

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DE INYECCIÓN DE
SURFACTANTES COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN TERCIARIA EN
EL CAMPO VOLVE DEL MAR DEL NORTE, EMPLEANDO SIMULACIÓN
NUMÉRICA DE YACIMIENTOS**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. González T, Williams A.
Ziegler G, Oswaldo J.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2021.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DE INYECCIÓN DE SURFACTANTES COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN TERCIARIA EN EL CAMPO VOLVE DEL MAR DEL NORTE, EMPLEANDO SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

TUTOR ACADEMICO: Profa. Eliana Alvarado

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por los Brs. González T, Williams A.
Ziegler G, Oswaldo J.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

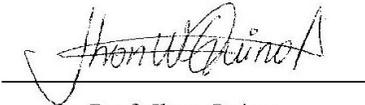
Caracas, 2021.

Caracas, 23 de febrero del 2021.

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres González T, Williams A. y Ziegler G, Oswaldo J, titulado:

EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DE INYECCIÓN DE SURFACTANTES COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN TERCIARIA EN EL CAMPO VOLVE DEL MAR DEL NORTE, EMPLEANDO SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS.

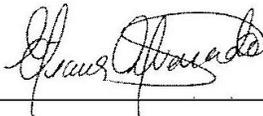
Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Jhon Quino



Prof. Rene Rojas



Profa. Eliana Alvarado

Tutor académico

DEDICATORIA

A mi madre y mi padre por darme la vida y ser los héroes que más admiro en este mundo

Williams González

DEDICATORIA

A mi familia, a todos y cada uno de ellos, por ser parte esencial en mi vida para poder alcanzar las metas que me he planteado.

Oswaldo Ziegler

AGRADECIMIENTOS

A lo largo de esta carrera he conocido gente maravillosa que ha marcado mi vida a lo largo de esta etapa tan bonita. Por lo cual, quisiera agradecer por todos los momentos compartidos y toda la ayuda brindada.

Primero quisiera agradecerle a Dios por darme salud y vida, para vivir esta etapa de mi vida.

A mi madre y mi padre, que a pesar de las dificultades han estado apoyándome desde el comienzo de mi vida y han hecho hasta lo imposible para que esta ilusión fuera hecha realidad. Los quiero muchísimo.

A mi hermano, que, aunque la situación nos separó momentáneamente, ha estado allí apoyándonos a mí y a nuestros padres, en todo lo posible.

A mis compañeras Angi Valdez, Nayeska Vaamonde y Emperatriz Lunar, por motivarme y enseñarme el cómo ser constante y crear la disciplina necesaria para afrontar esta carrera, en cada una de sus dificultades. Con su ejemplo y su amistad, marcaron un antes y un después en mi carrera.

A mi novia Naye, por apoyarme y ser mi alegría dentro de esta universidad, me iluminaste y me llenaste de alegría en los momentos más difíciles. Gracias por tanto amor mi princesa.

A la familia Vaamonde Figueroa, por brindarme su amistad, su cariño y su ayuda. Gracias por permitirme compartir con ustedes los momentos más bonitos dentro de su familia y aceptarme como uno más de manera incondicional.

A mi profesor Materan, que sin su ayuda no hubiera comenzado este sueño. Gracias por todas sus clases y su manera excelente de explicar.

Al profesor Freddy Pérez, que, desde el primer día, con todas sus advertencias y su manera de ver la universidad, me ayudo a cambiar la perspectiva para afrontar esta carrera tan bonita pero llena de dificultades.

A la profesora Eliana Alvarado, por siempre estar pendiente de nosotros, por motivarnos y brindarnos su apoyo en todo momento. Gracias por todo profe, sin su ayuda, esta tesis no hubiera sido posible. Fue como una segunda mamá en este proceso tan bonito y complejo.

Al profesor Diego Manfred, por apoyarnos en todo momento de manera incondicional, y brindarnos su apoyo cuando más lo necesitábamos. Sobre todo, por su opinión, al momento de decidir el enfoque que podríamos darle a esta T.E.G.

Al profesor Alexis Gammiero, por toda la ayuda brindada. Sin su explicación, referente al funcionamiento de los simuladores STARS y IMEX, y su comprensión en el área de simulación, no habiéramos conocido las distintas posibilidades que estas herramientas pueden brindarnos. Al compartirnos su idea, pudimos abrir nuestra mente.

Al profesor Diego Merchan por apoyarnos hasta los fines de semana, con su asistencia dentro de la universidad. Esos días fueron de gran ayuda para continuar con nuestros T.E.G. Muchas gracias profe.

A toda mi familia, tanto González como Torres por haberme brindado apoyo en todo momento, por estar pendiente de mí y por todos los momentos tan bonitos, que mantuvieron el estrés a un lado en aquellos momentos en los que más lo necesitaba.

A mis compañeros y amigos, que, a lo largo de esta carrera, su amistad y los momentos tan bonitos que pudimos compartir, será aquello que siempre llevare en mis recuerdos y en mi corazón. Muchísimas gracias.

