tensión interfacial disminuye.
4. La adición de surfactantes cambia los procesos de flujo en pruebas de laboratorio. Esto es debido a la creación de emulsiones con la adición de surfactantes produciendo un incremento en la recuperación de aceite a altos gastos.

IV. Principios de la evaluación económica.

Uno de los objetivos del presente trabajo es tener en cuenta la combinación de los aspectos técnicos y económicos para poder llevar a cabo una correcta evaluación y de esta manera poder seleccionar el mejor proyecto de Recuperación Secundaria y/o Mejorada que mejor rentabilidad y por lo tanto más ganancias.

IV.1 Metodología FEL

La metodología *Front End Loading* (FEL) surge en 1987 con el fin de mantener un orden en el desarrollo de procesos y proyectos de una empresa. Dicha metodología está basada en métodos clásicos matemáticos, estadísticos, analíticos, entre otros, que establecen lineamientos a seguir para garantizar la rentabilidad y éxito de los estudios realizados; jugando un papel importante para reducir costos, obtener una buena planeación y con ello, aumentar el rendimiento de nuestro proyecto. Así mismo, con ésta se determina y se define el alcance de un proyecto con el fin de lograr los objetivos planteados desde un principio por parte de la empresa, tratando de minimizar variables como el tiempo y costos del proyecto y con ello, asegurando la rentabilidad a nivel económico, operativo y técnico (Facultad de Ingeniería, UNAM, 2010).

Las fases que comprende la metodología FEL son las siguientes:

IV.1.1 Visualización (FEL I)

En esta etapa se evalúa la mayoría de incertidumbres mayores y riesgos, identificación de tecnologías, definición de costos Clase V ($\pm 50\%$ – 30% rango de exactitud del costo de inversión), la definición y la documentación de los escenarios más factibles generados mediante una lluvia de ideas sobre los escenarios de explotación que puedan generar al caso base. Observando fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas (análisis FODA) se categorizan las decisiones con el objetivo de identificar y evaluar la factibilidad técnico-económica, en forma preliminar, de todos los esquemas posibles que el equipo de trabajo visualice para la materialización de nuevas oportunidades. En esta fase se cuenta con la integración y participación de todas las organizaciones y corporaciones que tengan relación con el proyecto.

IV.1.2 Conceptualización (FEL II)

Aquí es donde se evalúan con más profundidad los escenarios identificados y las soluciones tecnológicas incorporadas en la etapa anterior realizando la cuantificación de las diferentes variables técnicas y económicas con el objetivo de seleccionar el mejor escenario basado en la cuantificación de riesgos e incertidumbres, la evaluación económica realizada, así como la ingeniería conceptual del mismo.

En esta etapa también se conceptualiza de mejor forma los costos del proyecto para llevarlos a ser Clase IV ($\pm 25\% - 15\%$) con el objetivo de planear opciones para el desarrollo del proyecto, además de su ciclo de vida y de esta manera, poder seleccionar la mejor opción económica, de bajo riesgo e incertidumbre.

IV.1.3 Definición (FEL III)

Teniendo bien definido el escenario seleccionado en la etapa de conceptualización, esto mediante la ejecución de la ingeniería básica, análisis de incertidumbre, costos, economía, y documentación para la autorización del proyecto. En esta fase el entregable consolida el desarrollo del escenario seleccionado en la Conceptualización, el cual contiene el valor generado, el plan de mitigación de riesgos, la ingeniería básica del proyecto y la economía asociada.

Visualización	Conceptualización	Definición
<ul style="list-style-type: none">• Objetivo: Definir un caso de negocio y entender alternativas.• Actividades: Establecer los posibles escenarios y proveer documentos de soporte Técnico-Económico.• Costos: Clase V $\pm 50\% - 30\%$	<ul style="list-style-type: none">• Objetivo: Validar el caso de negocio y seleccionar el mejor escenario.• Actividades: Evaluar los escenarios y realizar una prueba de concepto.• Costos: Clase IV – II $\pm 25\% - 15\%$	<ul style="list-style-type: none">• Objetivo: Diseño de ingeniería.• Actividades: Plan de ejecución y presupuesto.• Costos: Clase II $\pm 15\% - 10\%$

Figura IV. 1 Conceptos fundamentales de la metodología FEL. Adaptada: (Cuevas, 2011).

El principal objetivo de esta fase es desarrollar el alcance del proyecto y los planes de ejecución del escenario seleccionado para precisar el valor económico esperado, así como su incertidumbre y riesgo. Asegurar que se cumplen los objetivos de negocio, solicitar la autorización del proyecto y los fondos para la ejecución del mismo.

En la Figura IV. 1 se observa esquemáticamente los puntos más importantes de cada una de las etapas de la metodología FEL.

En México, desde el año 2003; aproximadamente, se aplica la metodología VCD (Visualización, Conceptualización, Definición), que toma los mismos principios de la metodología FEL pero que son acorde a la industria petrolera mexicana (Figura IV. 2).



Figura IV. 2 Metodología VCD (PEMEX).

IV.2 Evaluación determinística

Para poder llevar a cabo una correcta evaluación económica se necesita tener un claro entendimiento de cada una de las variables principales que determinarán el

valor de cada uno de los proyectos y con los cuales se podrán obtener los índices para evaluarlos.

Las variables antes mencionadas se describen a continuación.

IV.2.1 Variables económicas

IV.2.1.1 Pronósticos de producción

Es la cuantificación de la producción que se obtendría de acuerdo al conocimiento del principal mecanismo de producción, combinada con la productividad de pozos y de las condiciones de explotación. Con esto se conocerá el comportamiento de la producción pasado, presente y realizando un pronóstico de la futura. Información que será indispensable para poder obtener una correcta evaluación económica.

En este trabajo, los pronósticos de producción se obtuvieron a partir de la simulación numérica de la inyección de los diferentes tipos de recuperación secundaria (inyección de agua) y recuperación mejorada (métodos químicos).

IV.2.1.2 Precios de los hidrocarburos

Es la cantidad monetaria que adquiere el hidrocarburo como valor. En el caso del aceite este tendrá como estándar el costo en dólares por barril de aceite y del gas en dólares por BTU. El precio del barril de aceite es uno de los parámetros con mayor volatilidad e incertidumbre dentro de las variables económicas, ya que depende directamente de la oferta y demanda de los hidrocarburos.

IV.2.1.3 Costos

Son el valor monetario de los recursos que se entregan o prometen entregar, a cambio de bienes o servicios que se adquieren. Los costos se pueden clasificar en dos tipos de manera operativa, estos son (Peñaloza, 2008):

- **Costos fijos:** Son aquellos cuyo importe permanece constante, independientemente si existen variaciones de la actividad de la empresa. Se identifican debido a que; sin importar si existen cambios en la producción, si se vendan o no los hidrocarburos, estos deben de ser solventados por la empresa.

Capítulo IV. Principios de la evaluación económica.

- Costos variables: Son aquellos costos que varían a razón proporcional, de acuerdo con el volumen de las actividades desempeñadas por la empresa. Son los costos por producir o vender.

IV.2.1.4 Inversiones

La inversión consiste en la aplicación de recursos financieros a la creación, renovación, ampliación o mejora de la capacidad operativa de la empresa (Tarrago, 1986). Esto con el fin de permitir a la actividad empresarial cumplir con los objetivos del proyecto en el tiempo establecido.

IV.2.1.5 Tiempo

El tiempo es una de las variables más importantes para cualquier proyecto, ya que tanto, el valor del dinero y las condiciones del mercado irán cambiando a través de este de forma sustancial. Es por ello que uno de los objetivos del presente trabajo es determinar el tiempo de aplicación de método de Recuperación Secundaria y/o Mejorada que de una mejor respuesta en cuanto a incertidumbre y ganancia.

IV.2.2 Indicadores económicos

IV.2.2.1 Valor presente neto (VPN)

Es uno de los indicadores económicos más utilizados para la toma de decisiones ya que permite conocer el valor del dinero en el año 0 a través del traslado de flujos de efectivo futuros (tanto positivos como negativos) que se generan en un proyecto mediante una tasa de interés de cuenta. Este valor permitirá conocer las ganancias o pérdidas totales del proyecto generadas en el presente (Baca, 1992).

El VPN se calcula de la siguiente manera:

$$VPN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{FE_t}{(1+i)^t} \quad (\text{IV. 1})$$

Donde:

VPN : Valor Presente Neto.

I_0 : Inversión inicial.

Capítulo IV. Principios de la evaluación económica.

FE_t : Flujo de efectivo neto del periodo t.

n : Número de periodos de vida.

i : Tasa de interés.

Con el fin de aprobar o negar la realización del proyecto, se utilizan los siguientes parámetros de VPN:

- Cuando $VPN > 0$, significa que habrá ganancias con el proyecto por lo tanto conviene el ser efectuado.
- Cuando $VPN = 0$ es indistinta la realización del proyecto, ya que lo que estará pasando es que únicamente se estará recuperando la inversión.
- Cuando $VPN < 0$ no conviene ser efectuado debido a que habrá pérdidas.

IV.2.2.2 Valor presente inversión (VPI)

Es el valor de la inversión al día de hoy. Valor presente de las inversiones realizadas durante el horizonte de evaluación de un proyecto (Pappas, 1980).

IV.2.2.3 Índice de rentabilidad (VPN/VPI)

También conocido como índice de utilidad o eficiencia de la inversión. Es otro criterio que se debe tener en cuenta para seleccionar la mejor alternativa de un proyecto, el cual indica cuál es la utilidad por cada unidad monetaria invertida, definido por la siguiente relación (Glinz, 2007):

$$\frac{VPN}{VPI} \quad (IV. 2)$$

Donde:

VPI : Valor presente de la inversión.

VPN : Valor presente neto.

IV.2.2.4 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Se define como la tasa de interés que reduce a cero el valor presente equivalente de una serie de ingresos y egresos (Cross Bu, 2001). Matemáticamente, es la tasa de interés a la cual el VPN se hace 0, es decir que es la tasa a la cual los flujos de

efectivo positivos y negativos (representando ingresos y egresos) se vuelven iguales.

La TIR cumple con la siguiente ecuación:

$$-I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Fe_t}{(1+i)^t} = 0 \quad (\text{IV. 3})$$

Donde:

$-I_0$: Inversión inicial

Fe_t : Flujo de efectivo neto del periodo t

n : Número de periodos de vida

i : Tasa de interés

t : Periodo del tiempo en el que se encuentra el proyecto

IV.2.2.5 Periodo de recuperación de inversión (PRI)

Indicador que determinará la medida del plazo (meses/año) de tiempo que se requerirá para que los flujos de efectivo netos recuperen su costo o inversión inicial. Esto ayudará a medir la liquidez del proyecto como también el riesgo relativo (Pappas, 1980). Entre menor sea el PRI significa que se recuperará más rápido la inversión y en ese momento se generan las ganancias del proyecto.

IV.2.2.6 Relación Beneficio/Costo

Indica cuantos pesos o dólares se recuperarán por cada peso o dólar que se invierta, es conocer en buena medida la rentabilidad de la inversión.

Este indicador se define como el cociente del valor actual de los ingresos netos y la inversión inicial (C). En términos de VPN, la relación se calcula de la siguiente manera:

$$R_{bc} = \frac{VPN + C}{C} \quad (\text{IV. 4})$$

Donde:

R_{bc} = Relación beneficio/costo.

C = Inversión inicial

IV.2.2.7 Límite Económico

Es el punto en el cual los ingresos obtenidos por la venta de los hidrocarburos se igualan a los costos incurridos por su explotación, es decir, es el punto máximo del acumulado de flujo de efectivo antes de impuestos (Pappas, 1980).

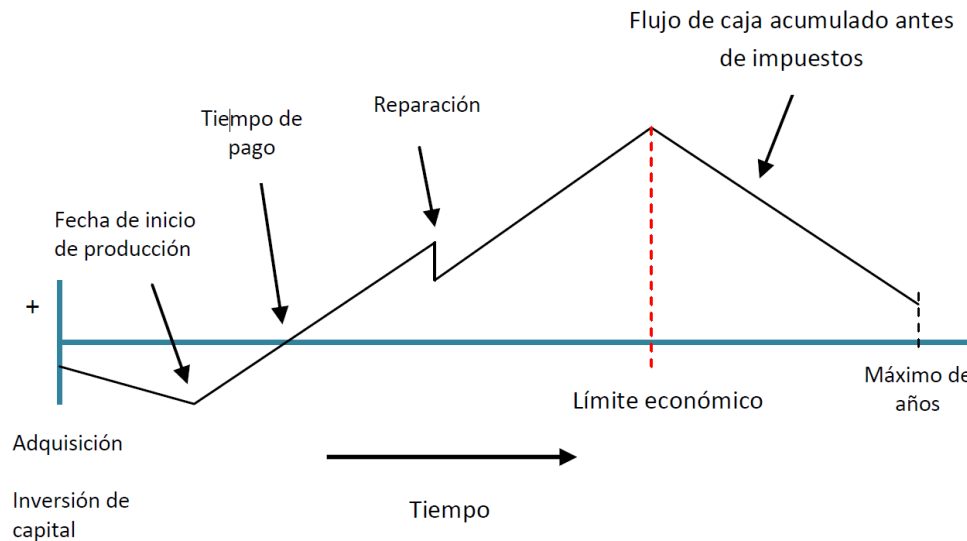


Figura IV. 3 Representación gráfica de límite económico (Pappas, 1980).

IV.3 Evaluación probabilista y análisis de riesgo

Debido a la presencia de riesgos en los proyectos que se llevan a cabo en la industria petrolera, existe la necesidad de la utilización de métodos sofisticados de análisis de riesgos. Dichos análisis indican cuales son las variables que más afectan sobre los resultados económicos del proyecto.

IV.3.1 Conceptos de probabilidad

IV.3.1.1 Media aritmética

Es un valor obtenido al sumar los valores de un conjunto y dividirlo entre el número de elementos de dicho conjunto, es decir un promedio. Se representa con la siguiente ecuación (Neri, 2017):

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (\text{IV. 5})$$

Donde:

\bar{x} : Media aritmética

n : Número de elementos

x_i : Elemento i

IV.3.1.2 Desviación estándar

Es una medida de centralización o dispersión para variables de razón y de intervalo, de gran utilidad en la estadística descriptiva. Es la raíz cuadrada de la varianza.

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^n \frac{(x_i - \bar{x})^2}{n - 1}} \quad (\text{IV. 6})$$

Donde:

\bar{x} : Media aritmética

n : Número de elementos

x_i : Elemento i

IV.3.2 Distribuciones de probabilidad

Una distribución de probabilidad indica toda la gama de resultados posibles de un experimento, es decir, se describe la probabilidad de que un evento se realice en el futuro, constituye una herramienta fundamental para la prospectiva, puesto que se puede diseñar un escenario de acontecimientos futuros considerando tendencias actuales de diversos fenómenos naturales.

La distribución de probabilidad de un conjunto de valores de una variable aleatoria “ x ”, es una función que asigna a cada valor de la variable “ x ” la probabilidad de que dicho valor aparezca.

Cuando la variable aleatoria toma valores en el conjunto de los números reales, la distribución de probabilidad está completamente especificada por la función de la distribución, cuyo valor en cada real “ y ” es la probabilidad de que la variable

aleatoria sea menor o igual que “y”. Las distribuciones de probabilidad más utilizadas en a la industria petrolera son las siguientes (Neri, 2017):

- Distribución normal
- Distribución triangular
- Distribución log-normal
- Distribución uniforme

IV.3.3 Teorema del límite central

El teorema del límite central es (Mayer, 1986):

- Si la gama de valores muestreada está distribuida de manera normal, la distribución de los valores medios de la muestra estará normalmente distribuidos respecto a todos los tamaños muestrales.
- Si la gama de valores no es normal, la distribución de los valores medios de la muestra será aproximadamente normal respecto a un tamaño de muestra grande.

IV.3.4 Valor esperado

Es la suma de la probabilidad de que ocurra cada suceso por su valor. Es el promedio ponderado de todos los posibles resultados. Si un proyecto idéntico puede llevarse a cabo por varias ocasiones, entonces el promedio de los resultados debe de ser parecido al valor esperado (Stevenson, 1981).

IV.3.5 Análisis de sensibilidad

Es un estudio de la repercusión de las variables del costo y los beneficios tendrán sobre la rentabilidad del proyecto. Indica cual o cuales son las variables que más impactan en el proyecto. Se realiza con parámetros que tienen poca certeza de que ocurran. Existen diferentes métodos de análisis de sensibilidad como el diagrama de tornado y el diagrama de araña (Pappas, 1980).

IV.3.5.1 Diagrama de tornado

Es una representación visual de las variables que presentan mayor impacto dentro de un proyecto, facilitando el análisis económico, debido a que hace más simple el análisis de decisión descartando variables de menor impacto (Pappas, 1980).

IV.3.6 Árboles de decisión

Es una representación gráfica de una secuencia de eventos y posibles resultados. La mayoría de la toma de decisiones se efectúan por etapas y no sólo en un punto del tiempo. La decisión final se realizará por etapas y las decisiones subsecuentes dependerán de los resultados de las decisiones anteriores. La secuencia de acontecimientos puede representarse en forma similar a las ramas de un árbol (Glinz, 2007).

V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

En este capítulo se describe el procedimiento realizado para determinar y seleccionar (el o) los procesos de explotación (Recuperación Secundaria, Mejorada y/o Avanzada) apropiados, aplicables al campo “PUMA”, así como los periodos de aplicación, con el fin de aumentar el valor económico del proyecto y la vida productiva del campo. En este apartado únicamente fueron tomados aspectos técnicos para la selección.

V.1 Resumen del campo “Puma”

V.1.1 Ubicación e historia del campo

El campo “Puma” se encuentra en el estado de Veracruz, ubicado geológicamente en gran parte de la Cuenca Tampico-Misantla, tiene una longitud de 22 km y una amplitud de 9 km, con una superficie aproximada de 127 km², fue descubierto en mayo de 1930, viendo el inicio de su explotación hasta el 1932.

En 1951 se realizó una prueba piloto de inyección de agua con 28 pozos. En 1953 el campo tuvo su producción máxima de petróleo de 149 Mbpd, seguido de una caída de producción y un incremento en el corte de agua mostrando valores en los últimos años de 60 y 75%.

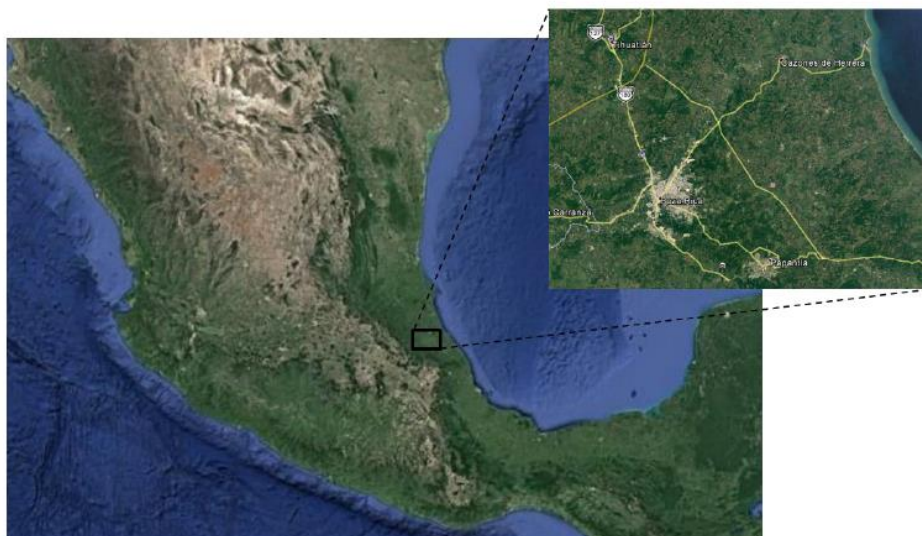


Figura V. 1 Localización del campo “PUMA” (Google Earth, 2019).

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

V.1.2 Características generales del campo

Es un campo de tipo bajo saturado, produce un hidrocarburo de 31 °api. al mes de junio del 2019 su producción de aceite y de gas asociado fue de 7.985 mbd y 7.595 mmpcd, respectivamente. La presión del campo es de 3555 psia.

V.1.3 Sistema petrolero

V.1.3.1 Roca generadora

De pruebas realizadas a núcleos y muestras de canal se conoce que las rocas generadoras de los hidrocarburos en la cuenca Tampico-Misantla pertenecen a las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta, del Jurásico Superior (Oxfodiano, Kimmeridgiano y Tithoniano, respectivamente).

Las rocas de la Formación Santiago son lutitas carbonatadas, negras, microlaminadas, limolitas arcillosas, mudstone arcilloso piritizados, y horizontes de nodos calcáreos. En donde su espesor bruto vario de 10 a 75 m.

V.1.3.2 Roca almacén

La roca almacenadora del campo “PUMA” es la formación Tamabra mostrando flujos carbonatados con rocas tipo caliza con detritos de aproximadamente 10 cm de diámetro y escasa presencia de flujos de detritos soportados por matriz, su espesor bruto fluctúa entre 70 y 100 m, y su espesor neto entre 50 y 80 m la cual se encuentra entre la formación Tamaulipas inferior y Agua Nueva.

V.1.3.3 Roca sello y trampa

La trampa en el campo “Puma” es de tipo mixta (estructurales-estratigráficas), en algunas partes se observan remanentes aislados comportándose como trampas estratigráficas, mientras que en otras partes son de tipo estructurales con anticlinales sutiles y con cierre en todas sus direcciones.

La roca sello principalmente es la Formación Agua Nueva del Cretácico Superior (calizas arcillosas), la cual sobreyace directa y concordantemente a la Formación Tamabra; la Formación Tamaulipas Superior cambia de facies con la Tamabra y constituye un sello lateral.

V.2 Modelo de Simulación Numérica de Yacimientos

V.2.1 Malla de simulación

El yacimiento se encuentra en un estado bajo saturado ($P_i=3,484$ psi), las dimensiones de la malla de simulación son de 180 ft en "X", de 150 ft en "Y" y de 30 en dirección "Z". La malla cuenta con un total de 4,056 bloques de los cuales se tienen 1,867 nulos debido a la formación de discordancias geológicas en el medio.

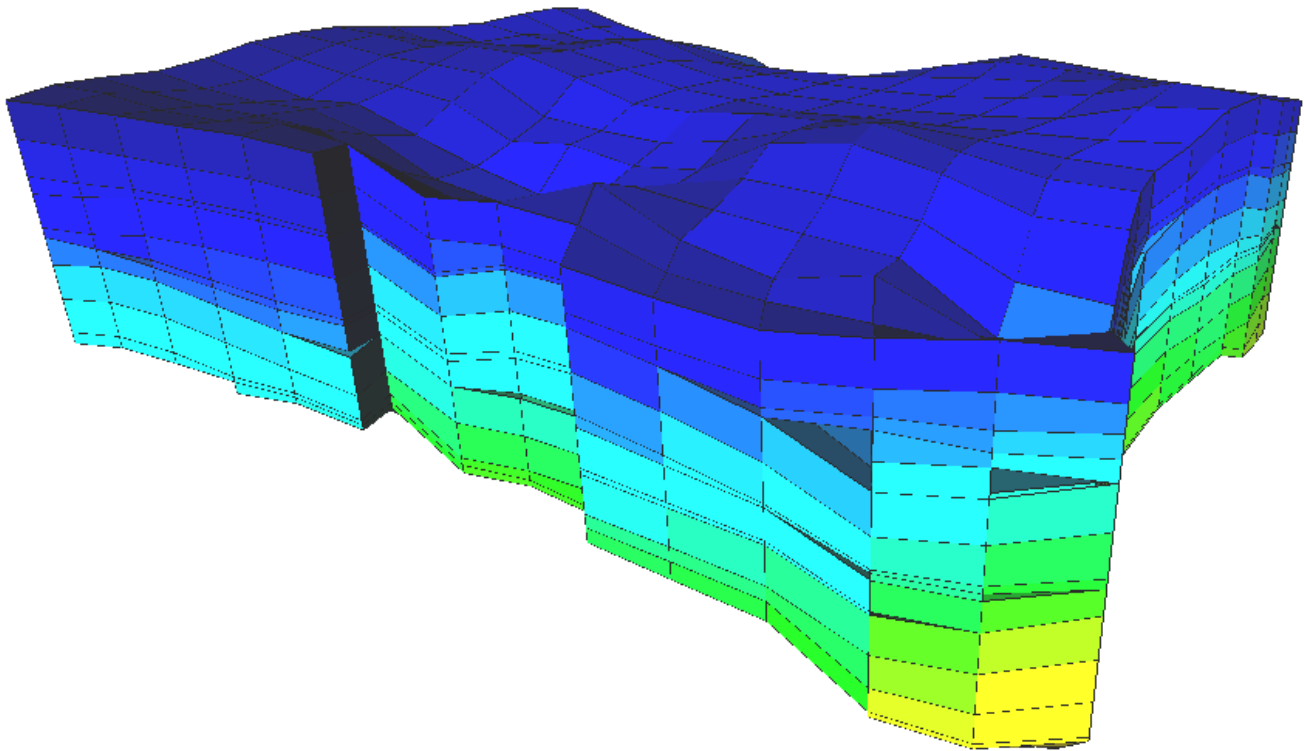


Figura V. 2 Modelo 3D de simulación del campo "PUMA"

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo "PUMA".

Los volúmenes característicos del campo "PUMA" se describen en la Tabla V. 1.

Tabla V. 1 Volúmenes característicos presentes en el modelo del campo "PUMA" a condiciones de yacimiento.

Volumen de la formación	6,948.53	MMbbl
Volumen poroso	629.40	MMbbl
Volumen de la fase acuosa	299.52	MMbbl
Volumen de la fase oleosa	329.35	MMbbl
Volumen de la fase gaseosa en solución	0.55	MMbbl

V.2.2 Propiedades de los fluidos

El modelo contiene los siguientes componentes dependiendo de los procesos a simular:

- Agua
- Polímero
- Surfactante
- Álcali
- Aceite muerto
- Gas en solución

V.2.2.1 PVT

El PVT del campo en estudio se ajustó con la EOS de Peng-Robinson (1978) a una $P_b=3,413.6$ psi y una densidad API de 30.5. Una vez realizado el ajuste, la información se convirtió al simulador STARS™ modelando al fluido como un aceite negro.

En las Figuras V. 3-6 se presentan los resultados finales del modelo termodinámico convertido a formato STARS™.

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo "PUMA".

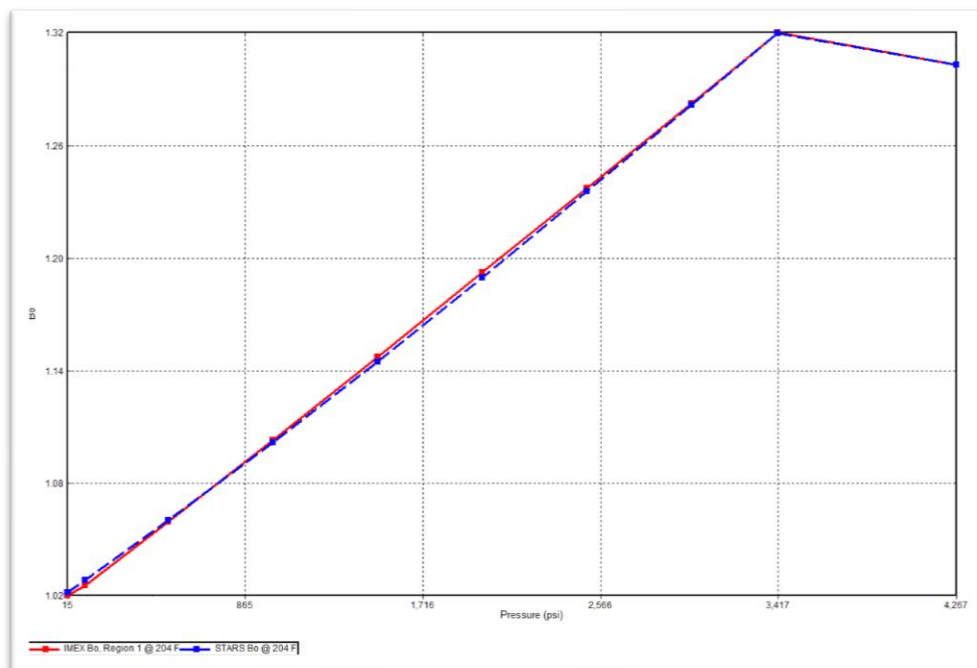


Figura V. 4 Factor volumétrico del aceite.

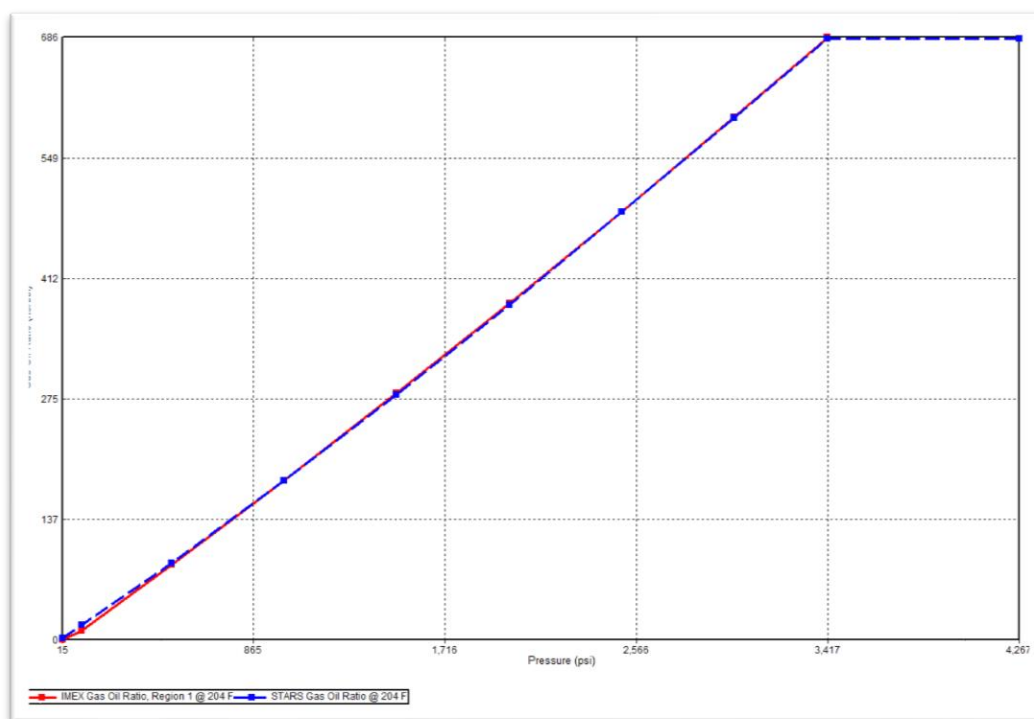


Figura V. 3 Relación gas-aceite.

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo "PUMA".

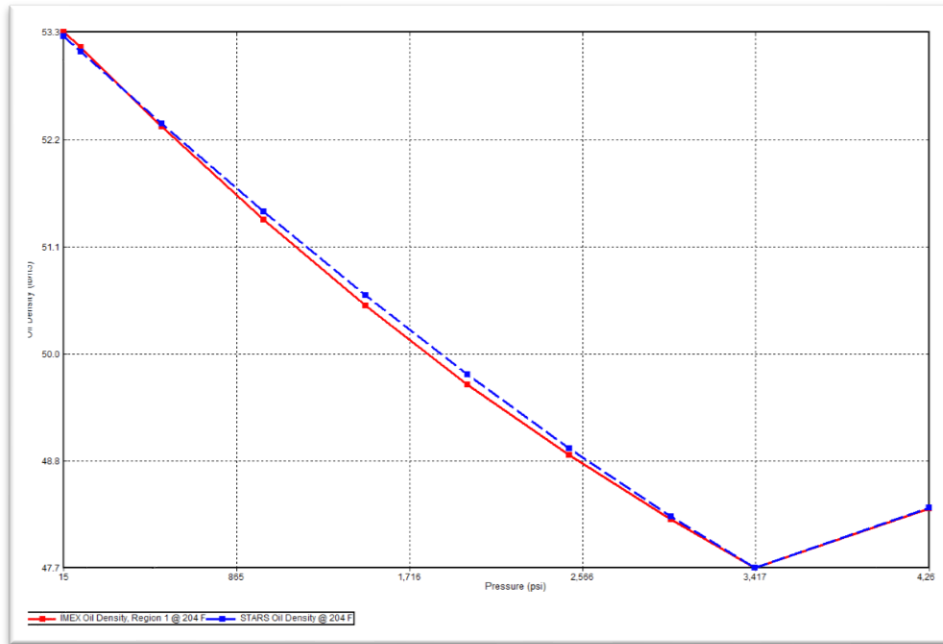


Figura V. 6 Densidad del aceite muerto.

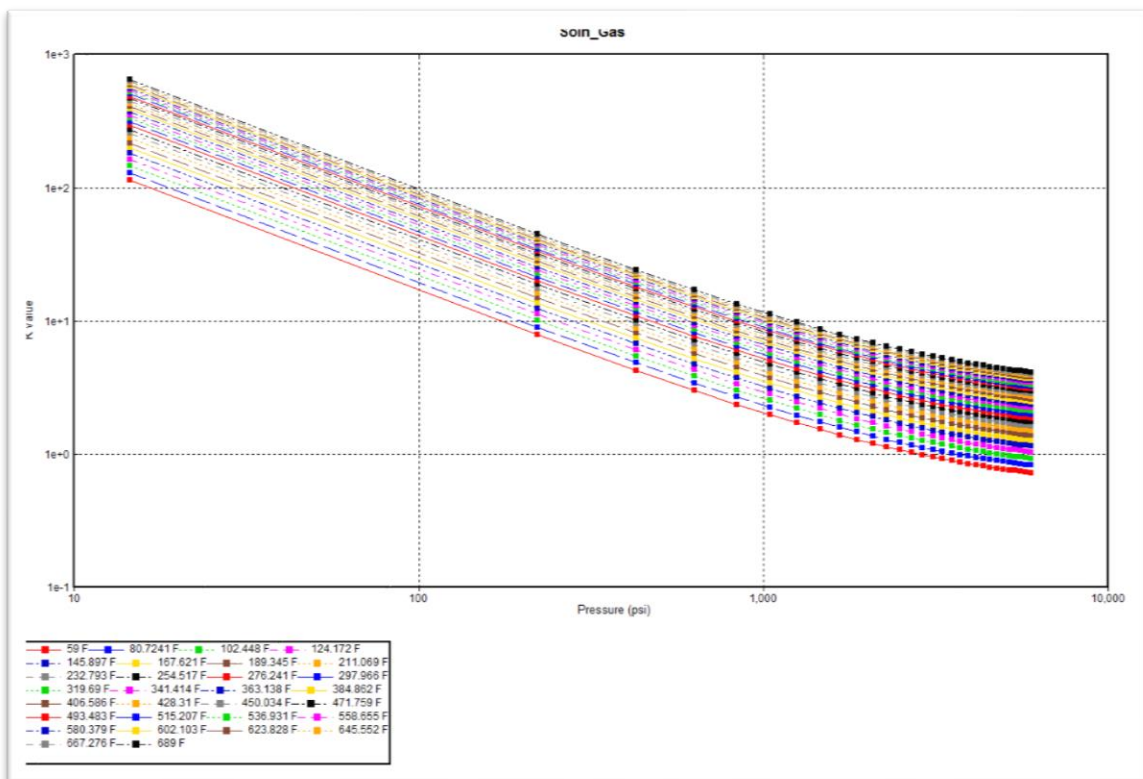


Figura V. 5 Constantes de equilibrio del pseudo-componente representando al gas en solución.

V.2.3 Sistema roca-fluido

El sistema roca-fluido se comporta como un sistema preferentemente mojado al agua, es por ello que, el cruce entre las curvas de permeabilidad relativa al agua y al aceite es mayor al 50% ($S_w=0.54$), donde la S_{wcrit} es bastante alta (ceca del 30%) así como la S_{or} (70%), como se observa en la Figura V. 7 (línea azul continua).

Al considerar la inyección de surfactante, las propiedades del sistema roca-fluidos no se encuentran solamente en función de las saturaciones de los fluidos ni de la historia de saturaciones, sino también de la permeabilidad relativa en función del número capilar (Computer Modelling Group LTD., 2014). Es por ello que se utilizaron dos conjuntos de curvas de permeabilidad relativa y dos interpoladores DTRAPW y DTRAPN para la fase mojanante y no mojanante respectivamente. Se tomaron como valores -8.5, -7.8773 y -5.7 para la curva original, tensoactivos y tensiones ultrabajas respectivamente, dichos valores fueron tomados observando el comportamiento del número capilar y la tensión interfacial como se ilustra en la Figura V. 8.

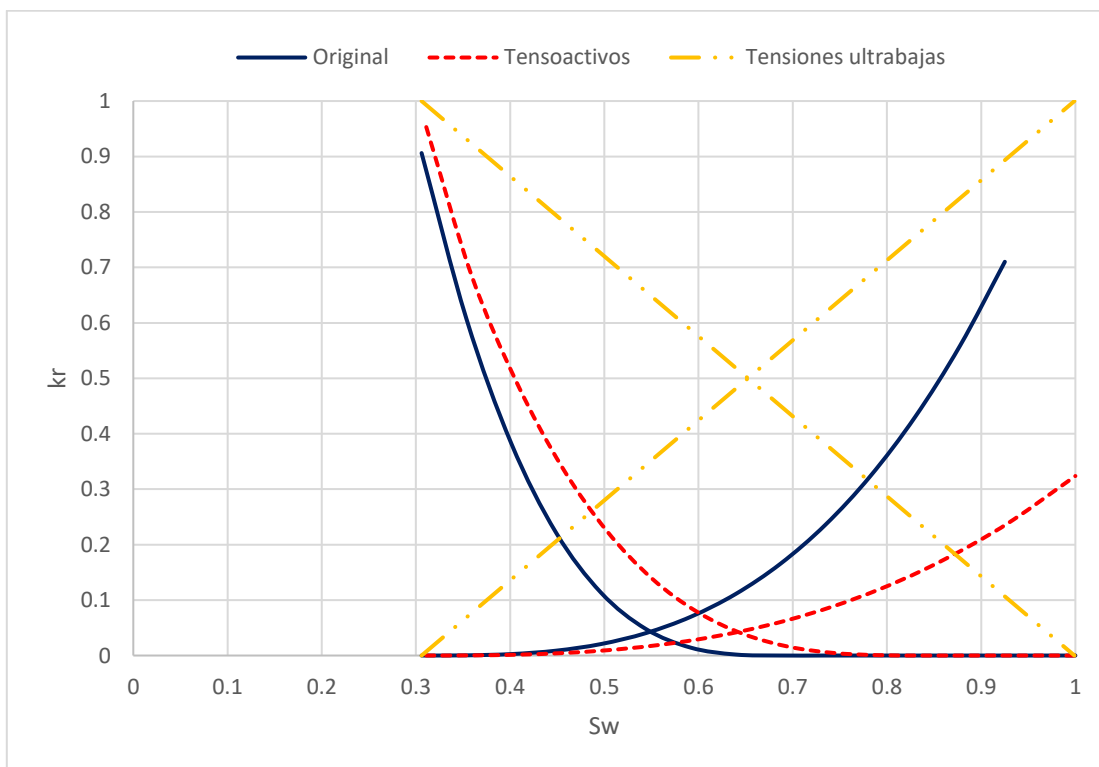


Figura V. 7 Esquema de interpolación de curvas de K_r .

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

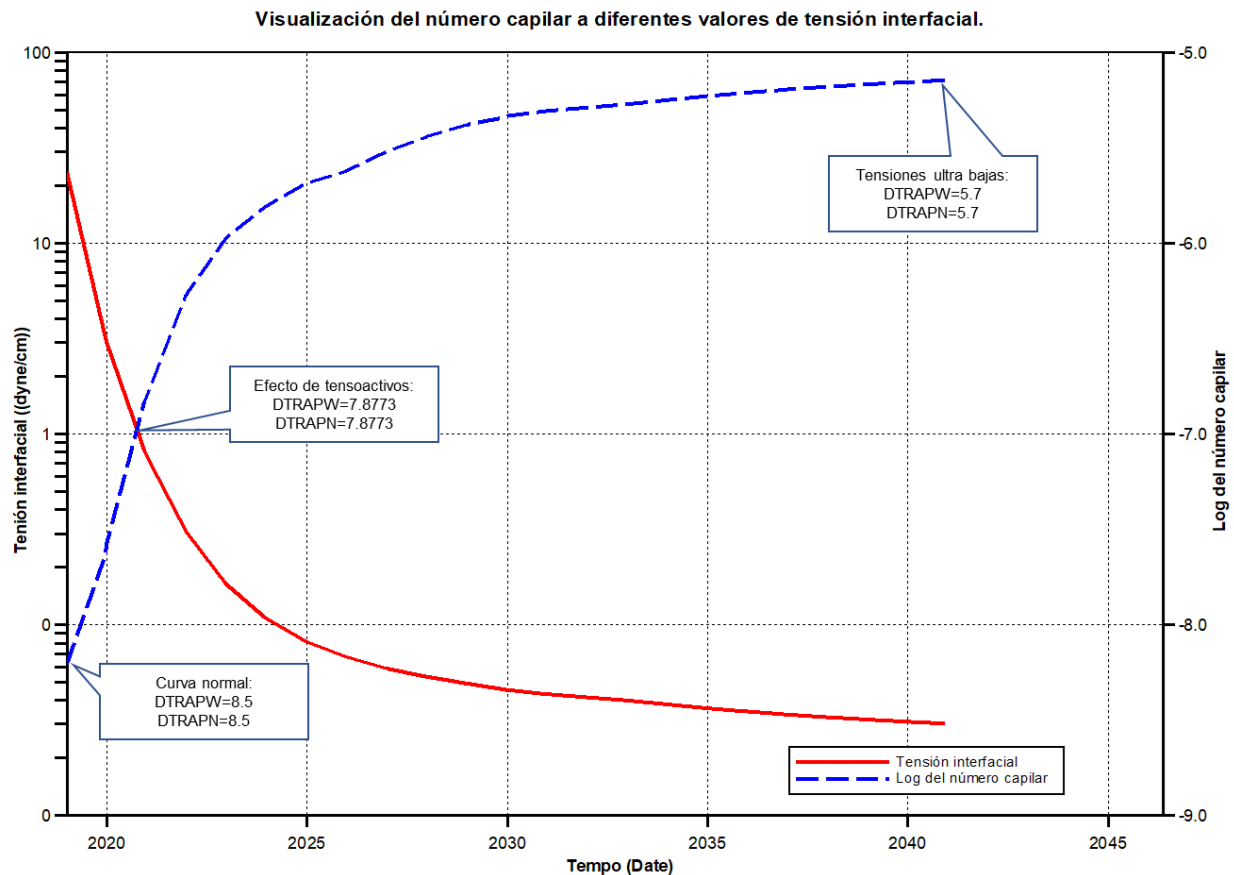


Figura V. 8 Comportamiento del número capilar y tensión interfacial.

El esquema planteado en la Figura V. 7 sirvió para conocer los efectos del surfactante sobre la permeabilidad relativa. Las curvas “originales” presentan la permeabilidad relativa del sistema agua/aceite, correspondientes a una tensión interfacial elevada de 25 dyna/cm aproximadamente. A medida que se agregan surfactantes al sistema, las saturaciones residuales disminuyen, cambiando la mojabilidad relativa de las fases (curva “tensoactivos”). Por último, con una concentración elevada de surfactante se obtienen valores ultra-bajos de tensión interfacial que a su vez causa una disminución en las saturaciones residuales debido al aumento en el número capilar (N_c), modelando el efecto de $P_c = 0$ mediante las curvas en forma de “X” (curva “tensiones ultra-bajas”) (Computer Modelling Group LTD., 2014).

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

V.2.4 Datos de los procesos EOR

Para realizar la simulación de los procesos de EOR se utilizó la información que a continuación se presenta:

- Se utilizó un tiempo de vida media del polímero de 30 días.
- Los valores de tensión interfacial (TIF) dada una concentración de surfactante y álcali se presentan en la Tabla V. 2.

Tabla V. 2 Valores de tensión interfacial dadas unas concentraciones de surfactante y polímero.

Wt % NaOH (Álcali)	TIF @ 0 Wt % Surfactante	IFT @ 0.11 (0.05) Wt % Surfactante
0	23.4	18.2
0.05	18.21	0.5
0.1	15.54	0.02
0.2	12.21	0.028
0.4	7.25	0.04
0.6	5.023	0.062
0.8	4.535	0.087
1	5.12	0.5

- Los valores de adsorción del surfactante dadas las concentraciones del álcali y surfactante se presentan en la Tabla V. 3.

Tabla V. 3 Adsorción del surfactante.

Wt % Surfactante	Adsorción del surfactante (%) @ 0 Wt % Álcali	Adsorción del surfactante (%) @ 0.11 Wt % Álcali	Adsorción del surfactante (%) @ 0.6 Wt % Álcali
0	0	0	0
0.1	27.5	39.5	51

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo "PUMA".

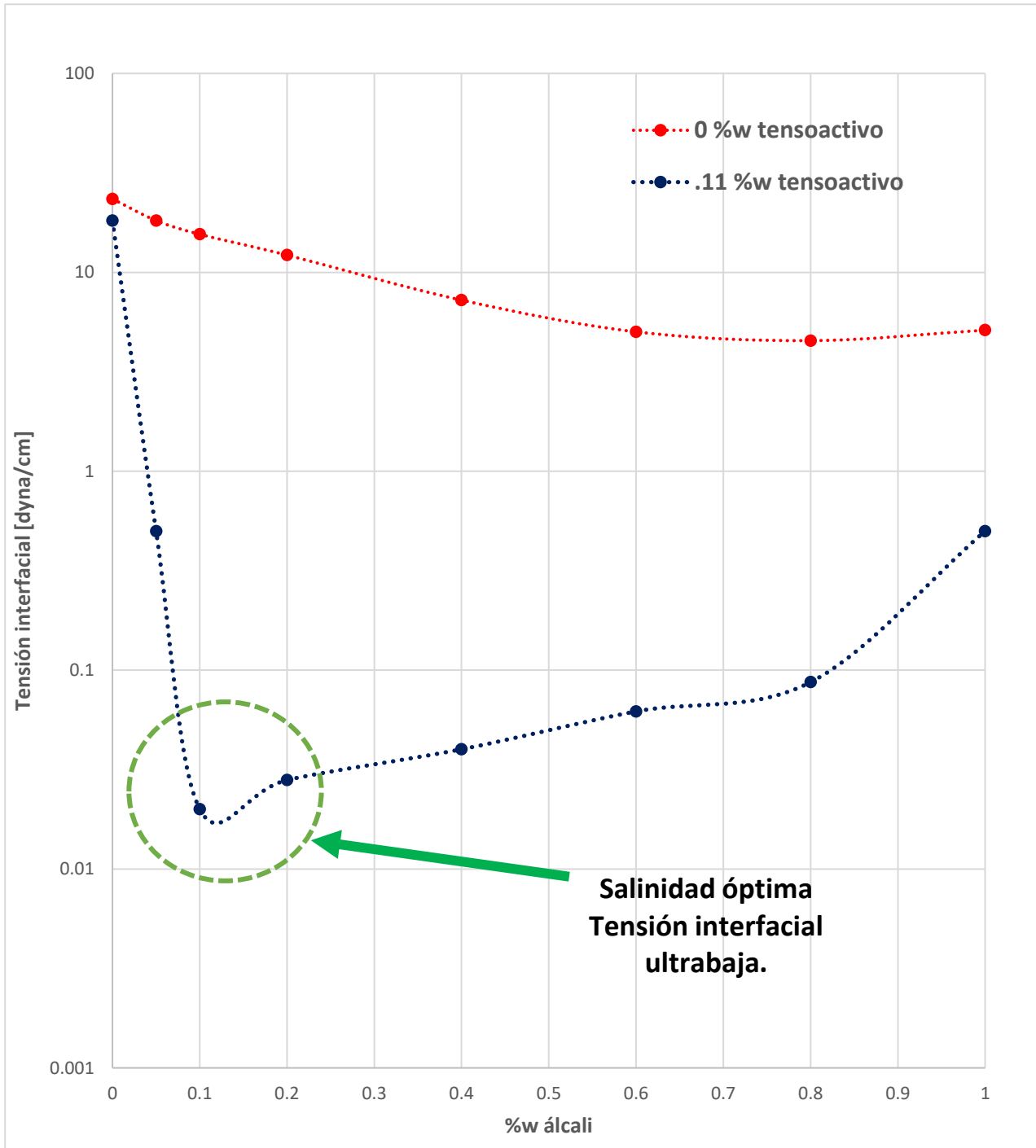


Figura V. 9 Tensión interfacial en función de la concentración del álcali y tensoactivo.

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

- Las propiedades reológicas del polímero se muestran en la Tabla V. 4.

Tabla V. 4 Propiedades reológicas del polímero.

Número de tablas de velocidad y corte					3
Inyección del polímero wt% (Para el ajuste)					0.15
Corte, 1/hr	2384.64	Corte, 1/hr	23846.4	Corte, 1/hr	238464
Wt% Polímero	Viscosidad, cP	Wt% Polímero	Viscosidad, cP	Wt% Polímero	Viscosidad, cP
0	0.8177	0	0.8177	0	0.8177
0.05	5.21208	0.05	4.052	0.05	3.25
0.1	7	0.1	5	0.1	3.8
0.15	10	0.15	8	0.15	6.1

V.2.5 Tiempo de simulación

La simulación se inicia el 01 de enero del 2019 y termina el 21 de diciembre de 2040, simulando un total de 21 años, esto se decidió debido a que se obtendrían de esta manera resultados congruentes, lo anterior a causa del tipo de frontera que se definió para el modelo, la cual es de tipo cerrada a presión constante. Caso contrario, si se quisiera simular un número mayor de fechas se tendría que definir otro tipo de frontera para que el modelo fuera representativo.

V.3 Construcción de la matriz de casos

Las variables seleccionadas para realizar la optimización del modelo se muestran en la Tabla V. 5., las cuales se emplearon para el análisis de sensibilidad con el fin de obtener un modelo final para simular los diferentes procesos y que estos fueran comparables entre sí.

Tabla V. 5 Variables que conforman la matriz de casos a simular.

Variable	Subvariable
Arreglo de Pozos	Nueve Pozos Normal (NPN)
	Nueve Pozos Inverso (NPI)
	Cuatro pozos en líneas oblicuas normal (CPO)
	Cuatro pozos en líneas oblicuas inverso (CPI)
Geometría de Pozos	Vertical
Intervalo a disparar	Todo el intervalo disparado
Intervalo a disparar	Zona de mayor saturación de aceite

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

Proceso-EOR	Agua (Recuperación Secundaria)
	ASP
	Agua + ASP
	Polímero
	Álcali-Surfactante
	Surfactante
	Surfactante-Polímero
Composición inyectada	Variación de concentraciones
Tiempo de aplicación	En qué momento aplicarlo y si es conveniente aplicar algún otro método primero o después

V.4 Variables de optimización

V.4.1 Arreglo de pozos

Debido a la estructura del yacimiento, litología, profundidad, continuidad de las propiedades de la roca, magnitud y distribución de las saturaciones de los fluidos, se utilizaron los siguientes cuatro tipos de arreglos de pozos; NPN, NPI, CPO y CPI.

Las características de cada uno de los arreglos de pozos antes descritos se resumen en la Tabla V. 6.

Tabla V. 6 Relación de arreglos de pozos inyector/productor (por arreglo y región) con su nomenclatura.

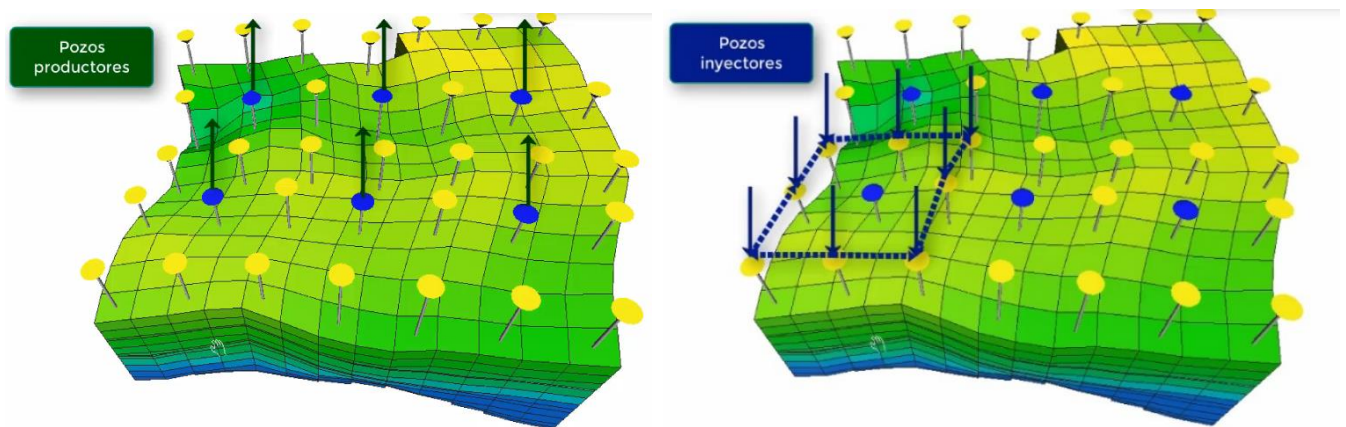
Arreglo	Número de pozos inyectores (arreglo)	Número de pozos productores (arreglo)	Número de pozos inyectores (sector)	Número de pozos productores (sector)	Relación inyector/productor (arreglo)	Relación inyector/productor (sector)	Nomenclatura
Arreglo de nueve pozos normal.	8	1	29	6	8.00	4.83	NPN
Arreglo de nueve pozos inverso.	1	8	6	29	0.13	0.21	NPI
Arreglo de cuatro pozos en líneas oblicuas.	1	3	14	28	0.33	0.50	CPO
Arreglo de cuatro pozos en líneas oblicuas inverso.	3	1	28	14	3.00	2.00	CPI

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo "PUMA".

Cabe mencionar que dichos arreglos no son del todo geométricos debido a la estructura de la malla:

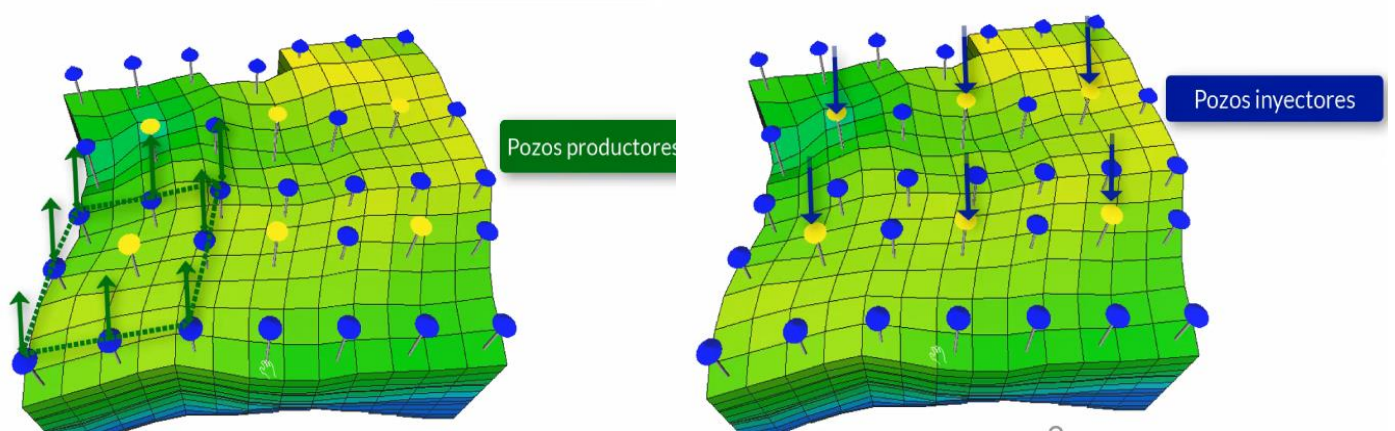
- Arreglo de nueve pozos normal (NPN)

Este arreglo cuenta con un total de 29 pozos inyectores y 6 pozos productores en el modelo. Teniendo una relación de pozos inyector/productor de 4.83 (Figura V. 10).



- Arreglo de nueve pozos invertido (NPI)

Este arreglo cuenta con un total de 6 pozos inyectores y 29 pozos productores en el modelo. Teniendo una relación de pozos inyector/productor de 0.21 (Figura V. 11).



Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo "PUMA".

- Arreglo de cuatro pozos en líneas oblicuas (CPO)

Este arreglo cuenta con un total de 14 pozos inyectoros y 28 pozos productores en el modelo. Teniendo una relación de pozos inyector/productor de 0.5 (Figura V. 12).

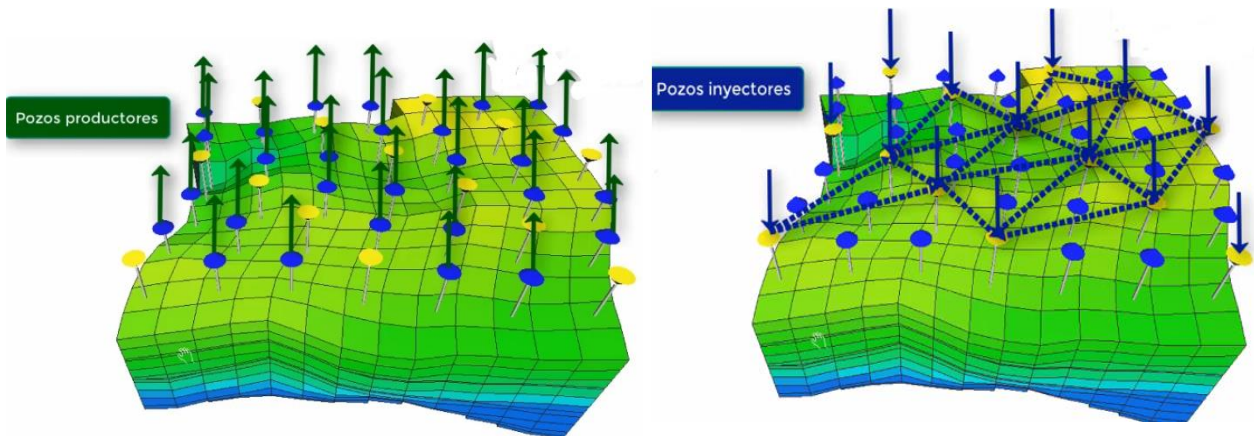


Figura V. 12 Arreglo de cuatro pozos en líneas oblicuas normal (CPO). Pozos productores e inyectoros.

- Arreglo de cuatro pozos en líneas oblicuas invertido (CPI)

Este arreglo cuenta con un total de 28 pozos inyectoros y 14 pozos productores en el modelo. Teniendo una relación de pozos inyector/productor de 2.0 (Figura V. 13).

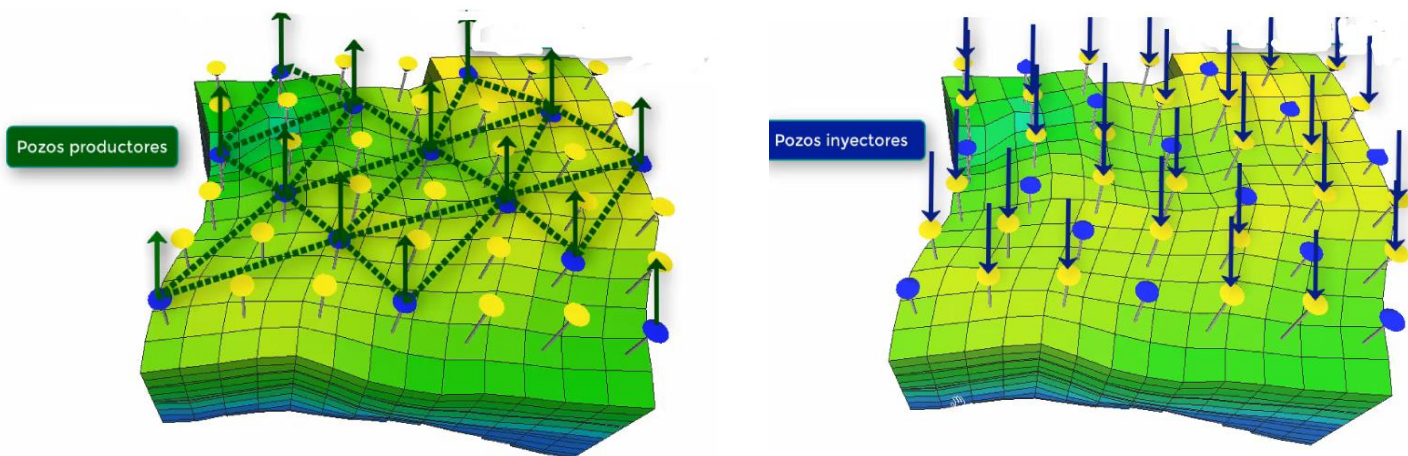


Figura V. 13 Arreglo de cuatro pozos en líneas oblicuas invertido (CPI). Pozos productores e inyectoros.

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

Cabe señalar que con el uso de arreglos de pozos en este trabajo se obtuvieron factores de recuperación elevados, es por ello que se utilizaron cuatro tipos de arreglos diferentes para poder hacer un correcto análisis de la recuperación del yacimiento.

V.4.2 Geometría de pozos

Se utilizaron únicamente pozos verticales en el modelo como se presenta en la Figura V. 14.

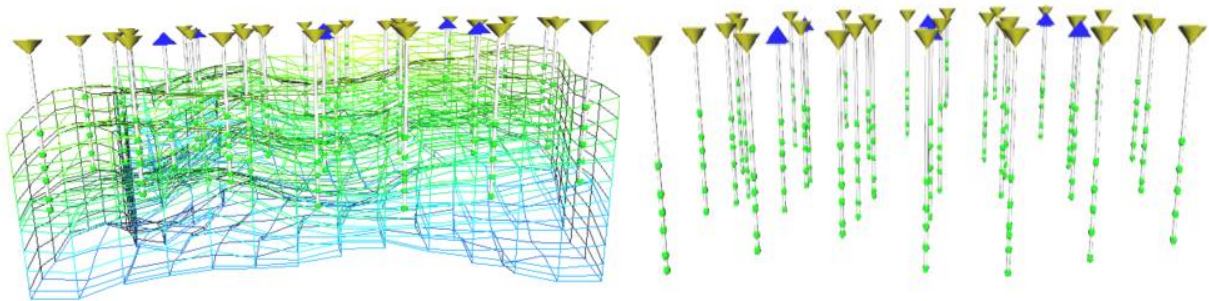


Figura V. 14 Geometría de los pozos perforados verticalmente en el modelo.

V.4.3 Reparación mayor - Disparos

Se dispararon 2 intervalos diferentes:

- Intervalo de mayor saturación de aceite.

Se simuló los disparos en el intervalo de mayor saturación de aceite, los cuales se estimaron de acuerdo a las propiedades de cada una de las celdas por las que atraviesa cada uno de los pozos, esto con el fin de disminuir la temprana producción de agua y disminuir el corte de agua en la producción final Figura V. 15

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

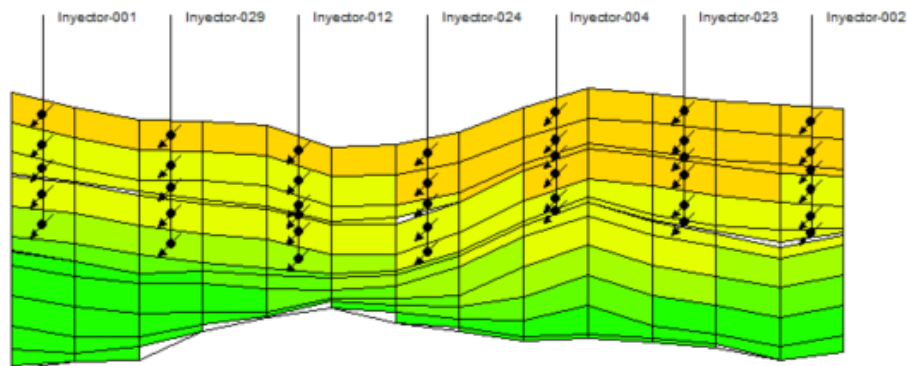


Figura V. 15 Intervalo de mayor saturación de aceite disparado.

- Todo el intervalo

Se simuló los disparos en todo el intervalo, con el fin de tener un punto de comparación entre esta y la alternativa anterior para esta variable y de este modo, justificar el por qué se decidió simular los disparos en la zona de mayor saturación de aceite (Figura V. 16).

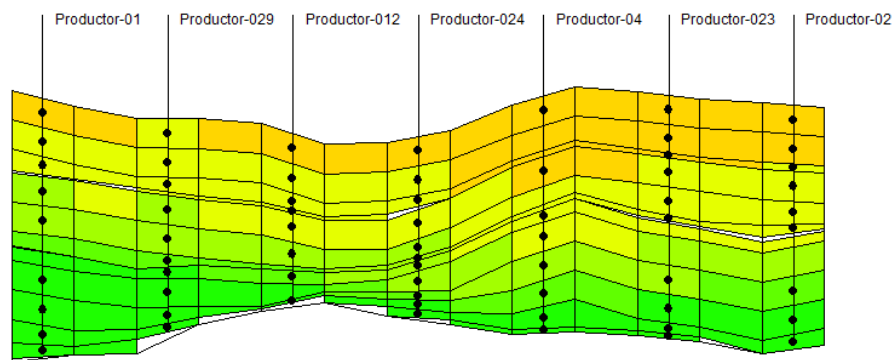


Figura V. 16 Todo el intervalo disparado.

V.4.4 Condiciones de explotación

En cuanto a las condiciones de inyección se fijó un gasto constante de 1,000 BPD en cada uno de los pozos inyectores con el fin de mantener una inyectividad constante. Esto se realizó en todos los modelos, con el propósito de obtener

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

condiciones de inyectividad iguales y así las diferentes alternativas fueran comparables entre sí.

En cuanto a las condiciones de producción se presentaron dos alternativas: la primera de ellas fue mantener una presión de fondo constante en todos los pozos, para generar un mantenimiento de presión. La segunda de ellas fue mantener un gasto de líquido constante en todos los pozos productores con el objetivo de mantener la producción de aceite.

V.4.5 Proceso-EOR

En cuanto a los químicos y composición inyectados, se eligieron las siguientes combinaciones con el fin de observar su comportamiento aplicándolas desde el primer día de explotación en el modelo y así poder optimizar de forma subsecuente el gasto, periodos de inyección y composición inyectada. Con el fin de encontrar la mejor alternativa o combinación, es decir, el modelo óptimo técnicamente hablando.

Los procesos son:

- Agua (Recuperación secundaria)
- Álcali, surfactante y polímero
- Agua y posteriormente álcali, surfactante y polímero
- Álcali y surfactante
- Polímero
- Surfactante y polímero
- Surfactante

Las concentraciones de inyección que se utilizaron para cada uno de los procesos se muestran a continuación.

- Para álcali, surfactante y polímero (ASP):

Tabla V. 7 Composición inyectada de ASP en %w.

Químico	Composición Inyectada	
	Componente	%w
ASP	Polímero	0.05
	Surfactante	0.11
	Álcali	0.10

- Para la inyección de álcali y surfactante (AS):

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

Tabla V. 8 Composición inyectada de AS en %w.

Químico	Composición Inyectada	
	Componente	%w
AS	Surfactante	0.1101
	Álcali	0.1001

- Para la inyección de polímero (P):

Tabla V. 9 Composición inyectada de polímero en %w.

Químico	Composición Inyectada	
	Componente	%w
Polímero	Polímero	0.0501

- Para la inyección de surfactante y polímero (SP):

Tabla V. 10 Composición inyectada de surfactante y polímero en %w.

Químico	Composición Inyectada	
	Componente	%w
SP	Surfactante	0.0501
	Polímero	0.1102

- Para la inyección de surfactante (S):

Tabla V. 11 Composición inyectada de surfactante en %w.

Químico	Composición Inyectada	
	Componente	% w
Surfactante	Surfactante	0.1103

La composición inicial de inyección de álcali, surfactante y polímero fue tomada de datos obtenidos de experimentos de laboratorio.

V.5 Evaluación técnica con el uso de la simulación en STARS™.

La evaluación técnica se realizó en tres etapas como se ilustra en la Figura V. 17.

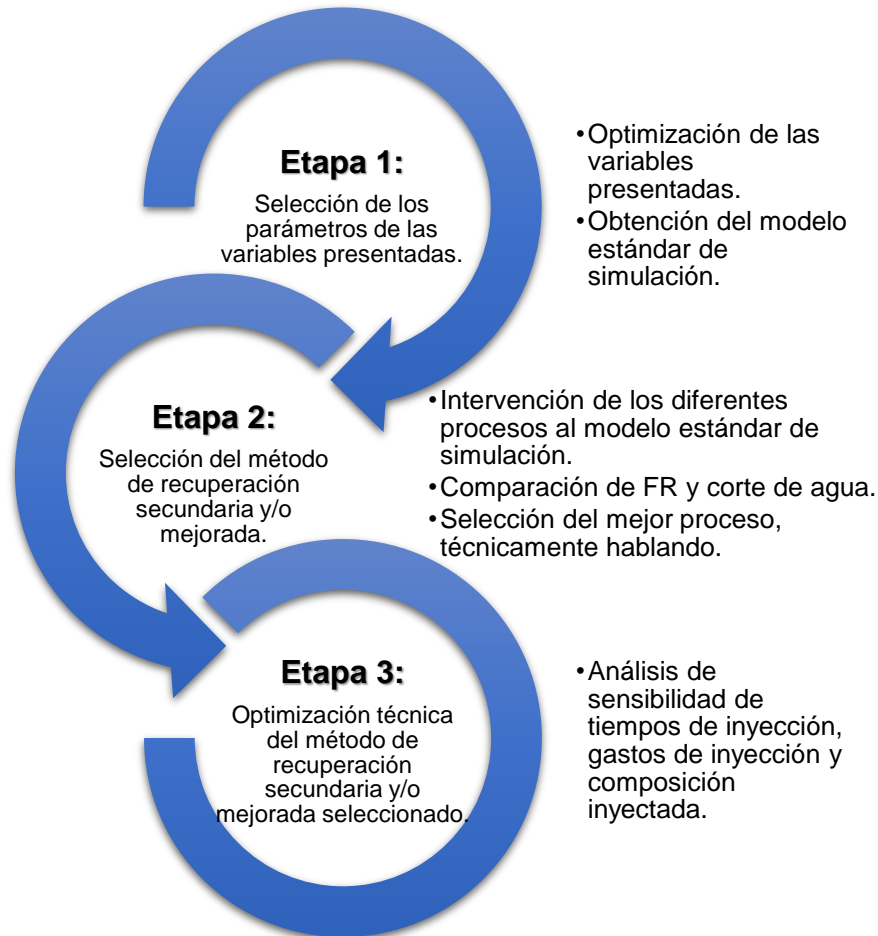


Figura V. 17 Primera parte del análisis realizado (Evaluación técnica).

V.5.1 Etapa 1: Selección de los parámetros de las variables presentadas.

Para esta etapa se realizaron diferentes simulaciones utilizando las variables y subvariables presentadas en la Tabla V. 5 de las cuales se obtuvo lo siguiente:

- Se observó que al producir a un gasto de líquido constante en superficie (buscando un mantenimiento de producción) se obtenía un mayor factor de recuperación que manteniendo una presión de fondo de pozo fija (buscando un mantenimiento de presión). Sin embargo, como se observa en la Figura V. 18, produciendo a un gasto de líquido constante se obtiene una mayor caída de presión. Es por ello que se decidió producir manteniendo una

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

presión fija en el fondo del pozo (BHP=cte). Es decir, mantener la presión del yacimiento.

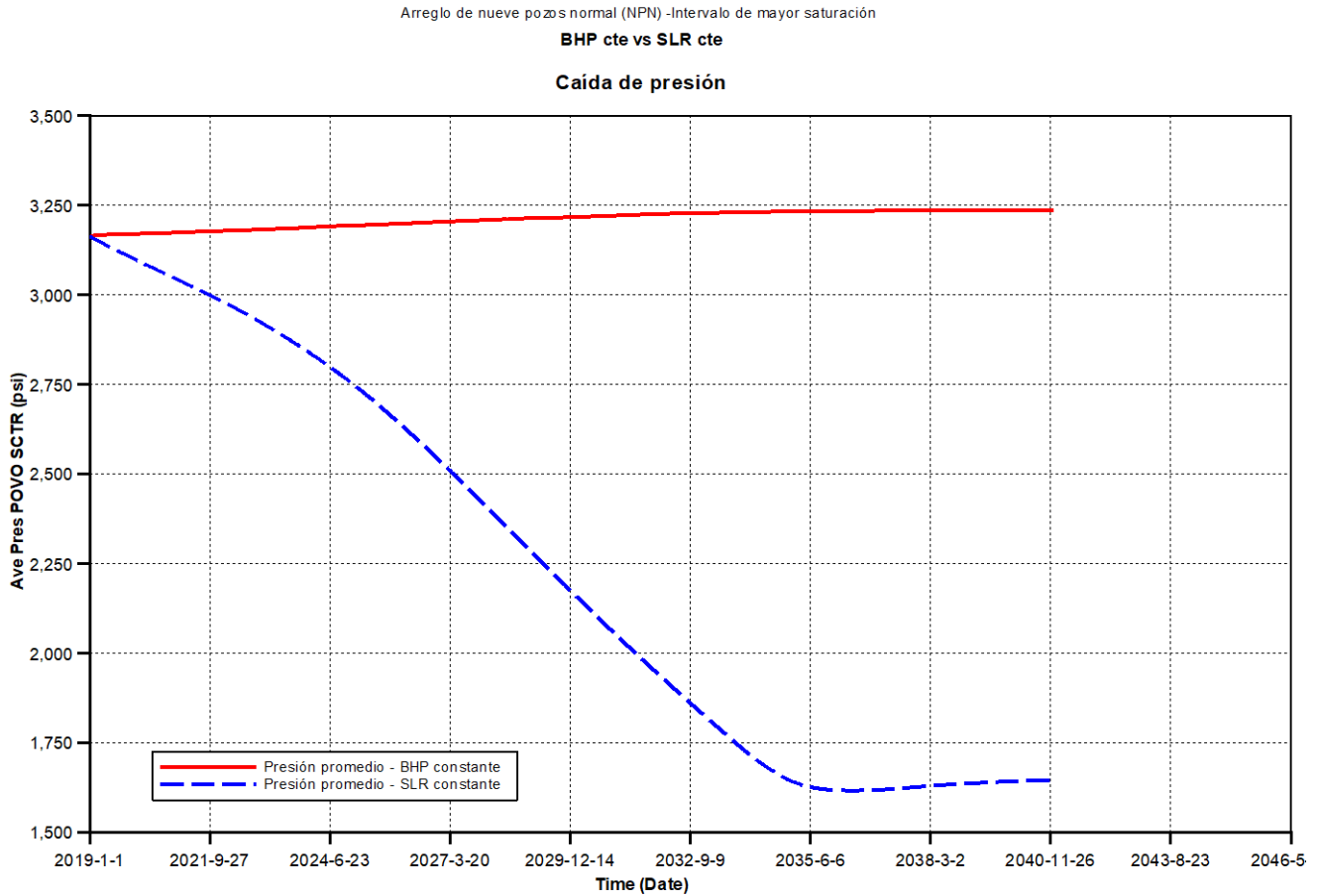


Figura V. 18 Comparación de la caída de presión buscando un mantenimiento de presión vs mantenimiento de producción.

- Teniendo totalidad de los pozos produciendo con todo el intervalo disparado se tenía una menor producción cuando los pozos se encontraban disparados únicamente en el intervalo de mayor saturación de aceite (Figura V. 19). Los resultados obtenidos en modelos 3D, mostraban una canalización del producto inyectado a través de la zona de mayor saturación de agua (parte baja del modelo). Es por ello, que se decidió optar por solamente disparar en el intervalo de mayor saturación de aceite.

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

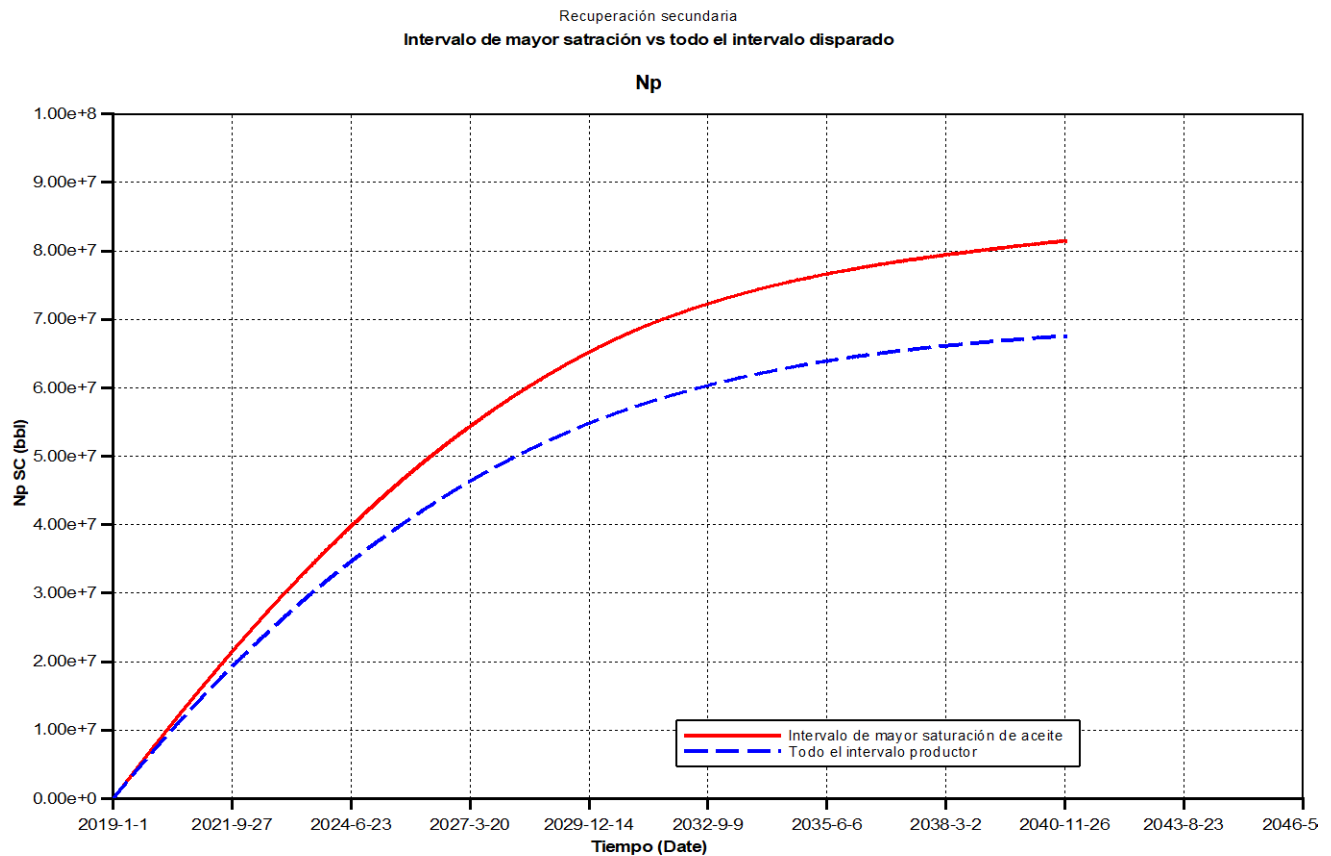


Figura V. 19 Comparación de la producción disparando en el intervalo de mayor saturación de aceite vs disparando en todo el intervalo productor.

Los parámetros seleccionados para obtener la optimización de las variables y con ello el modelo estándar son los siguientes:

- En cuanto al arreglo de pozos se decidió dejar todos los arreglos seleccionados desde un principio, es decir: NPN, NPI, CPO, CPI.
- Para la geometría de pozos desde un principio se optó por seleccionar la vertical.
- Se decidió tener en el modelo disparos únicamente en el intervalo de mayor saturación de aceite.
- Para las restricciones de explotación se decidió lo siguiente:
 - La inyección sería constante con un valor de 1000 BPD para todos los casos.
 - La producción se obtendría a una presión de fondo constante (BHP) de 2800 psi.

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

Una vez alcanzado este punto se inicia la simulación de la inyección de los diferentes métodos expuestos con anterioridad con el fin de seleccionar la mejor alternativa.

V.5.2 **Etapa 2:** Selección del mejor método de Recuperación Secundaria y/o Mejorada.

En esta segunda etapa se seleccionará el mejor método de Recuperación Secundaria y/o Mejorada aplicable al campo “PUMA” basado en aspectos técnicos, interviniendo los procesos en el modelo estándar obtenido en la etapa anterior y observando la curva de producción acumulada de aceite (N_p), la curva de corte de agua y el factor de recuperación (Fr).

Para comenzar la simulación se decidió realizar como una primera alternativa la perforación de pozos de relleno, es decir, perforación *infill*. Por lo que los proyectos de recuperación a simular se delimitaron como se enlistan a continuación:

- Perforación *Infill*.
- Recuperación Secundaria: Inyección de agua (RS).
- Álcali, surfactante y polímero (ASP).
- Inyección de agua y una posterior inyección de ASP.
- Álcali y surfactante (AS).
- Polímero (P).
- Surfactante y Polímero (SP).
- Surfactante (S).

V.5.2.1 Perforación *Infill*

Este proyecto de explotación del campo “PUMA” se planteó con la idea de tener un punto de partida de comparación.

Para llevara a cabo la simulación de este proceso se modificaron los arreglos de pozos descritos en la sección V.4.1. Esta modificación consistió en incluir únicamente los pozos productores en los cuatro arreglos propuestos como se observa en la Tabla V. 12.

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

Tabla V. 12 Número de pozos productores según el arreglo de pozos para perforación *infill*.

Perforación *Infill*

Arreglo	Número de pozos productores (sector)
Arreglo de nueve pozos normal (NPN)	6
Arreglo de nueve pozos inverso (NPI)	29
Arreglo de cuatro pozos en líneas oblicuas (CPO)	28
Arreglo de cuatro pozos en líneas oblicuas inverso (CPI)	14

Se obtuvo una mayor recuperación de aceite con los arreglos CPO y NPI, debido a que cuentan con más pozos productores como se observa en la Tabla V. 12. Sin embargo, como se observa en la Tabla V. 13 con el arreglo CPO se obtiene un mayor factor de recuperación en comparación con el arreglo NPI a pesar de tener un pozo productor menos. Esto debido a la distribución de pozos con la que cuenta dicho arreglo, los cuales se encontraban perforados y disparados en las zonas de mayor saturación de aceite.

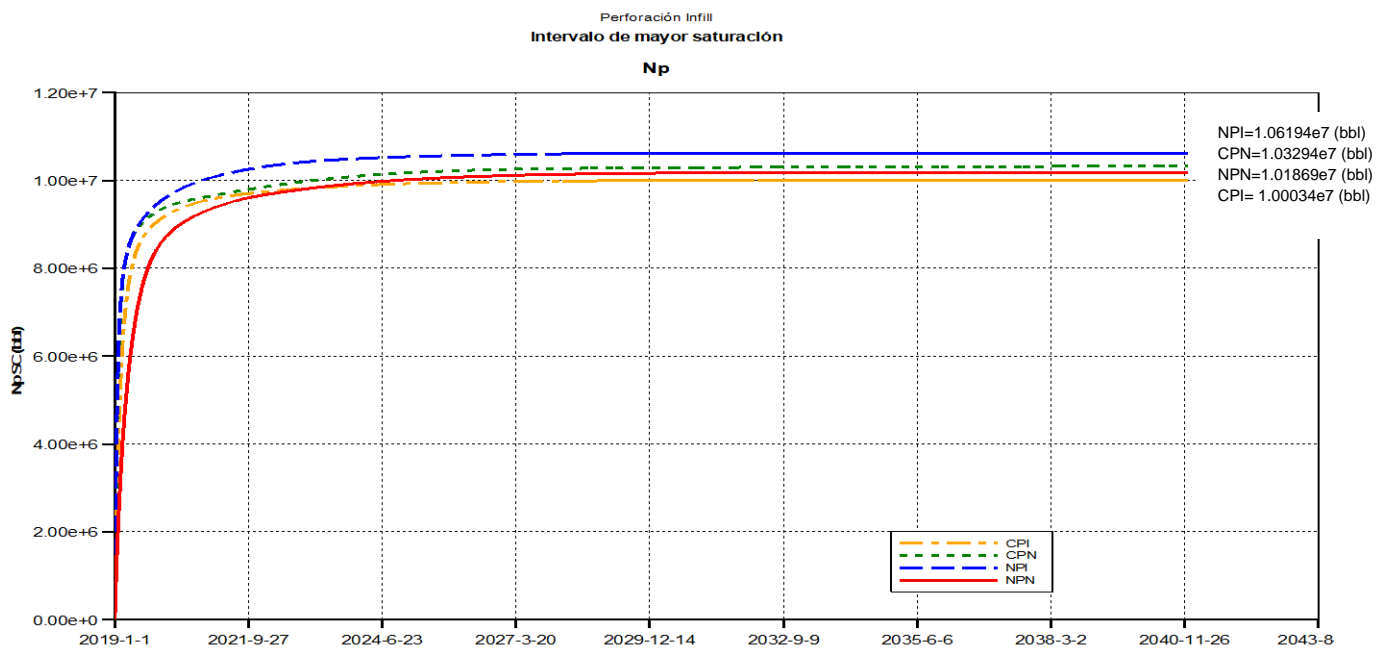


Figura V. 20 Producción acumulada de aceite (Np) obtenida de la perforación *infill*.

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

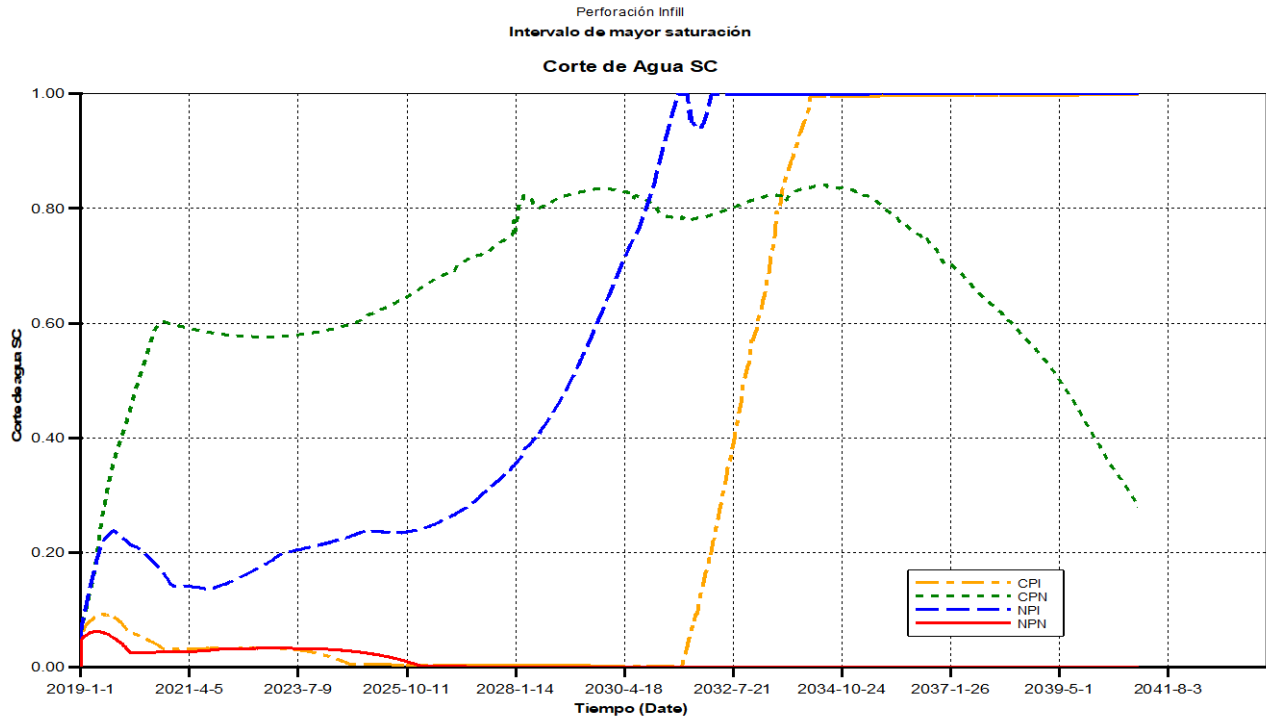


Figura V. 21 Corte de agua obtenido de la perforación infill.

Tabla V. 13 Datos de la recuperación obtenida de la perforación *infill*.

Arreglos de pozos	Producción Acumulada, Np (MMbbl)	Factor de Recuperación (%)
NPN	10.003	3.94
NPI	10.329	4.07
CPO	10.619	4.18
CPI	10.186	4.01

La Figura V. 21 se observa que en los arreglos NPI y CPI se alcanzan cortes de agua de 100% antes del término del periodo de simulación. Con los arreglos NPN y CPO el corte de agua disminuye debido a que la presión ejercida por los fluidos no es lo suficientemente alta para vencer a la presión hidrostática ejercida en el fondo del pozo, dando como resultado que los pozos empiezan a dejar de producir líquido después de un tiempo y con ello el corte de agua empieza a disminuir.

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

V.5.2.2 Recuperación secundaria: Inyección de agua

Como método de recuperación secundaria aplicable al campo “PUMA” se eligió la inyección de agua, debido a las condiciones operativas con las que se cuenta. Esta tendría una inyección continua de 1000 BPD por pozo. Con el fin de observar el aumento del factor de recuperación del campo “PUMA”, se realizó la simulación numérica de yacimientos con cada uno de los cuatro arreglos de pozos seleccionados.

En la Figura V. 22 se ilustra como con los arreglos NPN y CPI se obtiene una mayor recuperación de aceite, reflejado de la misma forma en la Tabla V. 14. En el arreglo NPN, el pozo productor está rodeado de ocho pozos inyectores, el frente de avance se comporta de forma homogénea, provocando la formación de un banco de aceite de un mayor volumen y llegando hacia todas las direcciones al pozo productor.

En el arreglo CPI se forman líneas de pozos productores e inyectores paralelas entre sí, esto quiere decir que existirán dos líneas de pozos inyectores que estarán encerrando y a su vez proveyendo de aceite en forma de banco arrastrado en el camino hacia el pozo productor, lo que garantizará una mayor recuperación de aceite.

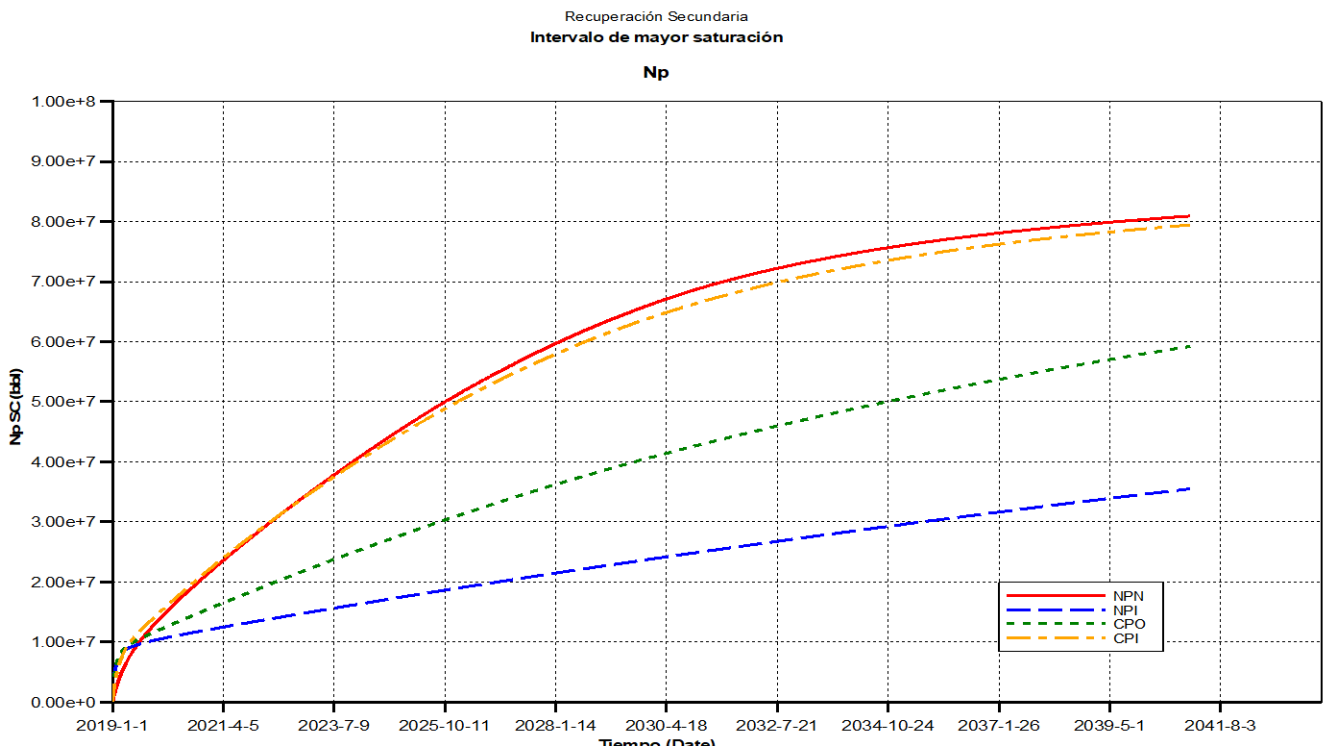


Figura V. 22 Producción acumulada de aceite (Np) obtenida de la inyección de agua.

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

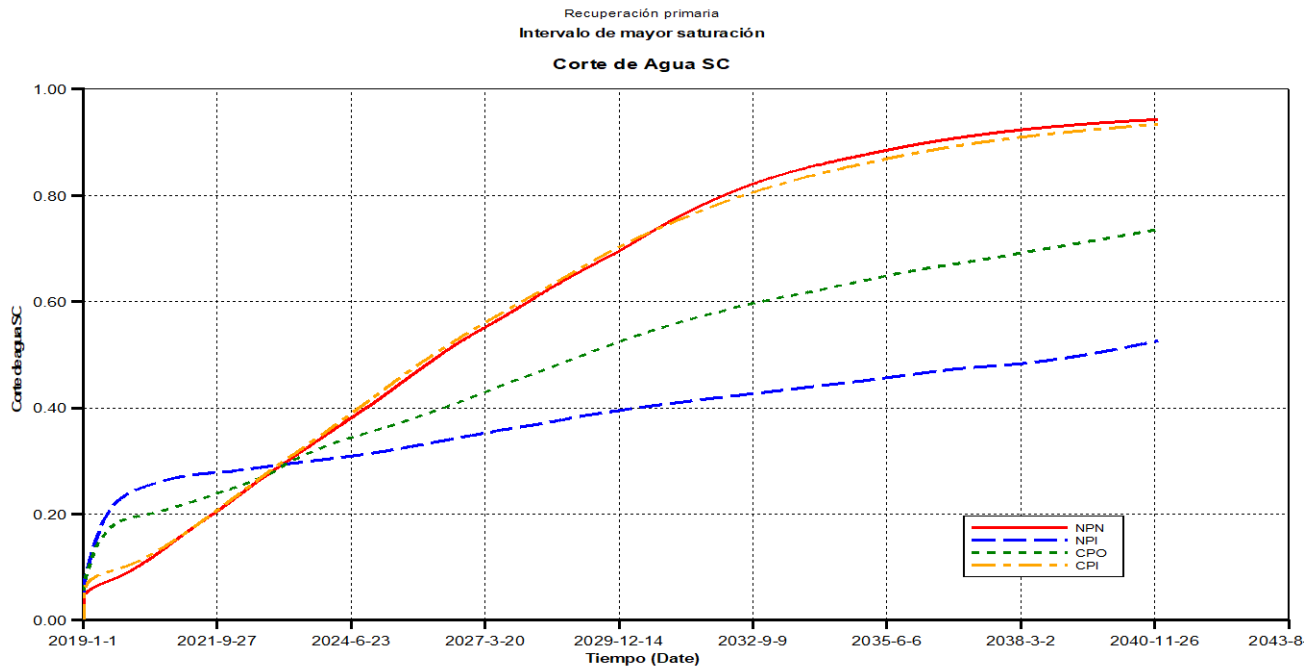


Figura V. 23 Corte de agua obtenido de la inyección de agua.

Tabla V. 14 Datos de la recuperación incremental obtenida de la inyección de agua.

Arreglos de pozos	Producción Acumulada, Np (MMbbl)	Factor de Recuperación (%)
NPN	80.932	31.85
NPI	35.530	13.98
CPO	59.238	23.32
CPI	79.448	31.27

La Figura V. 23 muestra que al tener un mayor número de pozos inyectoras en los arreglos NPN y CPI se tendrá un aumento en el corte de agua que con el uso de los arreglos NPI y CPO.

Aunque los factores de recuperación observados en la Tabla V. 14 son similares para los arreglos NPN y CPI y el corte de agua es similar en los mismos arreglos, un factor determinante para escoger entre uno u otro arreglo sería el número de pozos totales necesarios en cada uno de los arreglos, ya que el NPN se compone de 35 pozos y el CPI se compone de 42 pozos, existen 7 pozos de diferencia, de los cuales 29 pozos y 28 pozos son inyectoras respectivamente; esto se traduciría en un número mayor de porcentaje de volumen poroso inyectado por el pozo

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

inyector que se tiene de más y además de ello se tendría un ahorro en el número de pozos que se tendrían que perforar.

En cuanto a los arreglos NPI y CPO no convendría de ninguna manera elegir ninguno de estos, ya que, aunque se tiene una ganancia de 9.91 y 19.41% en cuanto a factor de recuperación respectivamente, se utilizan el mismo número de pozos que sus arreglos normales (NPN y CPI).

V.5.2.3 Inyección de Álcali, surfactante y polímero (ASP)

Se realizó la inyección continua de la mezcla de ASP descrita en la Tabla V. 7.

En la Figura V. 24 se observa que con los arreglos NPN y CPI se obtiene una mayor recuperación. En la Tabla V. 15 se reflejan los factores de recuperación, los cuales son mejores en comparación con los obtenidos con la inyección de agua (Tabla V. 14). Con el arreglo NPN se obtiene un factor de recuperación de 43.07%, esto es causado debido al efecto sinérgico ejercido por la inyección conjunta ASP.

La Figura V. 25 muestra que en comparación con la inyección de agua obtienen cortes de agua menores al final de la simulación en todos los arreglos, esto es debido al efecto que causa el polímero sobre la viscosidad y por lo tanto en la movilidad del agua, creando un frente de avance más homogéneo, llegando de esta manera en menor medida a los pozos productores

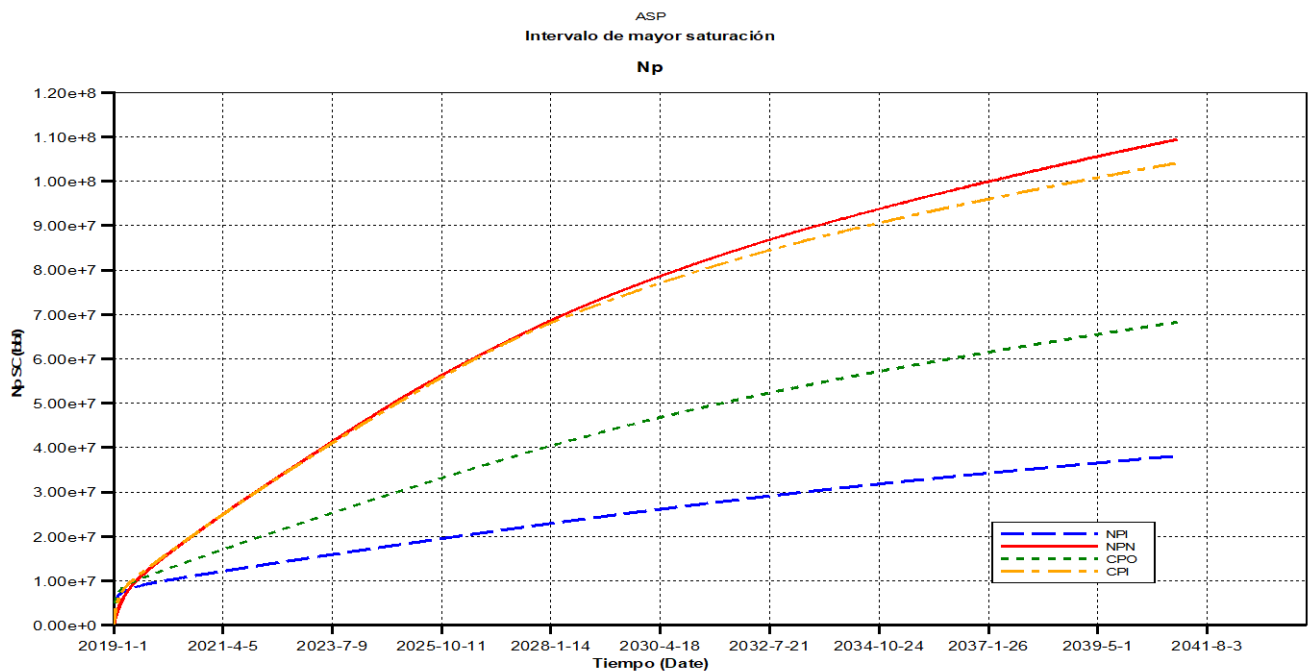


Figura V. 24 Producción acumulada de aceite (Np) obtenida de la inyección de ASP.

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

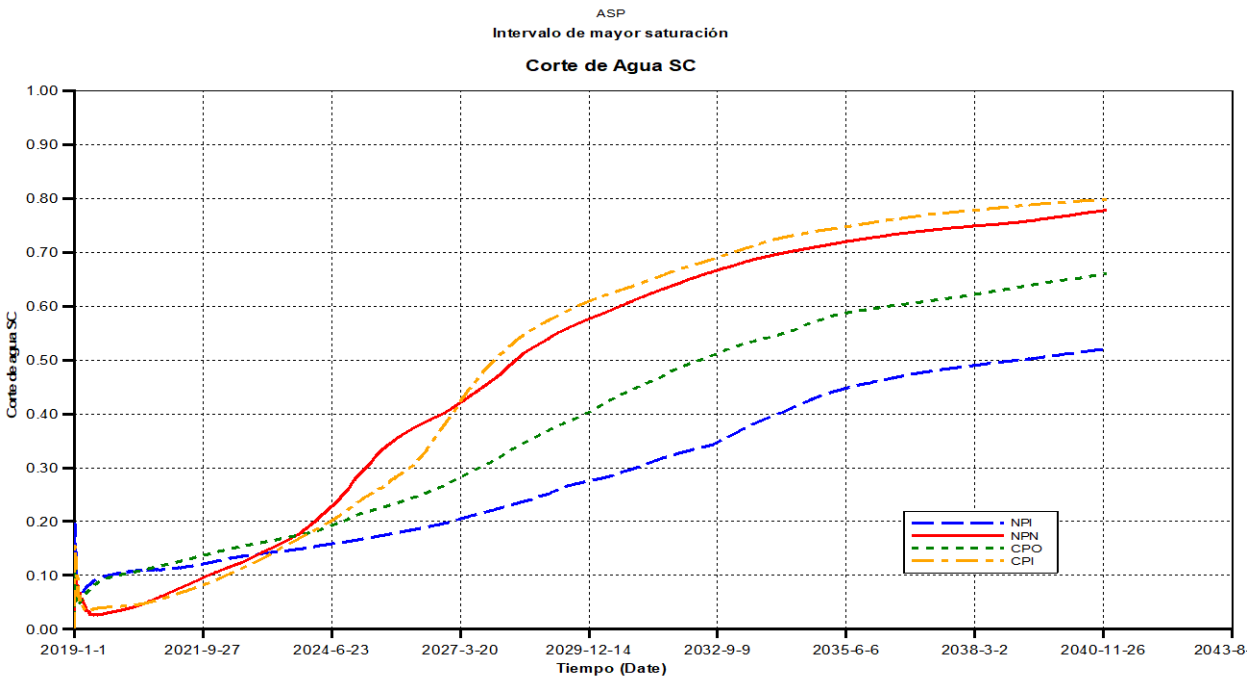


Figura V. 25 Corte de agua obtenido de la inyección de ASP.

Tabla V. 15 Datos de la recuperación obtenida de la inyección de ASP.

Arreglos de pozos	Producción Acumulada, N_p (MMbbl)	Factor de Recuperación (%)
NPN	109.431	43.07
NPI	38.123	15.01
CPO	68.246	26.86
CPI	104.145	40.99

V.5.2.4 Inyección de agua y una posterior inyección de ASP

La Figura V. 26 ilustra el procedimiento que se realizó al llevar a cabo la simulación de este proceso. El objetivo para esta propuesta consistía en desplazar la saturación de aceite móvil con la inyección de agua y dejar al medio poroso saturado con aceite residual, frente al cual actuarían de forma sinérgica los componentes ASP (Tabla V. 7), reduciendo tensiones interfaciales, disminuyendo la movilidad de agua y de esta manera, obteniendo una mayor saturación de aceite móvil.

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

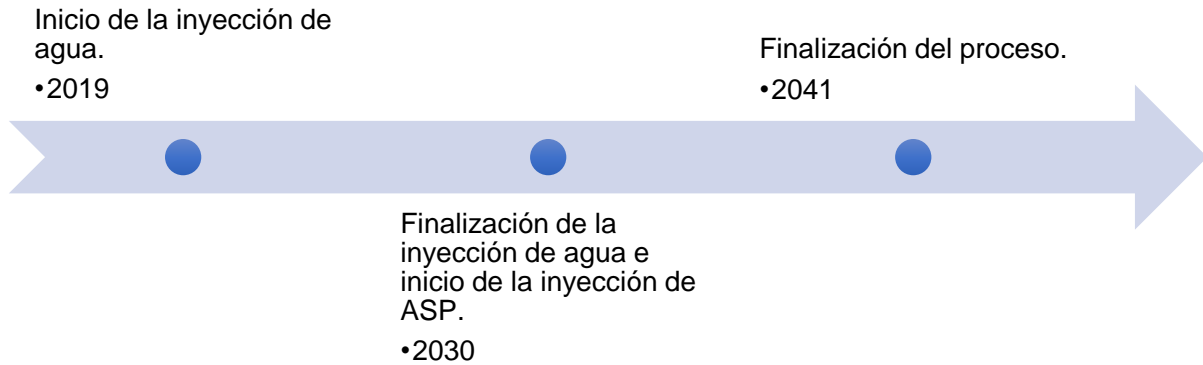


Figura V. 26 Proceso de inyección de agua y ASP.

En la Figura V. 27 se observa que al utilizar los arreglos NPN y CPI se tiene una mayor producción de aceite, asimismo se aprecia el cambio de pendiente en todas las curvas debido al efecto del ASP. En la Tabla V. 16 se reflejan los factores de recuperación mayores a 20% en comparación con lo obtenido con la inyección continua de agua (Tabla V. 14) lo que representa cerca de 10% en comparación con lo obtenido por la inyección de ASP (Tabla V. 15).

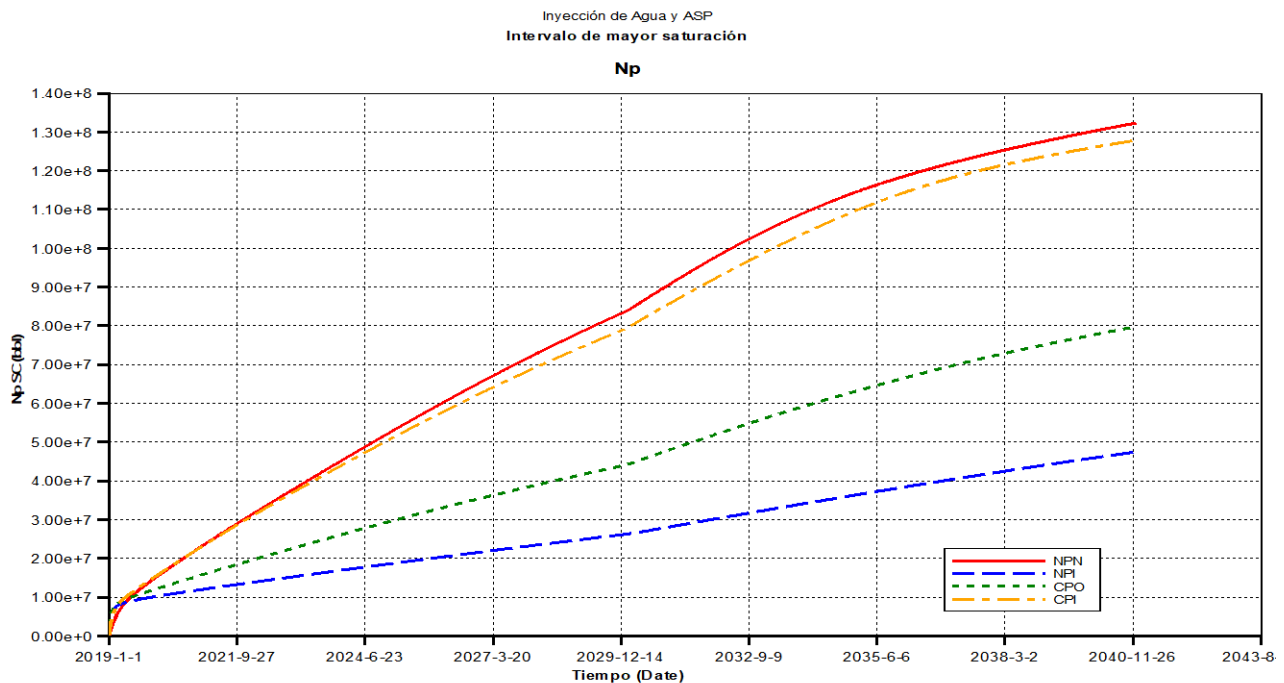


Figura V. 27 Producción acumulada de aceite (Np) obtenida de la inyección de Agua y una posterior inyección de ASP.

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

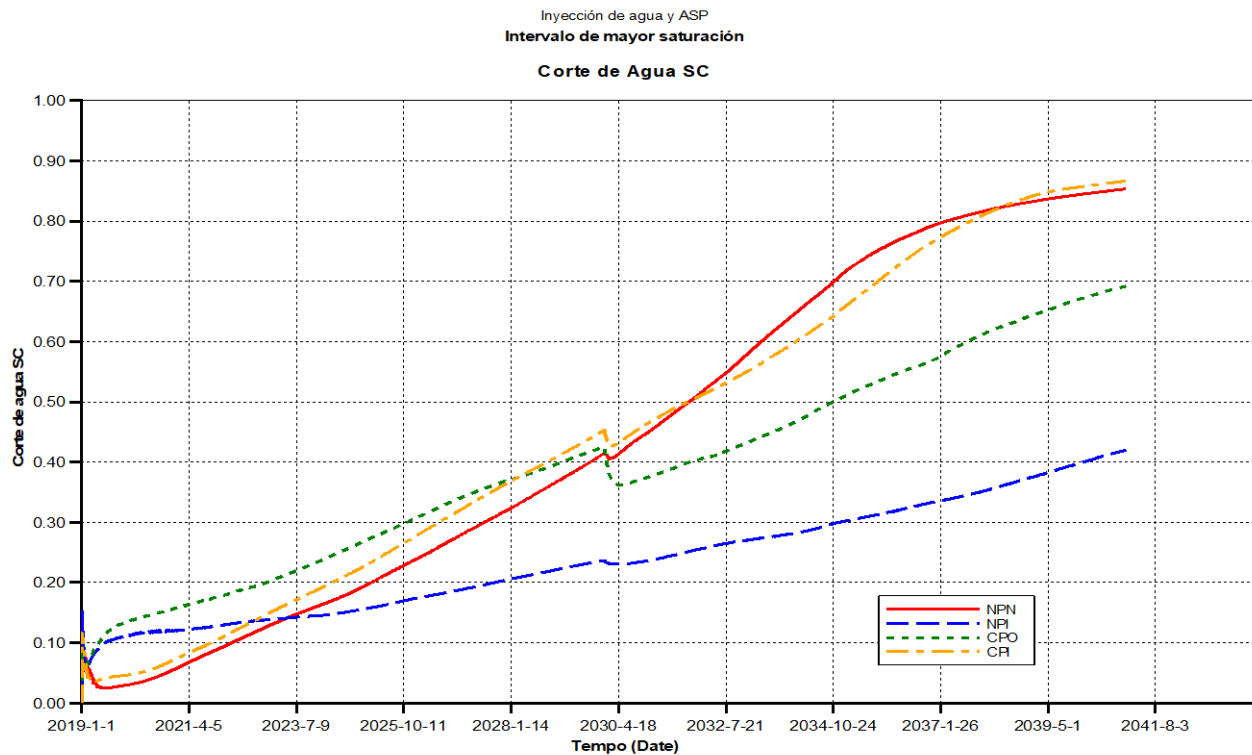


Figura V. 28 Corte de agua obtenido de la inyección de agua y una posterior inyección de ASP.

Tabla V. 16 Datos de la recuperación obtenida a partir de la inyección de agua con posterior inyección de ASP.

Arreglos de pozos	Producción Acumulada, Np (MMbbl)	Factor de Recuperación (%)
NPN	132.343	52.09
NPI	47.518	18.70
CPO	79.783	31.40
CPI	127.915	50.35

En la Figura V. 28 se aprecia el cambio de pendiente en el corte agua debido al efecto causado por el polímero en el año 2030 donde es inyectado.

V.5.2.5 Inyección de álcali y surfactante (AS)

Se realizó la inyección continua de álcali y surfactante utilizando las concentraciones presentadas en la Tabla V. 8. En la misma tabla se observa que la concentración

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

de álcali es mayor a la del surfactante, disminuyendo de esta forma la adsorción y pérdida del surfactante.

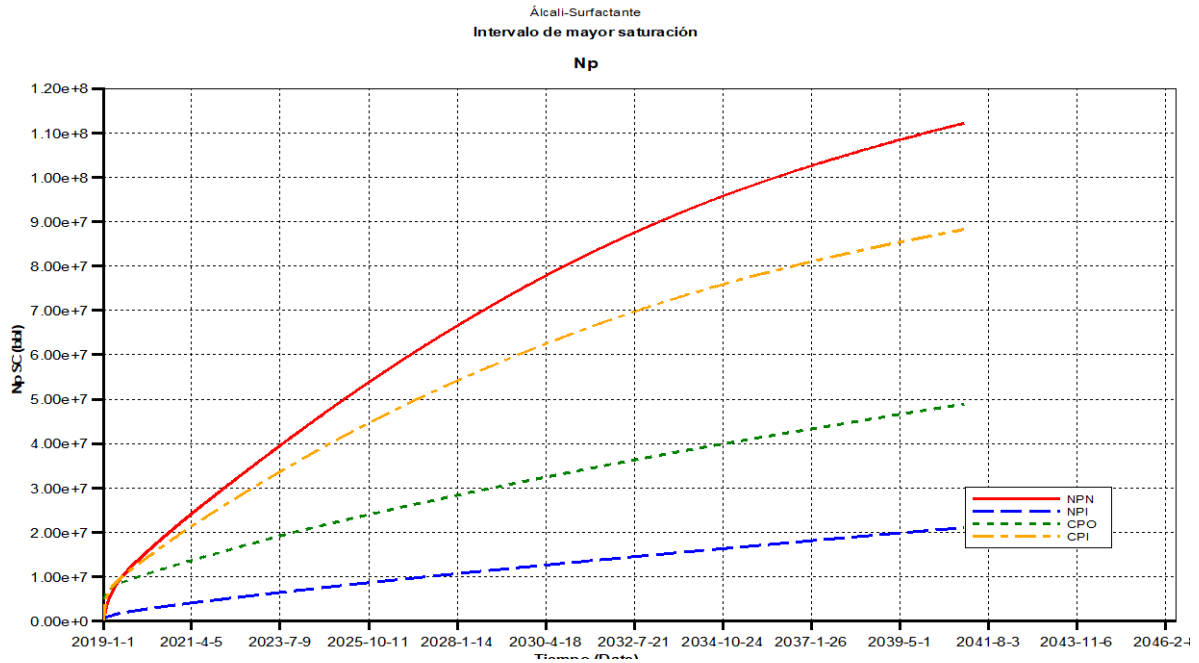


Figura V. 30 Producción acumulada de aceite (Np) obtenida de la inyección de álcali y surfactante.

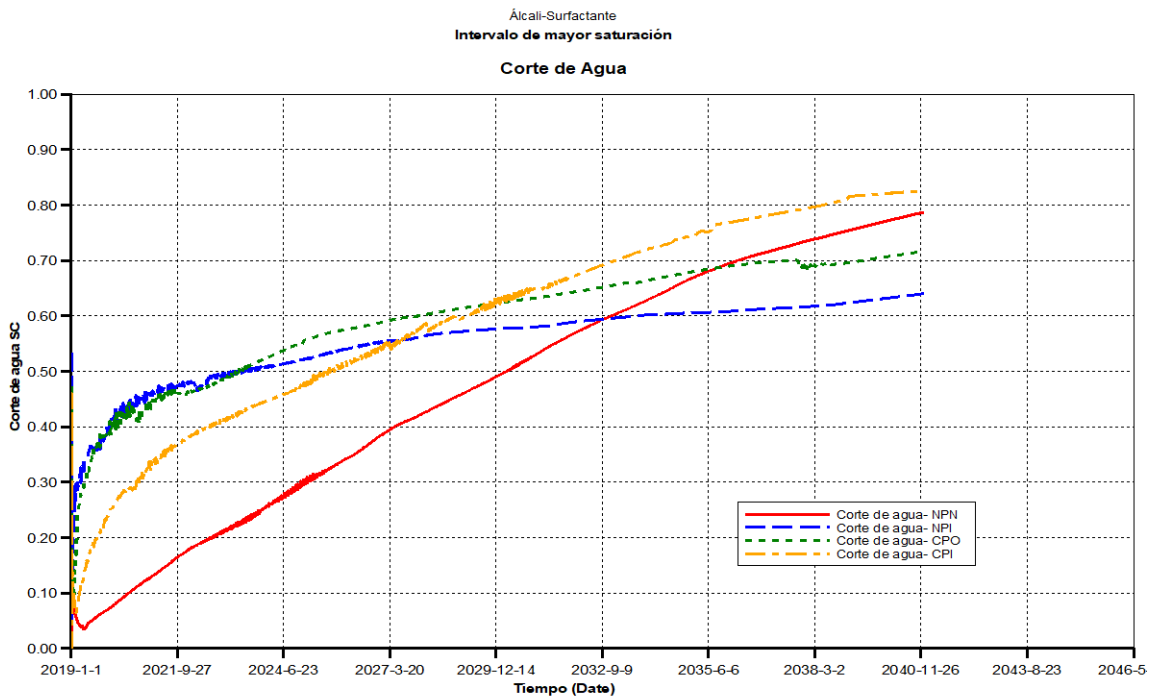


Figura V. 29 Corte de agua obtenido tras la inyección de álcali y surfactante.

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

Tabla V. 17 Datos de la recuperación obtenida a partir de la inyección de álcali y surfactante.

Arreglos de pozos	Producción Acumulada, Np (MMbbl)	Factor de Recuperación (%)
NPN	112.172	44.15
NPI	21.074	8.29
CPO	48.898	19.25
CPI	88.264	34.74

En comparación con los resultados obtenidos con la inyección de agua (Tabla V. 14), con este proceso se obtiene una mejor recuperación (Tabla V. 17), utilizando los arreglos NPN y CPI se obtiene un aumento en el factor de recuperación de 12.34% y 3.74% respectivamente.

El uso de los arreglos NPI y CPO arroja resultados desfavorables al obtener factores de recuperación menores en comparación a lo obtenido con la inyección de agua. En la Figura V. 29 se observa que utilizando dichos arreglos se obtiene un menor corte de agua debido a que se utiliza una menor cantidad de pozos inyectoros en dichos arreglos, provocando tener un menor volumen de inyección.

V.5.2.6 Inyección de polímero

Se realizó la inyección continua de polímero utilizando la concentración mostrada en la Tabla V. 9.

Comparando los resultados obtenidos con la inyección de polímero (Tabla V. 18) y la inyección de agua (Tabla V. 14) se obtienen una diferencia de aumento en el factor de recuperación que varía entre 1.82 y 0.62%, dependiendo del arreglo de pozo utilizado, donde los arreglos que mayor producción son el NPN y el CPI.

En la Figura V. 31 se observa una menor pendiente en las curvas de corte de agua que la apreciada en la Figura V. 23, esto debido al efecto causado por el polímero al aumentar la viscosidad del agua de inyección y, por lo tanto, el tiempo que dicha agua tarda en irrumpir en los pozos productores.

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo "PUMA".

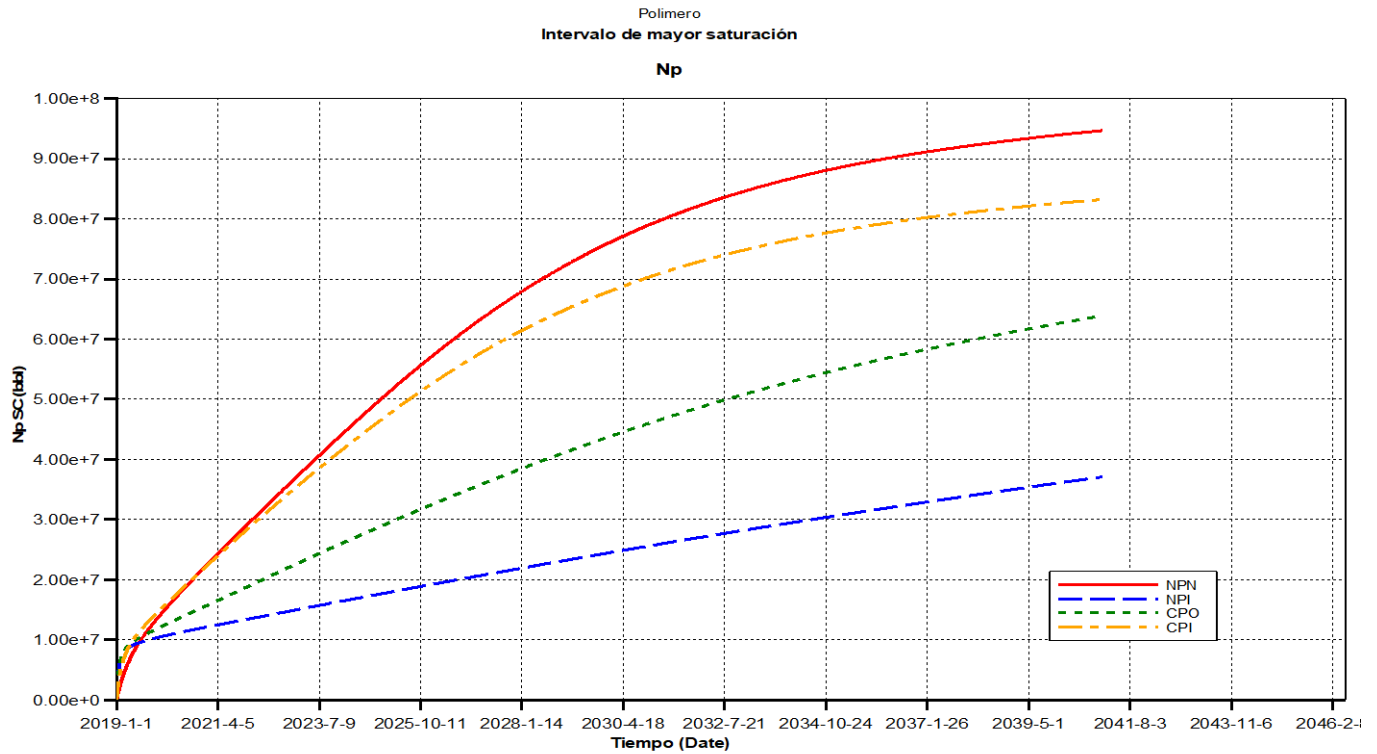


Figura V. 32 Producción acumulada de aceite (Np) obtenida de la inyección de polímero.

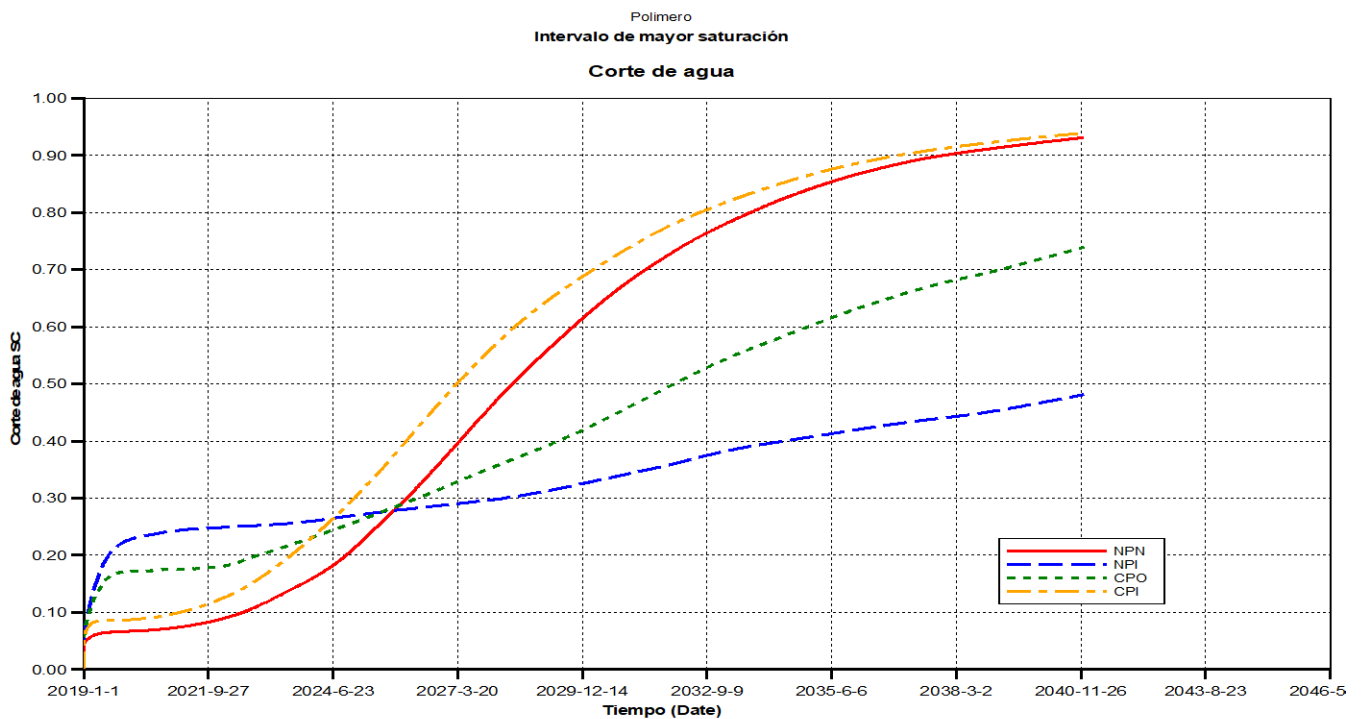


Figura V. 31 Corte de agua obtenido de la inyección de polímero.

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

Tabla V. 18 Datos de la recuperación obtenida a partir de la inyección de polímero.

Arreglos de pozos	Producción Acumulada, Np (MMbbl)	Factor de Recuperación (%)
NPN	94.687	37.27
NPI	37.117	14.61
CPO	63.903	25.15
CPI	83.237	32.76

V.5.2.7 Inyección de surfactante y polímero (SP)

Se realizó la inyección continua de surfactante y polímero con la concentración observada en la Tabla V. 10.

En la Figura V. 33 se observa que el arreglo NPN es el que mayor recuperación de aceite obtiene. Sin embargo, como se ilustra en la Tabla V. 19, dicha recuperación no es tan diferente con lo obtenido con los arreglos NPI y CPI. Por lo cual se optaría por utilizar el arreglo NPI al inyectar menor cantidad de químicos.

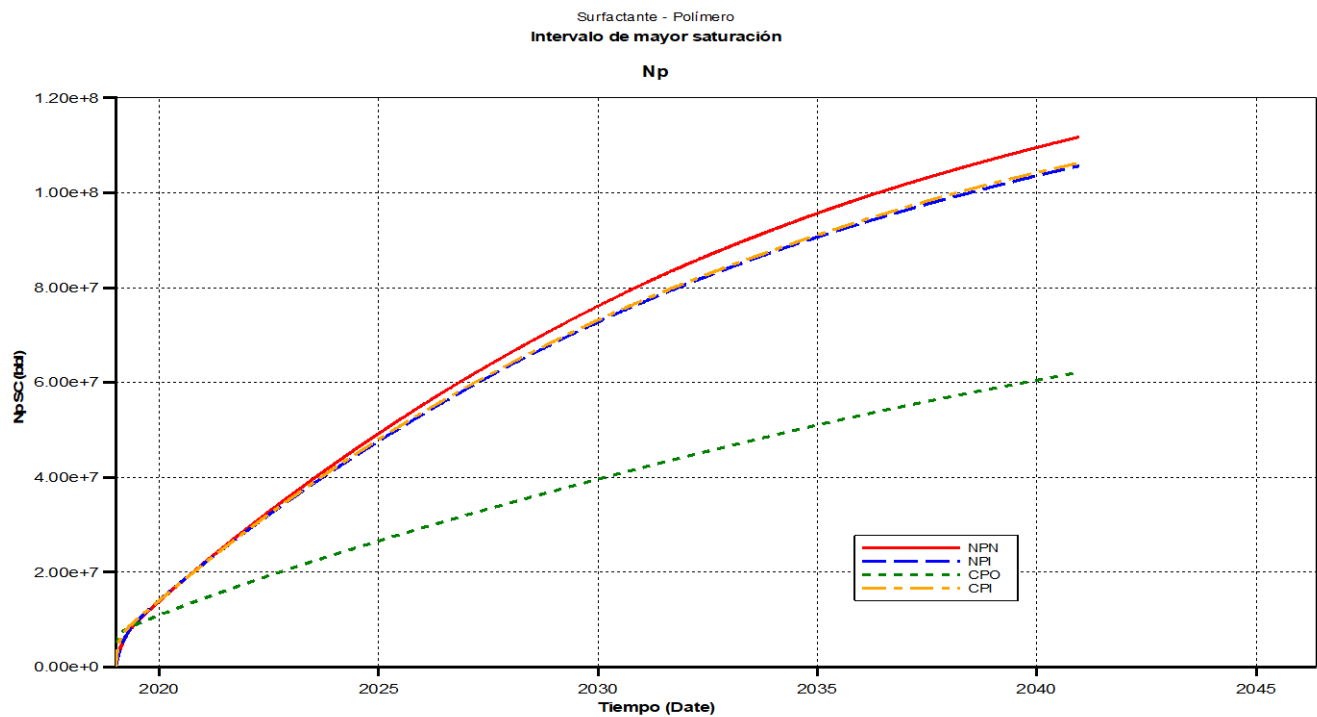


Figura V. 33 Producción acumulada de aceite (Np) obtenida de la inyección de surfactante y polímero.

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

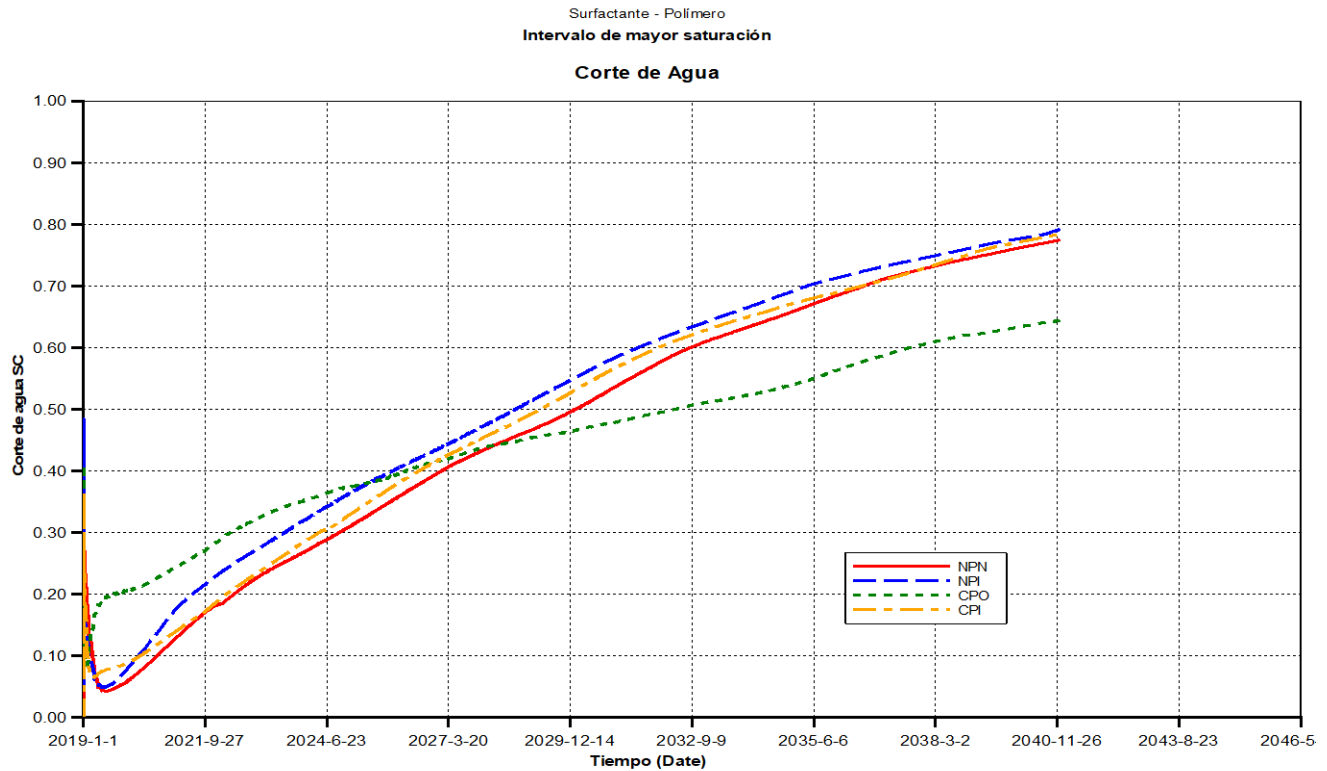


Figura V. 34 Corte de agua obtenido de la inyección de surfactante y polímero.

Tabla V. 19 Datos de la recuperación obtenida a partir de la inyección de surfactante y polímero.

Arreglos de pozos	Producción Acumulada, Np (MMbbl)	Factor de Recuperación (%)
NPN	111.784	44.00
NPI	105.661	41.59
CPO	62.136	24.46
CPI	106.301	41.84

Comparando los resultados obtenidos con este proceso (Tabla V. 19) y los datos obtenidos con la inyección de ASP (Tabla V. 15) se observa que se obtienen mejores resultados con la inyección de surfactante y polímero, sin embargo, el uso de esta alternativa implica introducir al medio una concentración más elevada de surfactante, y por tanto eleva los costos para esta alternativa.

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

V.5.2.8 Inyección de surfactante (S)

Se realizó la inyección continua de surfactante con la concentración observada en la Tabla V. 11.

Como se observa en la Tabla V. 20 los factores de recuperación obtenidos con la inyección de surfactante son similares a los obtenidos con la inyección de agua (Tabla V. 14), lo cual es poco favorable para el uso de este proceso debido al costo tan elevado del surfactante.

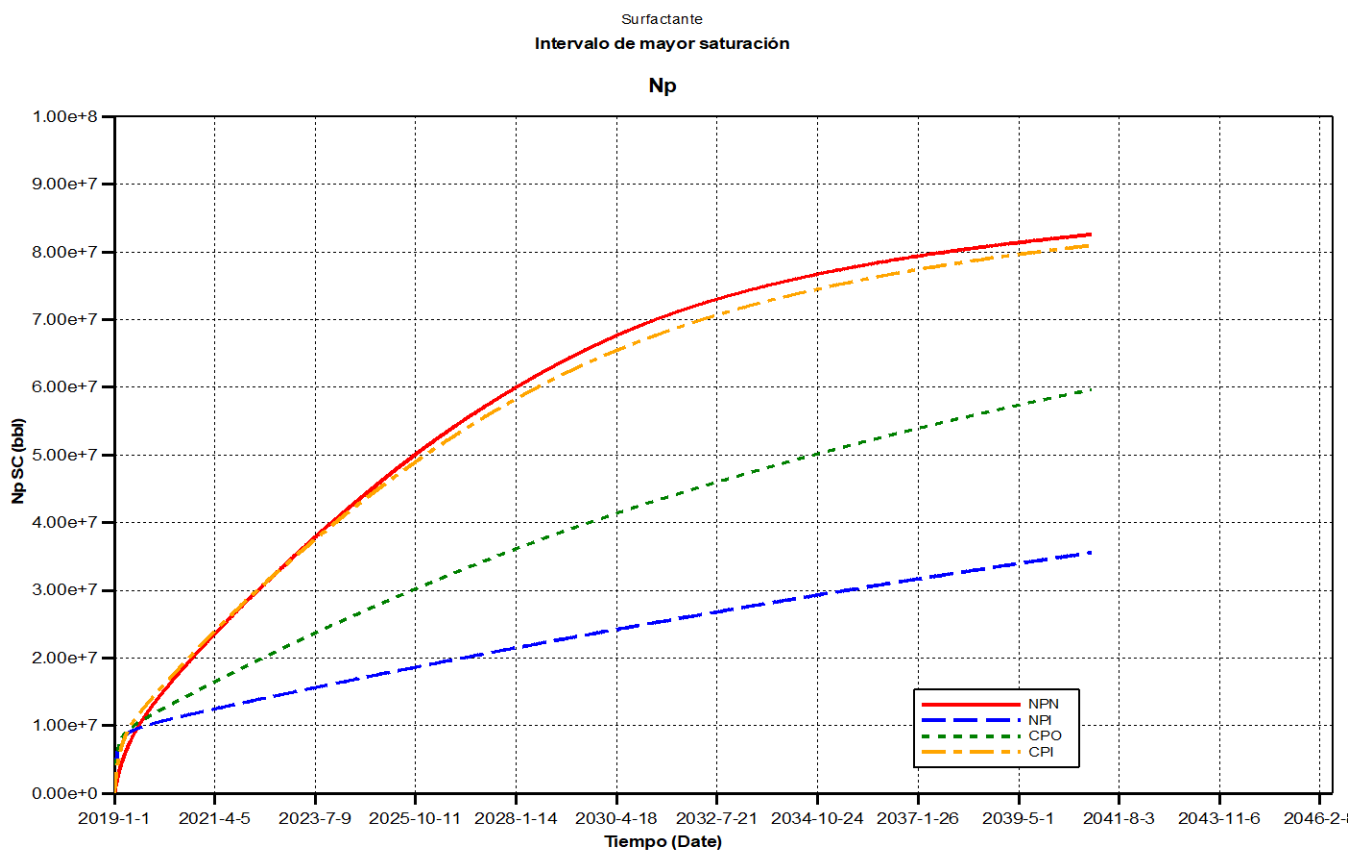


Figura V. 35 Producción acumulada de aceite (Np) obtenida de la inyección de surfactante.

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

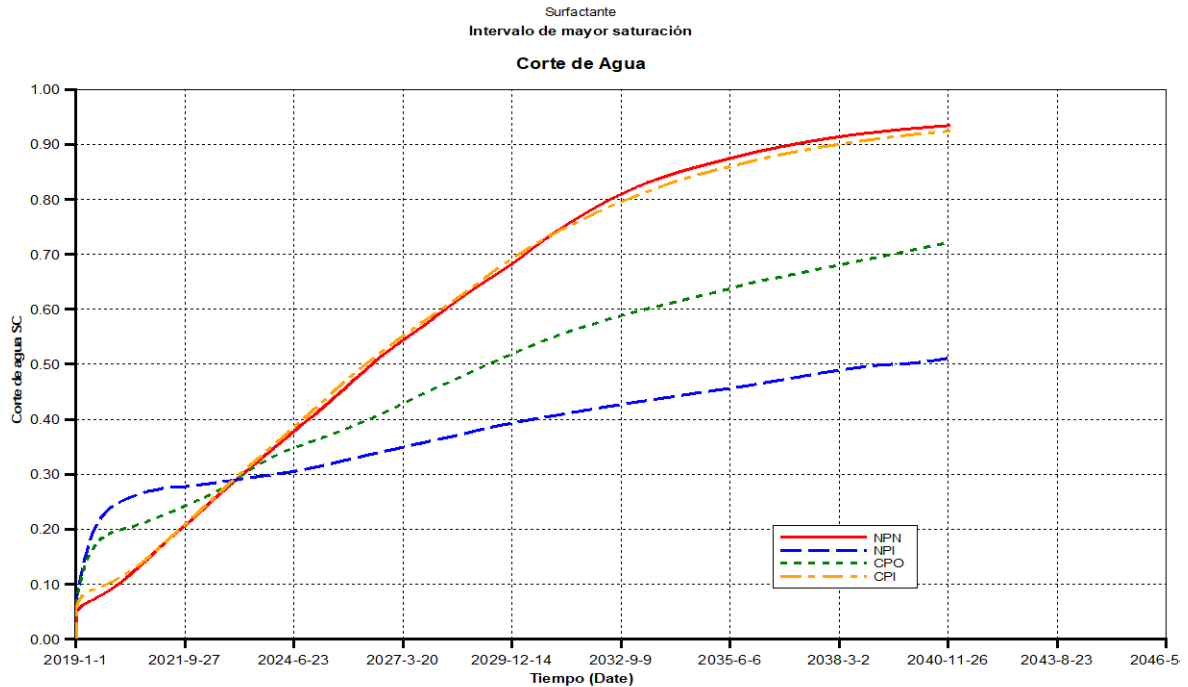


Figura V. 36 Corte de agua obtenido de la inyección de surfactante.

Tabla V. 20 Datos de la recuperación obtenida a partir de la inyección de surfactante.

Arreglos de pozos	Producción Acumulada, Np (MMbbl)	Factor de Recuperación (%)
NPN	82.607	32.51
NPI	35.593	14.01
CPO	59.680	23.49
CPI	80.993	31.88

V.5.2.9 Mejores alternativas

La Figura V. 37 muestra las mejores alternativas de cada uno de las propuestas planteadas. Se obtuvo que la mejor alternativa para aplicar en el campo “PUMA” fue la número 6, la cual es la inyección de agua con una posterior inyección de ASP (Figura V. 26), utilizando un arreglo NPN, obteniendo un factor de recuperación final de 52.09% y un corte de agua de 85.34%.

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

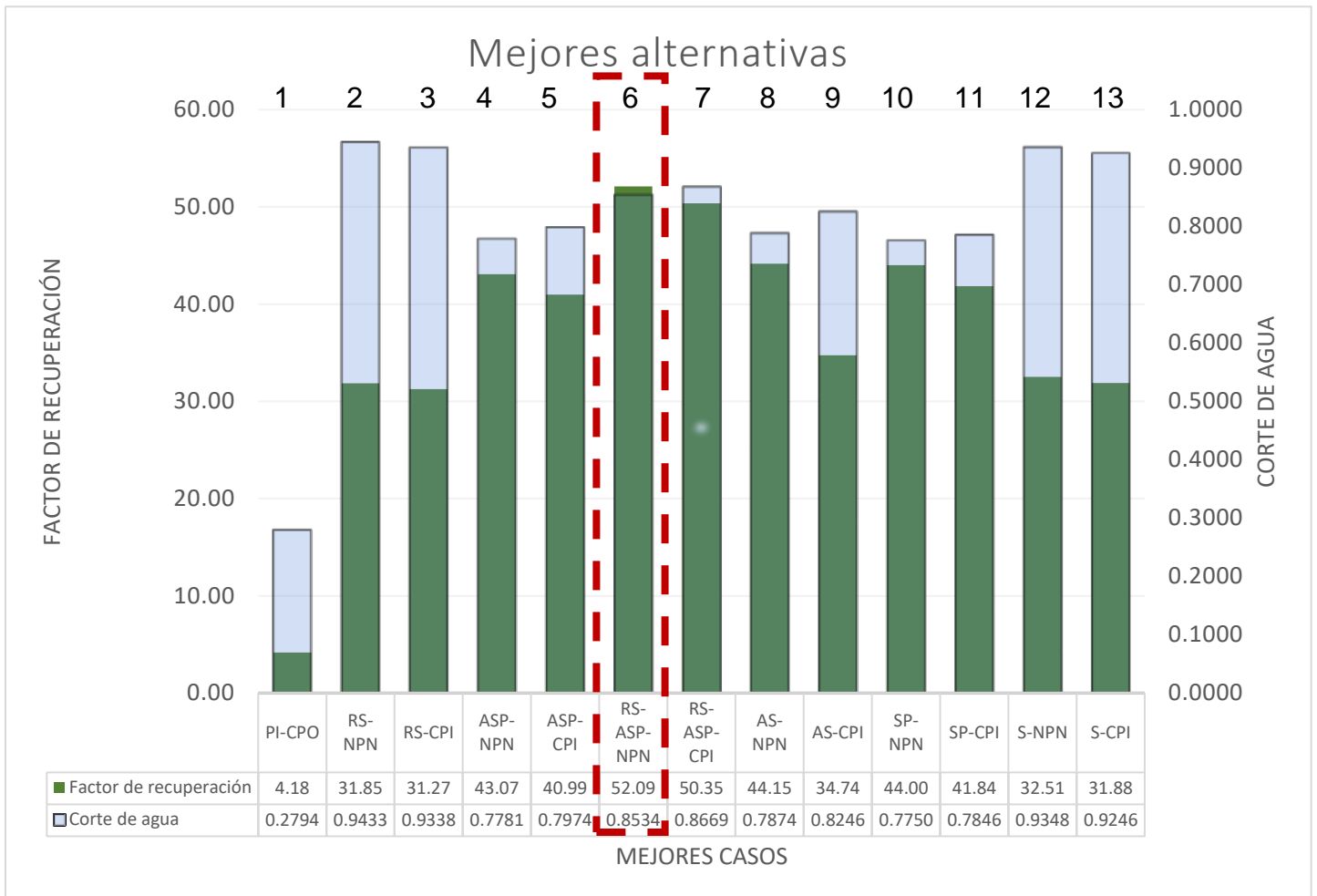


Figura V. 37 Selección de la mejor alternativa de acuerdo al factor de recuperación final y al corte de agua.

V.5.3 **Etap 3:** Optimización técnica del método de recuperación secundaria y/o mejorada seleccionado.

Se realizó la optimización técnica del proceso seleccionado mediante las actividades siguientes:

- Análisis de sensibilidad de periodos de inyección.
- Análisis de sensibilidad del gasto de inyección.
- Análisis conjunto de los periodos y gastos de inyección.
- Análisis de sensibilidad de la concentración de químicos (ASP) de inyección.

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

V.5.3.1 Análisis de sensibilidad de periodos de inyección

De acuerdo a las características del proceso seleccionado se contaba con la inyección de los volúmenes porosos observados en la Tabla V. 21.

Tabla V. 21 Volumen poroso inyectado con la alternativa seleccionada.

	Agua	ASP	Total
Gasto de inyección (bbl/día)	1000	1500	
Volumen total inyectado (bbl)	116,435,000.00	158,775,000.00	275,210,000.00
Porcentaje de volumen poroso (%)	18.50	25.22	43.72

Se decidió realizar la simulación de 5 casos diferentes en donde se variaba la longitud de los periodos de inyección de Agua y de ASP, lo cual influiría en el volumen poroso inyectado (Tabla V. 22) y por lo tanto en la variación del factor de recuperación (Tabla V. 23).

Tabla V. 22 Volúmenes porosos inyectados en los 5 casos propuestos.

Caso	VP (%)
Base	43.72
1	44.15
2	48.56
3	39.73
4	52.13
5	40.36

Tabla V. 23 Factor de recuperación obtenido con la inyección de los 5 casos propuestos.

Caso	Factor de recuperación (%)
Base	52.09
1	52.43
2	52.82
3	51.58
4	52.87
5	50.69

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

Con las 5 alternativas se obtuvieron factores de recuperación similares, sin embargo, en los casos 3 y 5 se registran volúmenes de inyección más bajos. En dichos casos se tenían periodos de inyección de agua mayores a los periodos de inyección de ASP, por lo que, se plantearon dos casos más en donde se dividió el tiempo en 8 periodos, los cuales se describen en las Figura V. 38 y Figura V. 39.

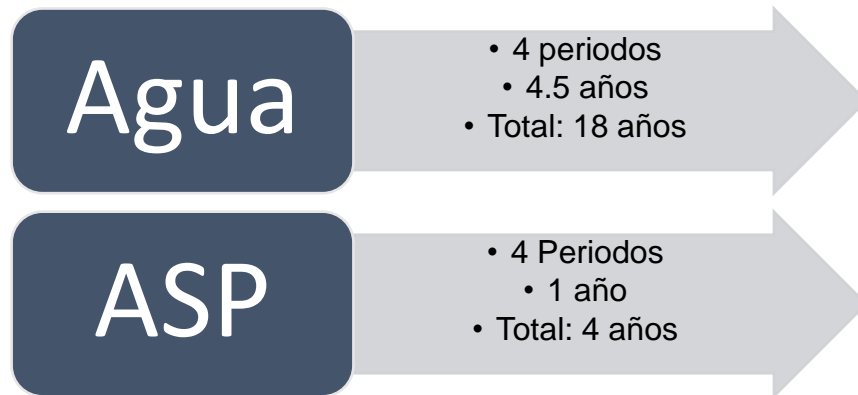


Figura V. 38 Periodos de inyección del caso 6.

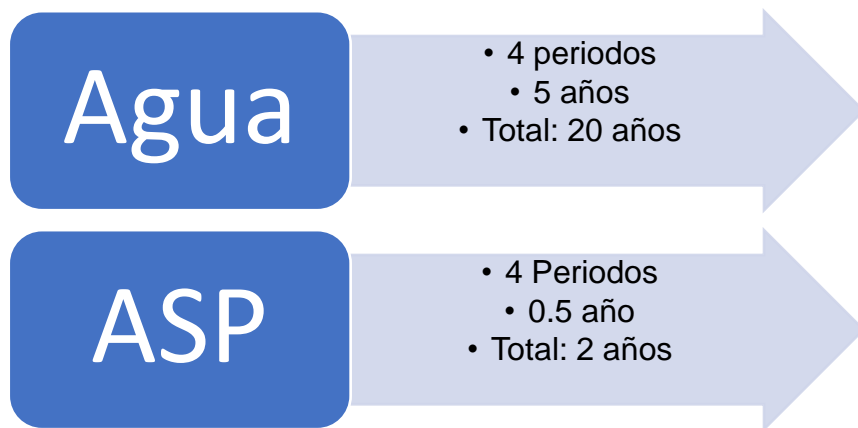


Figura V. 39 Periodos de inyección del caso 7.

Realizando este análisis de sensibilidad se observó lo siguiente:

- En los casos 6 y 7 se inyectó menor cantidad de volúmenes porosos de ASP, por lo tanto, se obtuvo una disminución en la inversión en costos de ASP.

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

- En la Figura V. 40 se observa que a menor tiempo de inyección de ASP y mayor alternancia entre agua y ASP existan habrá una disminución considerable en el corte de agua.

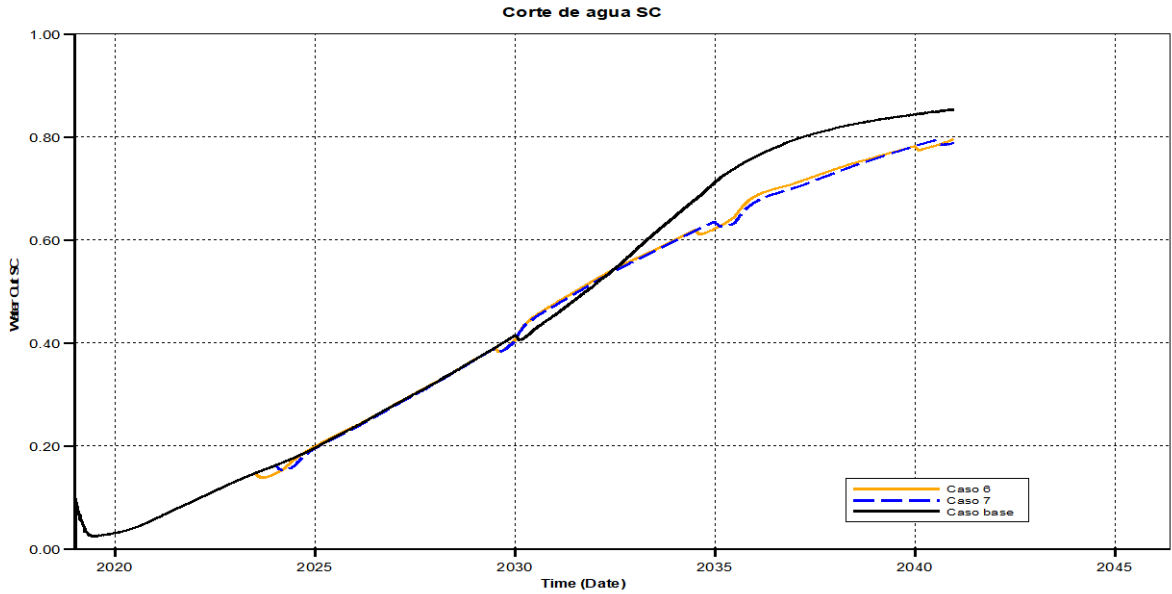


Figura V. 40 Disminución en el corte de agua con el uso de los casos 6 y 7.

- El factor de recuperación no se fue afectado al inyectar menor volumen de ASP, lo que indica que el modelo es más sensible a la inyección de agua.

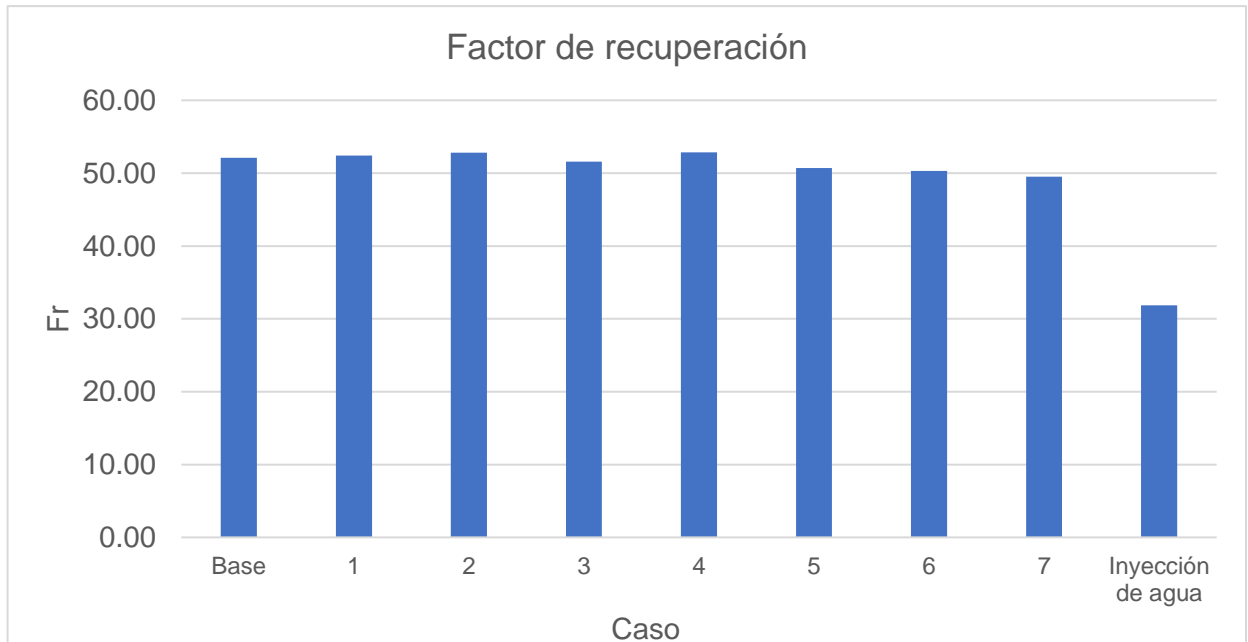


Figura V. 41 Comparación del factor de recuperación de cada uno de los casos propuestos, el caso base y la inyección de agua.

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

Debido a las observaciones realizadas se decidió utilizar los casos 6 y 7 para seguir realizando la optimización técnica del proceso seleccionado.

V.5.3.2 Análisis de sensibilidad del gasto de inyección

Se realizaron 200 corridas de simulación con la ayuda de redes neuronales en la que se variaron los gastos de inyección tanto de agua como de ASP para el caso base.

Como límites de inyección de agua y ASP se plantearon los observados en la Tabla V. 24.

Tabla V. 24 Límites utilizados para la simulación de redes neuronales.

	Límite inferior	Límite superior
Gasto de agua (BPD)	72,500	145,000
Gasto de ASP (BPD)	10,000	20,000

De los resultados obtenidos se eligieron dos casos basándose en la recuperación de aceite acumulada y el corte de agua (Figura V. 42). En la Tabla V. 25 se observan los datos de los gastos seleccionados. Los casos seleccionados se utilizarían para aplicarlos en los periodos de tiempo seleccionados en el apartado V.5.3.1 y de esta manera realizar el análisis conjunto de periodos y gastos de inyección.

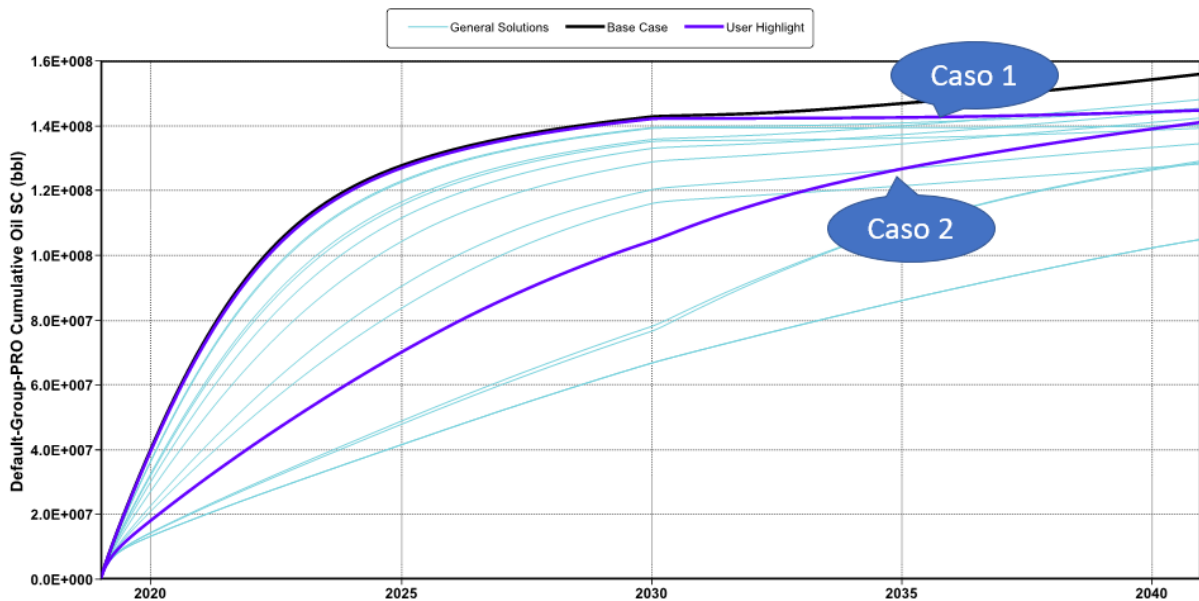


Figura V. 42 Casos seleccionados de las 200 corridas realizadas con redes neuronales.

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

Tabla V. 25 Mejores casos obtenidos en gastos.

	Caso 1		Caso 2	
	Agua	ASP	Agua	ASP
Gasto total [BPD]	42,727.27	52,929.29	142,474.75	30,202.02
Gasto por pozo [BPD]	1,473.35	1,825.15	4,912.92	1,041.45
Utilizado [BPD]	1,470.00	1,825.00	4,913.00	1,041.00

V.5.3.3 Análisis conjunto de los periodos y gastos de inyección.

Combinando los resultados obtenidos en los análisis de tiempos de inyección y gastos de inyección se realizaron los siguientes casos:

- Caso A: 8 tiempos de inyección considerando una alternancia de 4.5 años de inyección de agua y 1 año de ASP durante 4 periodos. Esto a una inyectividad de 1,470 BPD de agua y 1,825 BPD de ASP.
- Caso B: 8 tiempos de inyección considerando una alternancia de 4.5 años de inyección de agua y 1 año de ASP durante 4 periodos. Esto a una inyectividad de 4,913 BPD de agua y 1,041 BPD de ASP.
- Caso C: 8 tiempos de inyección considerando una alternancia de 5 años de inyección de agua y 0.5 años de ASP durante 4 periodos. Esto a una inyectividad de 1,470 BPD de agua y 1,825 BPD de ASP.
- Caso D: 8 tiempos de inyección considerando una alternancia de 5 años de inyección de agua y 0.5 años de ASP durante 4 periodos. Esto a una inyectividad de 4,913 BPD de agua y 1,041 BPD de ASP.

Como se ilustra en la Tabla V. 26 los casos que mayor factor de recuperación obtienen son el B y D, sin embargo, el corte de agua en estas dos alternativas es de aproximadamente 90% desde los primeros años de producción en comparación con las alternativas A y C (Figura V. 43). Debido a ello y a que el gasto de inyección de agua en las alternativas B y D es 3.3 veces mayor al utilizado en las alternativas A y C, se decidió elegir estas últimas para continuar con la optimización técnica.

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

Tabla V. 26 Factor de recuperación de las alternativas A, B, C y D.

Caso	Factor de recuperación
A	54.12
B	59.82
C	53.49
D	59.92

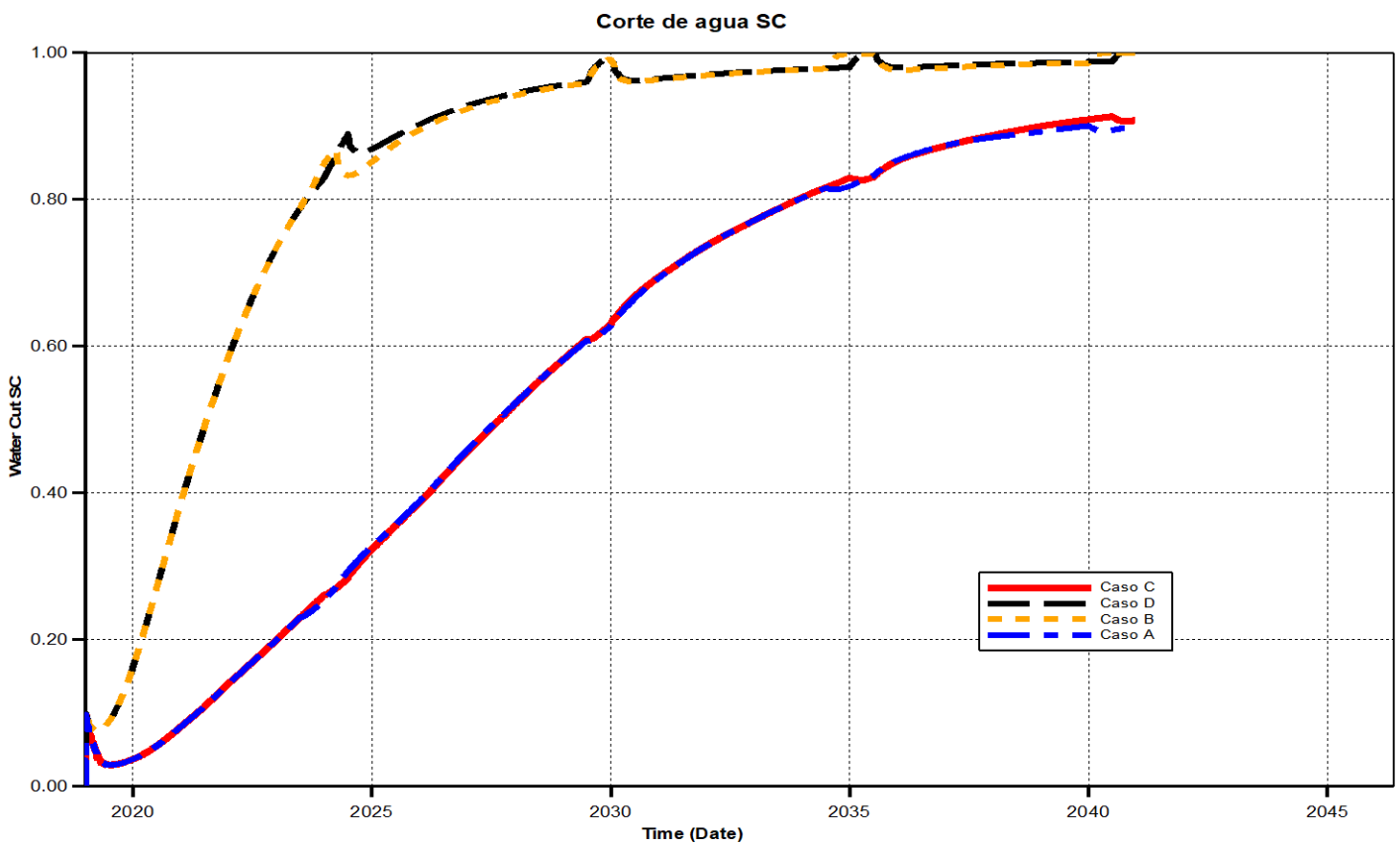


Figura V. 43 Corte de agua obtenido de la inyección de las alternativas A, B, C y D.

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

V.5.3.4 Análisis de sensibilidad de la concentración de químicos (ASP) de inyección.

Al observar que los efectos de los baches de inyección de ASP no tenían gran impacto sobre la recuperación de aceite, al no llegar a valores ultra bajos de tensión interfacial, y observar grandes cambios en la saturación de aceite, ni observar un efecto considerable en el aumento de viscosidad de agua; se llegó a la conclusión que la concentración de ASP que se utilizaba para el aumento de la recuperación de aceite no era la suficiente. Por lo que se propuso una nueva concentración con el fin de observar dichos efectos. Dicha concentración se obtuvo en diferentes etapas, la primera de ella se realizó aumentando únicamente las concentraciones de álcali y polímero, debido a que, si se llevaba a cabo un aumento en la concentración de surfactante, implicaría un costo adicional. El procedimiento de los cambios que se realizaron a los valores de la Tabla V. 7 se aprecia en la Figura V. 44.

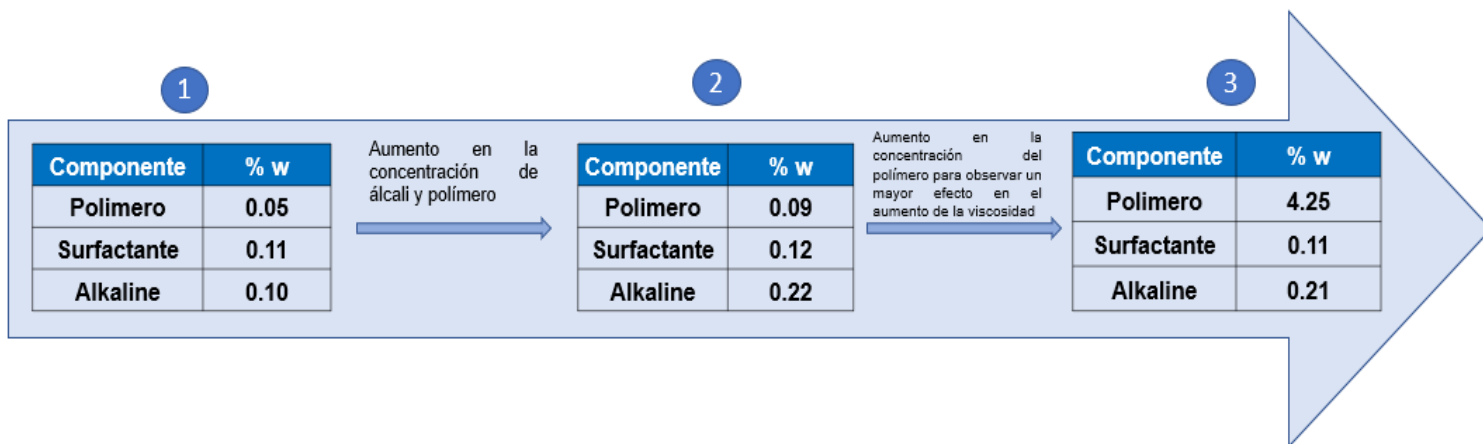


Figura V. 44 Procedimiento de la primera etapa de optimización de la concentración de químicos (ASP) de inyección.

Lo anterior se aplicó a los casos A y C obtenidos en el apartado V.5.3.3. Una vez realizadas las modificaciones se obtuvo un aumento de 5.16% en el caso A y de un 4.32% en el caso C.

La segunda etapa consistió en calcular la concentración de inyección de los químicos haciendo uso de su peso molecular (PM), dicho procedimiento se observa en la Figura V. 45.

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo "PUMA".

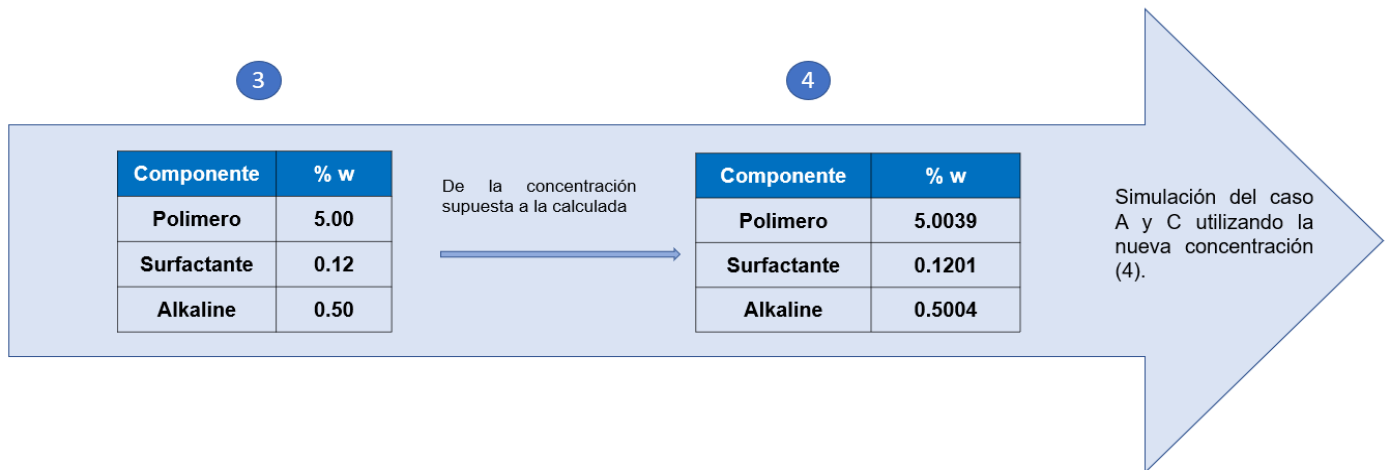


Figura V. 45 Procedimiento de la primera etapa de optimización de la concentración de químicos (ASP) de inyección.

Como se observa en la Figura V. 46 los efectos de la optimización de la concentración de ASP calculada, no sólo se esperan en el factor de recuperación sino también en corte de agua, una vez optimizada la concentración de ASP de inyección, los cortes de agua finales disminuyen en cerca de 12%, esto debido a un mayor efecto del polímero inyectado en forma de baches.

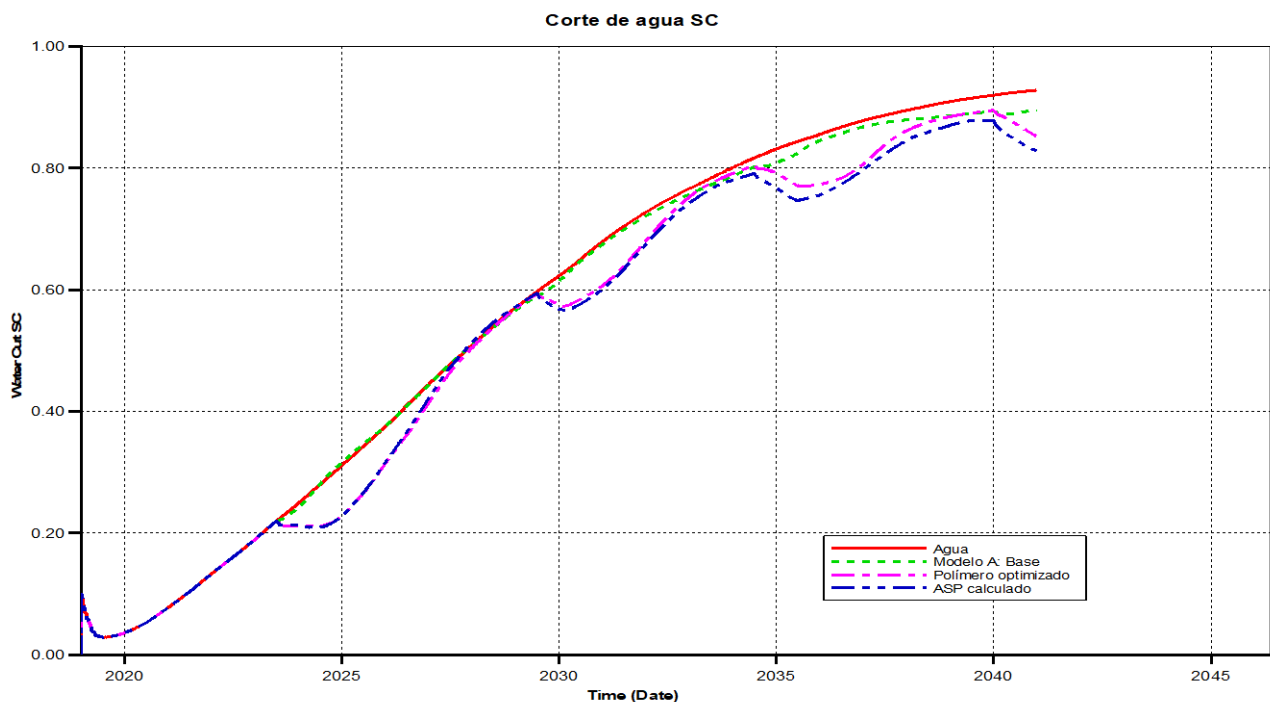


Figura V. 46 Cortes de agua finales de caso A.

Capítulo V. Evaluación técnica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

Tabla V. 27 Factor de recuperación final debido a la inyección de concentración calculada de ASP (Caso A).

Casos	Factor de Recuperación (%)
Caso A: Base	55.33
Optimización ASP	56.11
Optimización polímero	58.13
ASP calculado	59.06

Tabla V. 28 Factor de recuperación final debido a la inyección de concentración calculada de ASP (Caso C).

Casos	Factor de Recuperación (%)
Caso C: Base	53.49
Optimización ASP	54.34
Optimización polímero	56.05
ASP calculado	56.86

Se observó que al aumentar la concentración de álcali y polímero aumentó el factor de recuperación más alto. Con el uso de la concentración de inyección calculada, se tuvo un aumento final de 6.09% en factor de recuperación para el caso A (Tabla V. 27) y de 5.13% para el caso C (Tabla V. 28). Se tendría que poner a consideración si es que conviene inyectar baches de ASP de un año (caso A) o de medio año (caso C), utilizando análisis económicos para la toma de decisión final.

VI. Evaluación económica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

En este capítulo se realizará la evaluación económica de los casos A y C obtenidos en la sección V.5.3.4 con el fin de seleccionar la mejor alternativa, realizando análisis de ganancias, inversión y con ello efectuar la toma de decisión final basada en indicadores económicos.

VI.1 Evaluación económica del proceso seleccionado

La evaluación económica se realizó en dos etapas subsecuentes a las mostradas en la Figura V. 17 las cuales se muestran en la Figura VI. 1.

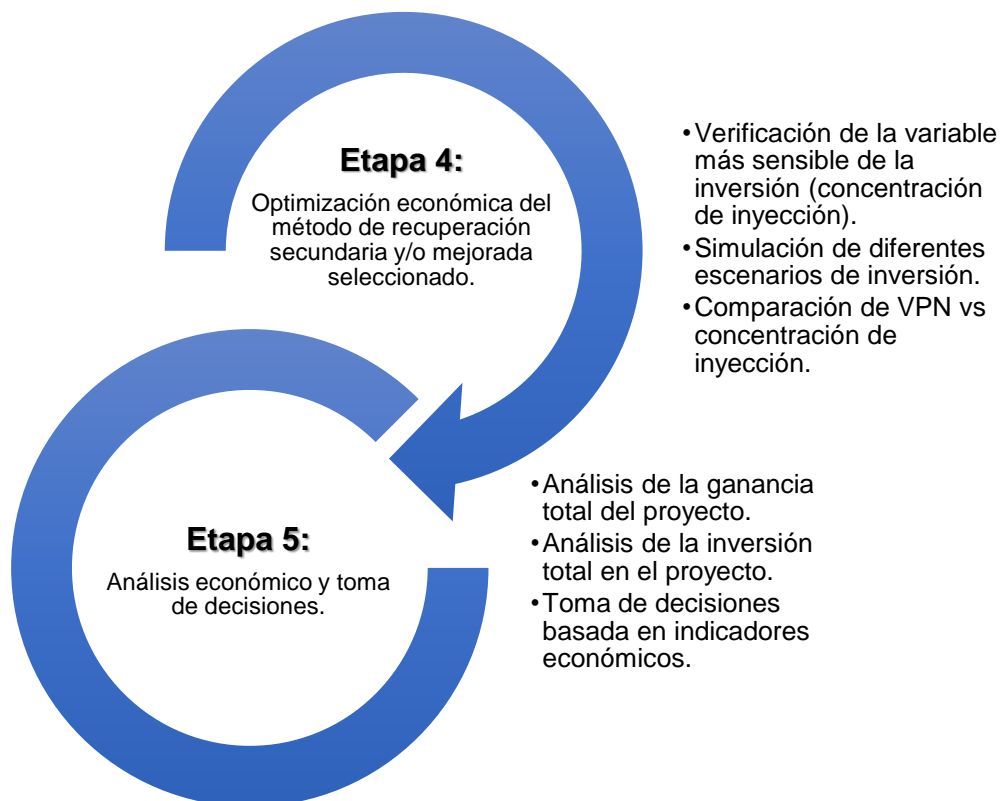


Figura VI. 1 Primera parte análisis realizado (Evaluación económica).

Capítulo VI. Evaluación económica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

VI.1.1 Etapa 4: Optimización económica del método de recuperación secundaria y/o mejorada seleccionado.

En esta etapa se verificó la variable más sensible en la inversión del proyecto, en dicha inversión se consideró únicamente la cantidad de químicos inyectados (álcali, surfactante y polímero).

Para realizar el análisis de sensibilidad se utilizaron los precios de los químicos ilustrados en la Tabla VI. 1, una tasa de interés de 10% y un precio de barril de 100 USD y de esta manera obtener los diagramas de tornado mostrados en la Figura VI. 2 y Figura VI. 3 para los casos A y C respectivamente.

Tabla VI. 1 Precios de químicos utilizados para realizar el análisis de sensibilidad.

Químico	Bajo (USD/barril inyectado)	Base (USD/barril inyectado)	Alto (USD/barril inyectado)
Álcali	120	20	2
Surfactante	200	50	5
Polímero	80	15	1

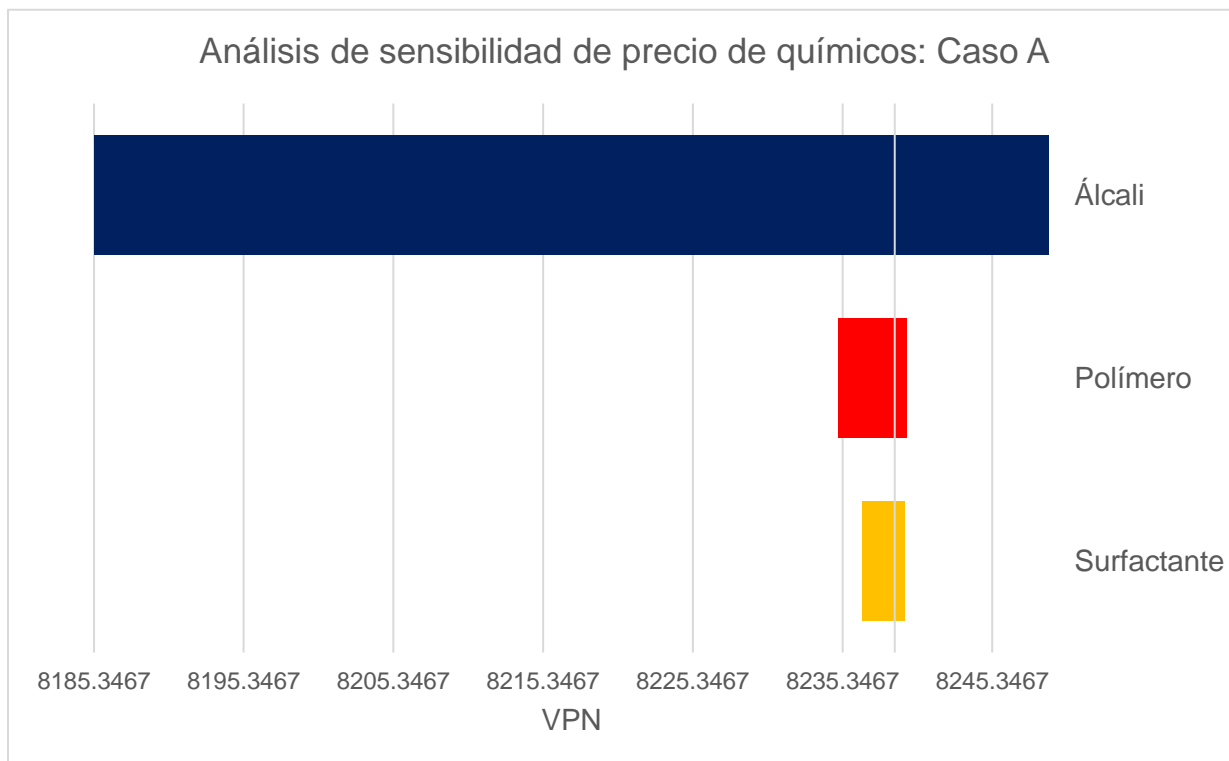


Figura VI. 2 Análisis de sensibilidad de precio de químicos: Caso A.

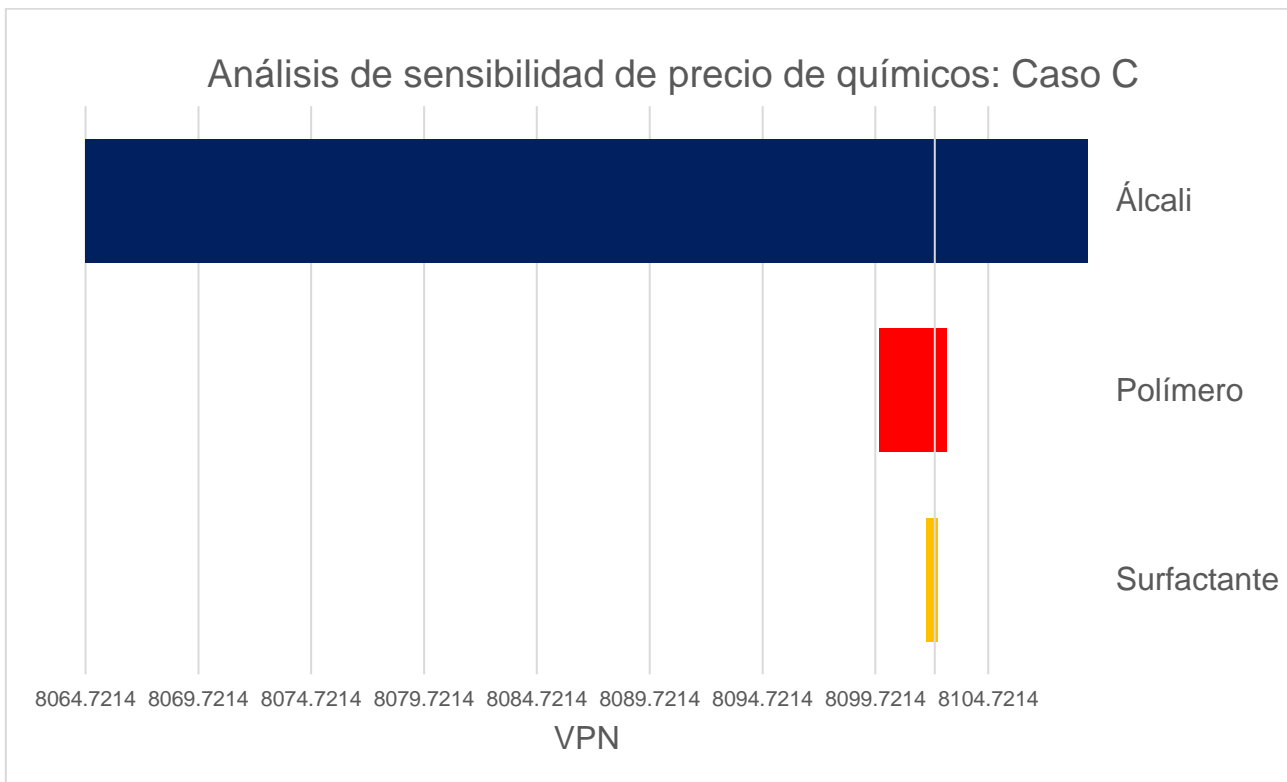


Figura VI. 3 Análisis de sensibilidad de precio de químicos: Caso C.

Como se observa, el álcali es la variable que mayor impacto tiene en el proyecto. Es decir que se tendría una relación directa con la cantidad de álcali inyectado (inversión) y la ganancia total del proyecto.

Considerando lo analizado, se realizaron 50 simulaciones con redes neuronales para ambos casos, en donde se variaron las concentraciones de inyección del álcali, surfactante y polímero. De las 50 simulaciones realizadas se eligieron 3 casos en donde se obtuvo la máxima y peor ganancia, además de un caso intermedio el cual fue utilizado como caso base.

Dicha selección se ilustra en la Figura VI. 5 y Figura VI. 4 y para los casos A y C respectivamente.

Capítulo VI. Evaluación económica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo "PUMA".

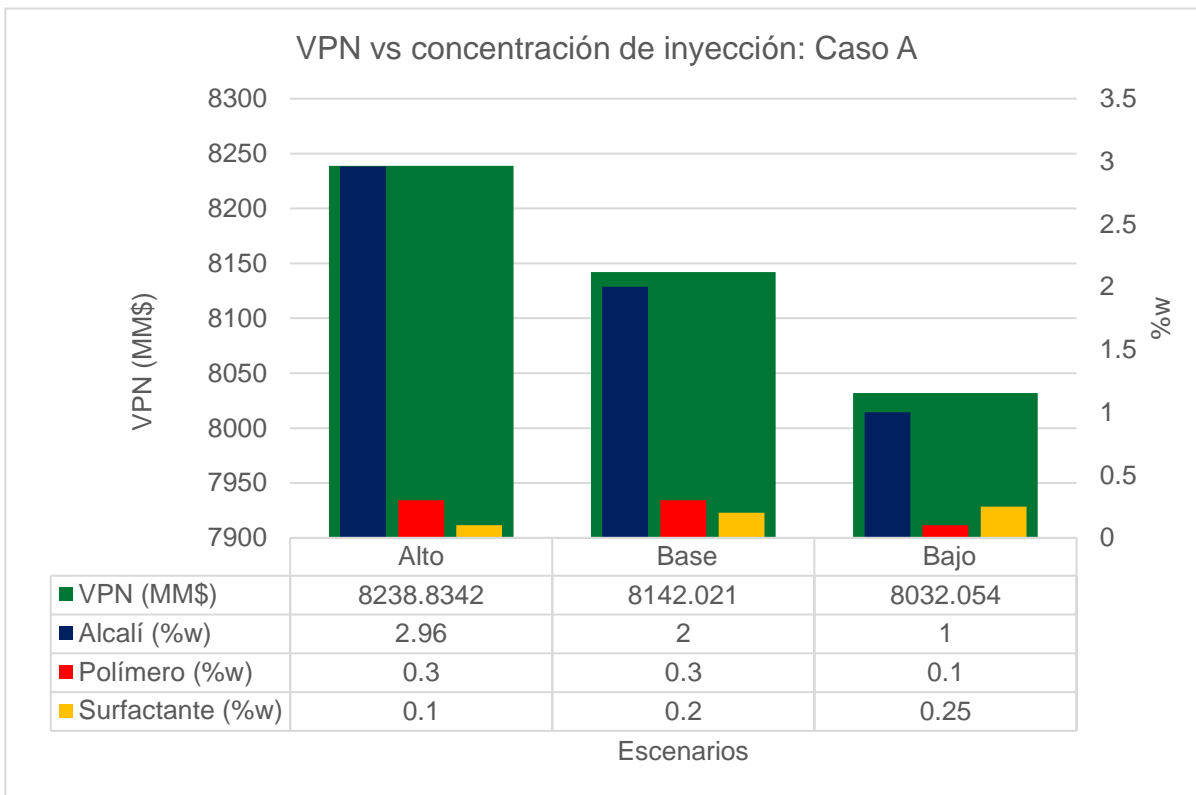
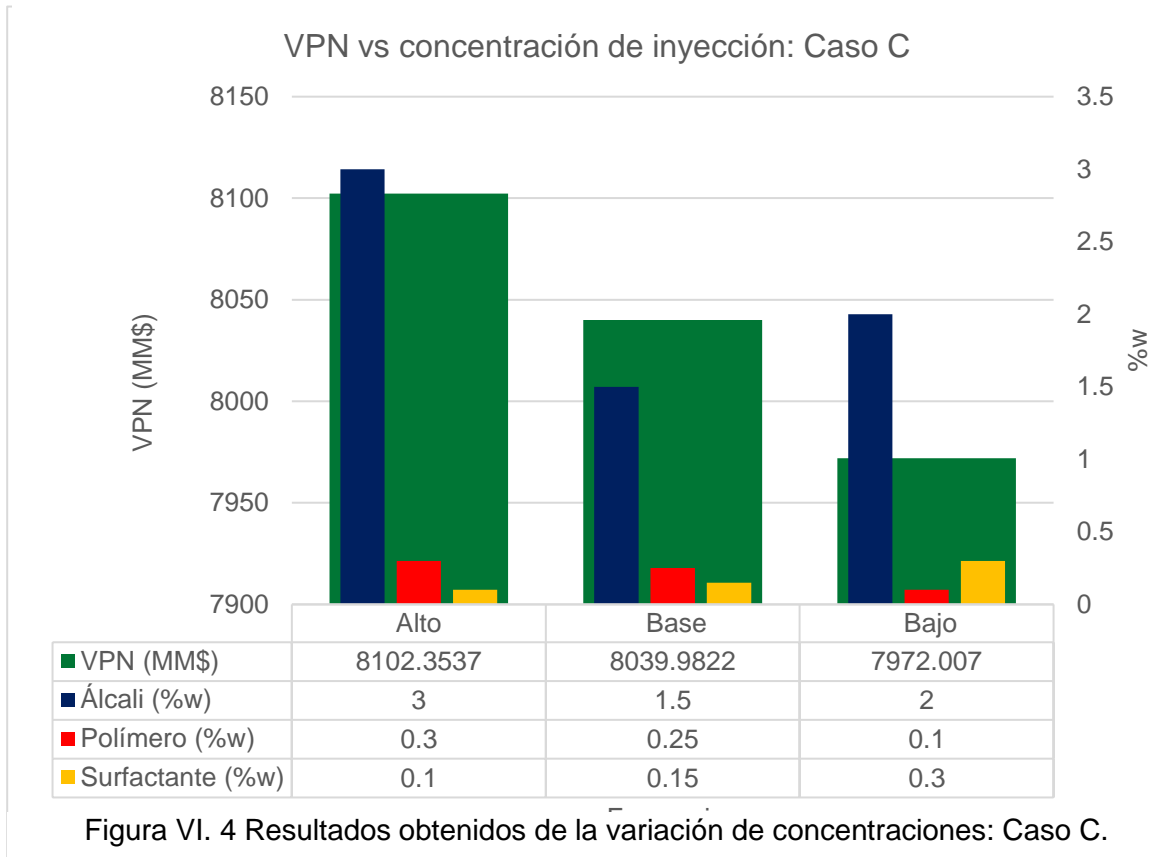


Figura VI. 5 Resultados obtenidos de la variación de concentraciones: Caso A.



Capítulo VI. Evaluación económica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo "PUMA".

Para ambos casos se aprecia que entre más concentración de álcali y menor concentración de surfactante se inyecte se obtendrá un mayor VPN. Esto se puede justificar técnica y económicamente. El álcali es el componente químico más barato y su inyección sirvió como agente de sacrificio, de esta forma se evitó la pérdida por adsorción de surfactante y se logró inyectar en menor concentración. Con esto, se disminuye la inversión en el proyecto. Caso contrario, al inyectar una mayor cantidad de surfactantes, a pesar de mantener la recuperación de aceite se reduce la ganancia en gran medida debido a su alto costo.

Las concentraciones de inyección utilizadas en las alternativas base de cada uno de los casos (A y C) fueron las tomadas como resultado final de esta etapa de optimización económica, las cuales se comparan en la Figura VI. 6.

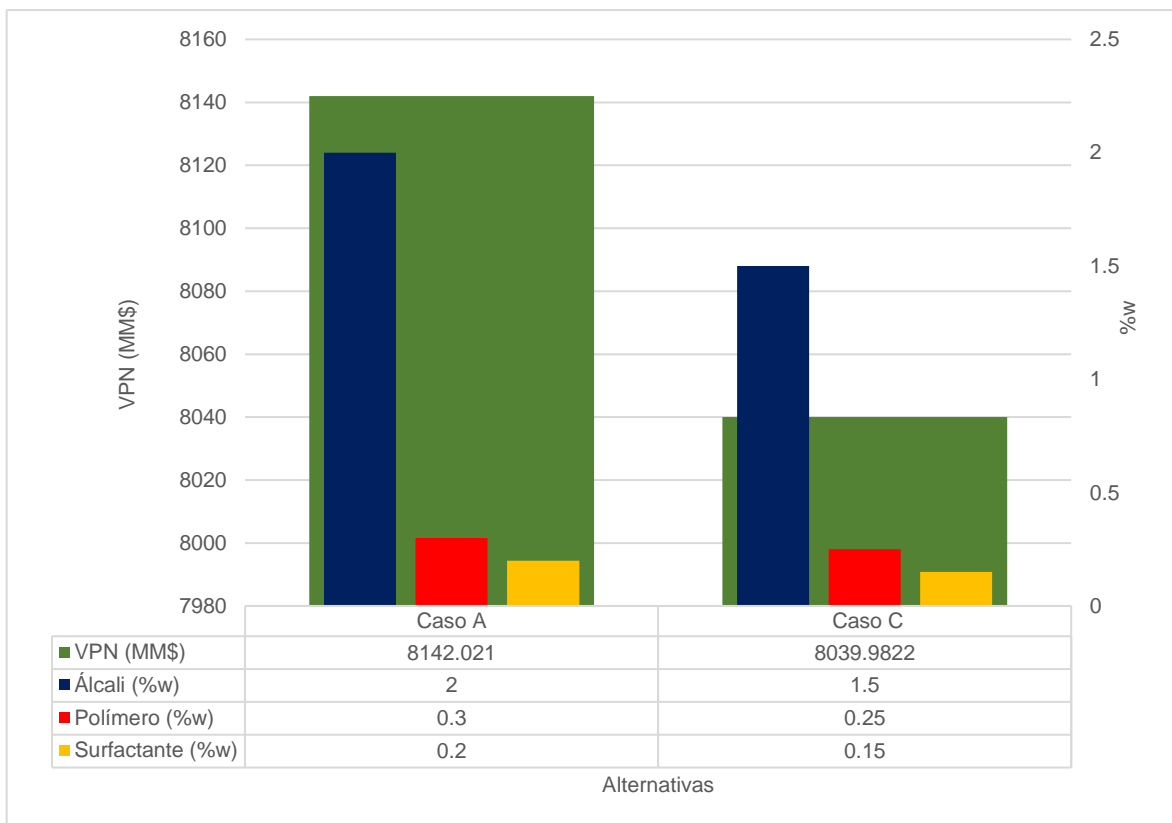


Figura VI. 6 Comparación de los casos A y C una vez realizada la optimización económica.

Capítulo VI. Evaluación económica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

VI.1.2 **Etapa 5:** Análisis económico y toma de decisiones.

Una vez realizada la optimización económica de los casos A y C se realizó el análisis económico para de esta forma realizar la selección final del mejor caso.

Se llevó a cabo el análisis de la ganancia total de los casos A y C. Como se observa en la Figura VI. 6 con el caso C se obtiene un VPN menor a lo que se obtiene con el caso A con una diferencia de aproximadamente 100 MM\$. Sin embargo, esto no significó un factor determinante para realizar la selección el caso A.

En la Tabla VI. 2 y Tabla VI. 3 se observa que la ganancia total del proyecto no está únicamente relacionada con la producción, es decir, que no necesariamente obteniendo un mayor factor de recuperación con el proyecto seleccionado se tendrá una mejor ganancia, sino que dicha ganancia también estará directamente relacionada con la inversión y en este caso en particular, con la concentración de químicos que se inyecten con el proyecto, gasto de inyección y periodos de inyección.

Tabla VI. 2 Análisis de la ganancia: Caso A.

Caso A			
	Alto	Base	Bajo
Np (MMbbls)	148,446,340	145,221,520	142,000,260
Diferencia (bbls)	-	3,224,820	6,446,080
VPN (MM\$)		32.2482	64.4608
VPN final(MM\$)	8238.8342	8142.021	8032.054
Diferencia final VPN (MM\$)		96.8132	206.7802

Tabla VI. 3 Análisis de la ganancia: Caso C.

Caso C			
	Alto	Base	Bajo
Np (MMbbls)	144.47	141.56	140.51
Diferencia (bbls)	-	2,903,980	3,955,400
VPN (MM\$)		29.0398	39.554
VPN final(MM\$)	8102.3537	8039.9822	7972.007
Diferencia final VPN (MM\$)		62.3715	130.3467

Capítulo VI. Evaluación económica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

Además de ello, se realizó el análisis de la inversión total para los casos A y C (Tabla VI. 4 y Tabla VI. 5 respectivamente) en las cuales se observa que con el uso del caso C se invierte menos que con la alternativa A al utilizar una menor concentración de inyección, inyectar baches de menor tiempo y con ello inyectar menos cantidad de químicos.

Tabla VI. 4 Análisis de la inversión: Caso A.

	Alternativa A		
	Álcali	Surfactante	Polímero
Gasto por pozo (\$/bbl)	7.74	1.44	0.87
Gasto por sector (\$/bbl)	224.60	41.86	25.16
Gasto de inyección (bbl/día)	1825	1825	1825
Inversión por día de inyección de ASP (\$/día)	409,895.45	76,392.49	45,925.81
Tiempo de inyección total (días)	1,460	1,460	1,460
Inversión de químicos (\$)	598,447,358	111,533,036	67,051,690
Inversión total (MM\$)	777.03		

Tabla VI. 5 Análisis de la inversión: Caso C.

	Alternativa C		
	Álcali	Surfactante	Polímero
Gasto por pozo (\$/bbl)	3.77	0.18	0.47
Gasto por sector (\$/bbl)	109.36	5.32	13.61
Gasto de inyección (bbl/día)	1,825	1,825	1,825
Inversión por día de inyección de ASP (\$/día)	199,583.76	9,714.18	24,846.95
Tiempo de inyección total (días)	730	730	730
Inversión de químicos (\$)	145,696,147.22	7,091,351.78	18,138,271.63
Inversión total (MM\$)	170.93		

Capítulo VI. Evaluación económica de los proyectos de Recuperación Secundaria y Mejorada en el campo “PUMA”.

Una vez realizados los análisis de la ganancia e inversión total del proyecto se realizó la toma de decisión final basada en la observación de indicadores económicos. Como se observa en la Tabla VI. 6, realizando el cálculo de a relación beneficio costo utilizando el VPN y la inversión total en el tiempo 0, se obtuvo un mejor resultado con el uso del caso C al saber que por cada dólar invertido se tendrá una ganancia final de 46.98 dólares, en comparación con el caso A se obtuvo una diferencia de 36.5 dólares.

Tabla VI. 6 Relación beneficio/costo para realizar la toma de decisiones final.

Relación Beneficio/Costo		
Alternativa	A	C
VPN	8,142.02	8,029.98
Inversión total	777.03	170.93
R (B/C)	11.48	47.98

VII. Conclusiones y recomendaciones.

Se realizó el análisis para la explotación de un yacimiento carbonatado de alta temperatura y alta salinidad a partir de la evaluación técnica-económica para determinar la alternativa y secuencia de aplicación óptima. Al hacer uso de dicho análisis se seleccionó la inyección de agua con una posterior inyección de ASP al obtener con este método un factor de recuperación de 52.09% y un corte de agua de 85.34%.

Después de llevar a cabo la optimización técnica se obtuvo un aumento en el factor de recuperación de hasta 59% y con un corte de agua final de 82.6%. Al término de esta etapa se redujeron los periodos de inyección de tener una inyección continua de ASP de 11 años a inyecciones totales de 4 y 2 años (según fuera el caso), reduciendo costos de inversión de ASP con ello.

Una vez realizada la optimización económica se maximizó el valor del proyecto (tanto para el caso A como el C), buscando reducir inversiones (concentración de químico inyectado). Realizando los análisis de la ganancia y la inversión, se llegó a la conclusión que no necesariamente teniendo factores de recuperación altos significaba un aumento total en ganancia, sino que dicha ganancia dependía directamente de la inversión total realizada en el proyecto. Al observar indicadores económicos (VPN y R b/c) se comprobó dicho análisis al obtener que el caso C era el más rentable al obtener un R (b/c) de 47.98.

Para cada uno de las alternativas simuladas en el campo PUMA, los arreglos con los que mejores resultados se obtuvieron fueron el de nueve pozos normal (NPN) y el cuatro pozos en líneas oblicuas invertido (CPI). El uso de arreglos de pozos es favorable para la obtención de factores de recuperación más elevados. Se recomienda utilizar los arreglos de pozos NPN y CPI, arreglos con una relación inyector/productor >1 , debido a que en todos los casos se obtuvieron mejores resultados con su implementación.

En cuanto a los disparos, se recomienda observar la saturación de los fluidos en el modelo y realizarlos en la zona de alta saturación de aceite, debido a que existe una canalización del agua de inyección hacia el acuífero.

Se debe de explotar el yacimiento buscando un mantenimiento de presión en lugar de un mantenimiento de la producción con el objetivo de alargar la vida productiva del yacimiento.

La alternativa con mejores resultados fue la inyección de agua con una posterior inyección de ASP, sin embargo, se observó que el modelo es más sensible a la

Capítulo VIII. Conclusiones y recomendaciones.

inyección de agua. Para realizar una correcta evaluación técnica se recomienda observar las curvas de factor de recuperación, así como el corte de agua, respetando una caída de presión que sea considerable y manteniendo la inyektividad en el modelo.

Es importante observar al momento de simular la inyección de los diferentes métodos que el proceso se esté llevando a cabo de manera correcta, es decir, que los químicos que se intervienen en el sistema estén causando el efecto deseado y que se obtengan resultados congruentes a ello, observar los modelos 3D, graficas de tensión interfacial y número capilar; cuidar la reología del polímero y obtener la viscosidad del agua deseada.

Una vez seleccionado el mejor método de explotación; se optimiza con el fin de reducir costos operativos y aumentar favorablemente los resultados, para esto se recomienda el uso de análisis de sensibilidad de gastos de inyección, periodos de inyección y concentración de inyección.

El análisis de sensibilidad de periodos de inyección se recomienda hacerlo de periodos grandes a pequeños de inyección, si son dos procesos los que se están implementando, se recomienda realizar alternativas en donde los periodos de inyección sean largos para una de las dos alternativas y cortos para la otra. Observar los cambios en la recuperación de aceite, así como el corte de agua y de esta manera encontrar a que método de los seleccionados es más sensible el modelo y con ello escoger los periodos de inyección que mejor se adapten al modelo.

Se analizaron los resultados obtenidos con la simulación, donde al inyectar periodos alternados entre el agua (4 años de desplazamiento continuo) y ASP (Baches de 6 meses) se obtienen mejores resultados en función a las variables "Np" y "Wc", maximizando el factor de recuperación (6% aproximadamente) y reduciendo de manera considerable los costos de inversión por productos químicos.

Para realizar el análisis de sensibilidad de los gastos de inyección, se recomienda realizar diferentes corridas en donde se varíen los gastos de inyección implementando límites, corroborar como afectan dichos gastos de inyección tanto en la recuperación de aceite, así como en el corte de agua y escoger dos alternativas una que muestre un escenario medio de recuperación y otro que muestre una de las mejores recuperaciones.

Una vez realizado ello, se recomienda implementar dichos gastos en los periodos de inyección ya definidos con el fin de realizar un análisis de sensibilidad conjunto y así definir cuál de las alternativas es mejor.

Capítulo VIII. Conclusiones y recomendaciones.

Al llevar a cabo la optimización de la concentración se recomienda inyectar una mayor concentración del diversificador de flujo para mejorar la eficiencia de barrido y del agente de sacrificio con el objetivo de reducir la cantidad de tensoactivo inyectada, ya que este producto es el más costoso en los procesos ASP.

En el caso del presente proyecto se obtuvieron resultados favorables al aumentar dichas concentraciones tanto en el factor de recuperación, así como en el corte de agua final del proyecto. Obteniendo factores de recuperación de hasta 59%.

VIII. Bibliografía

- Abreu M., T. J., Muñoz A., F., Silva, J. R., & Loreto M., E. (1985). *Apuntes de Recuperación Secundaria*. México, D. F., Ciudad Universitaria: División de ingeniería en ciencias de la tierra, departamento de explotación del petróleo.
- Adelman, M. A. (1989). The Evaluation of Oil Reserves. *paper 18906 presented at the SPE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium*. Dallas.
- Ahmed, T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook*. Amsterdam: Elsevier.
- Anderson, W. G. (1987). Wettability Literature Survey -Part 4: The Effects of Wettability on Capillary Pressure. *J. Pet. Tech.*, 1283-1300.
- Areizaga, J. e. (2002). *Polímeros*. Síntesis.
- Baca, G. (1992). *Fundamentos de la ingeniería económica*. Bogotá, Colombia: Mc Graw Hill.
- Baviere, M. (1991). *Basic Concepts in Enhanced Oil Recovery Processes*. New York: Elsevier Applied Science.
- Baviere, M. G. (1995). Improved EOR by Use of Chemicals in Combination. *SPE Reservoir Engineering*, 243-257.
- Carcoana, A. (1984). *Applied Enhanced Oil Recovery*. Washington, D.C., Estados Unidos.
- Cengel, Y. A. (2006). *Mécanica de Fluidos*. Mc Graw Hill.
- Chatterji, J. y. (1981). *Applications of Water-Soluble Polymers in the Oil Field*. *J. Pet. Tech.*
- Clark, N. J. (1969). Elements of Petroleum Reservoirs. *SPE*.
- CNH. (2006-2019). *Tableros de producción*. Ciudad de México.
- CNH. (2014). *Características, ventajas y desventajas de la inyección de gas*.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). (2012). *El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR*. Ciudad de México, México: Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- Computer Modelling Group LTD. (2014). *STARS: Guía para el usuario*.
- Cooke Jr., C. E. (1974). Oil Recovery by Alkaline Waterflooding. *J. Pet. Tech.*, 1365-1374.

- Cross Bu, R. (2001). *Análisis y evaluación de proyectos de inversión*. México: Limusa.
- Cuevas, R. M. (2011). *Análisis de Riesgo Económico de los Métodos de Recuperación Secundaria y Mejorada (Para Campos Marinos)*. México.
- Dake, L. (1978). *Fundamentals of Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier.
- ExxonMobil. (2018). *Outlook for Energy: A View to 2040*.
- Facultad de Ingeniería, UNAM. (2010). *Apuntes de la materia de Evaluación de Proyectos de Ciencias de la Tierra*. México.
- Glinz, I. (2007). *Planeación y administración de proyectos de ciencias de la tierra*. México: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Green, D. y. (1998). *Enhances Oil Recovery*. Texas: SPE textbook Series Vol. 6, Richardson.
- Johnson Jr., C. E. (1976). Status of Caustic and Emulsion Methods. *J. Pet. Tech.*, 85-92.
- Lake, L. W. (1979). Status of Micellar-Polymer Field Tests. *Petroleum Engineer International*, 38-58.
- Lake, L. W. (1989). *Enhanced Oil Recovery*. Upper Saddle River, New Jersey: Prentice Hall.
- Larson, R. G. (Feb. 1982). Elementary Mechanisms of Oil Recovery by Chemical Methods. *J. Pet. Tech.*, 243-257.
- Littmann, W. (1988). *Polymer Flooding*. Amsterdam: Elsevier Science Publishers B. V.
- Mayer, P. (1986). *Probabilidad y aplicaciones estadísticas*. Addison Wesley Iberoamericana.
- Medina, E. S. (2010). *Recuperación Mejorada por Inyección de Alkali, Surfactante y Polímero (ASP)*.
- Mohnot, S. M. (1989). A Study of Mineral/Alkali Reactions -Part 2. *SPE Reservoir Engineering*, 381-390.
- Nelson, R. C. (1984). *Cosurfactant- Enhanced Alkaline Flooding*. Tulsa.
- Neri, U. (2017). *Curso de evaluación económica de proyectos de ciencias de la tierra*. Facultad de ingeniería, UNAM.
- Pappas, J. (1980). *Fundamentals of managerial economics*. Florida, USA.

- Paris de Ferrer, M. (2001). *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela: Astro Data.
- Peñaloza, G. C. (2008). *Contabilidad de costos*. México: McGraw-Hill Interamericana, 3a ed.
- Rangel, D. E. (2015). *IOR-EOR: Una oportunidad histórica para México*. Ciudad de México: ai.
- Rivera, R. J. (2007). *Apuntes de la Asignatura de Recuperación Mejorada*. U.N.A.M., Facultad de Ingeniería; División de Estudios de Posgrado.
- Rodríguez, F. (2013). Proyectos de Recuperación Mejorada de PEMEX EyP: Retos y Oportunidades. *V Congreso Anual Conjunto de Asociaciones del Sector Energético*. Acapulco, Gro.
- Shah, D. O. (1977). The Structure, Formation and Phase-Inversion of Microemulsions. *Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding, Academic Press*, 293-337.
- Sorbie, K. S. (1991). *Polymer Improved Oil Recovery*. Florida: Blackie and Son Ltd.
- Stevenson, W. (1981). *Estadística para la administración y economía*. México: Harla.
- Tarrago, S. F. (1986). *Fundamentos de economía de la empresa*. Barcelona.
- Thomas. (2008). Enhanced Oil Recovery an Overviex. *Oil & Gas Science and Technology, IFP Vol. 6*.
- Vafai, K. (2005). *Handbook of Porous Media*. Boca Ranton.
- Wagner, O. R. (1966). Effect of interfacial Tension on Displacement Efficiency. *Soc. Pet. Eng J*,, 335-344.
- Willhite, G. P. (1988). *Mechanisms of Polymer Retention in Porous Media*. Academic Press.
- Wyatt, K. P. (2002). *Mature Waterfloods Renew Oil Production by Alkali-surfactant-Polymer Flooding*. Kentucky.