A todos los profesores de esta universidad, que inculcaron sus valores y conocimientos, a lo largo de mi carrera. Muchísimas gracias por todo. Sin eso, mi mentalidad en esta etapa, no hubiera sido la misma.

Williams González

AGRADECIMIENTOS

Primeramente, quiero agradecerle a dios por darme la vida, salud y la oportunidad de haber vivido esta etapa de mi vida.

A la Ilustre Universidad Central De Venezuela por haberme abierto las puertas a tan maravillosa casa de estudio y darme la oportunidad de tener esta etapa en mi vida como un estudiante universitario.

A mi madre Arelis, mi padre Oswaldo y mi hermanita Arianna, por su apoyo incondicional durante toda la carrera sin ellos nada de esto fuese sido posible, siempre estuvieron allí en todo momento incluso cuando más los necesite, a pesar de la distancia su amor y cariño nunca faltó. Gracias por ser la mejor familia del mundo.

A mis abuelos, con los que las despedidas cada vez eran más difíciles siempre podre recordar sus palabras diciéndome: ¿Ya te vas otra vez?, ¿Cuándo vienes?, ¿Porque mejor no te quedas?, que vuelvas pronto te extrañamos mucho.

A mis tíos, los que nunca les conocí un no por respuesta cada vez que llegué a necesitar de ellos. Gracias por siempre estar presente.

A mi novia Julnahir, por ser parte importante en mi vida, mi amiga, mi compañera y mi confidente, la que estuvo siempre conmigo en las buenas y en las malas apoyándome en cada momento para nunca mirar atrás, siempre con toda su alegría, ternura y amor. Gracias por ser parte de mi vida.

A la familia Serrano Maneiro, por abrirme las puertas de su hogar y brindarme todo su apoyo al comienzo de esta maravillosa carrera.

A la profesora Eliana Alvarado nuestra tutora de tesis, por estar allí siempre para nosotros brindándonos toda la ayuda y el apoyo que necesitamos, siempre con su buena disposición, amabilidad y cariño.

Al profesor Diego Manfred, por ayudarnos a aclarar nuestras dudas al momento de iniciar este TEG y siempre haber estado allí muy pendiente en todo momento.

Al profesor Alexis Gammiero, por llegar como una luz al momento en el cual más necesitábamos claridad y brindarnos toda la asesoría necesaria para poder culminar con éxito este TEG.

A mis amigos y compañeros de la universidad, por haber estado allí presentes en esta etapa de la vida siempre en las buenas y las malas a pesar de que algunos avanzaron y otros se quedaron siempre todos juntos como una gran familia UCV.

A mi amigo y compañero de tesis William, fuimos amigos desde comienzos de la carrera, compartimos muchas materias, trabajos y nunca me imaginé que seríamos compañeros de tesis. Fueron muchas horas trabajo, pero a pesar de todo lo logramos Will. Gracias por todo.

A los profesores de la UCV, que con su mayor esfuerzo y dedicación diariamente buscan el crecimiento personal y educativo de todos sus alumnos siempre con su máxima disposición de ayudar a todos los estudiantes universitarios.

Oswaldo Ziegler

González T., Williams A.

Ziegler G., Oswaldo J.

**EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DE INYECCIÓN DE
SURFACTANTES COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN TERCIARIA EN
EL CAMPO VOLVE DEL MAR DEL NORTE, EMPLEANDO SIMULACIÓN
NUMÉRICA DE YACIMIENTOS**

Tutor Académico: Profa. Eliana Alvarado. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de
Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2020, 244 p.

Palabras Clave: Agua, Surfactantes, Yacimientos, Campo Volve, Modelo,
Petróleo.

Resumen: El presente Trabajo Especial de Grado tiene como objetivo principal, evaluar la factibilidad de una inyección de surfactantes como método de recuperación terciaria en el campo Volve del Mar del Norte, mediante el uso de una herramienta de simulación numérica. Para ello se inició con el estudio del mecanismo de empuje que predominará en el campo, identificando, al mecanismo hidráulico, mecanismo por capa de gas y gas en solución, como los más importantes, además, las características que presentaban la roca y los fluidos asociados al yacimiento, de manera que, al comparar con un criterio de diseño, estimar si la inyección de surfactantes podía ser un proyecto viable en la zona en estudio. Luego se procedió a seleccionar la herramienta de la compañía CMG (IMEX, GEM o STARS), que permitiera estimar el comportamiento de la inyección, a partir de la información consultada en la bibliografía y de especialistas en el tema, de los cuales, dio como mejor elección, el uso del simulador IMEX y STARS. Seguidamente, se generaron tres casos de estudio, caso base, caso de inyección de agua y caso de inyección de surfactantes, de los cuales, se procedió a subdividir este último en tres casos más, que dependieron de la cantidad de surfactantes o baches utilizados en el proyecto, siendo el caso de 4 baches de solución química en dos pozos de inyección, el caso que arrojó un factor de recobro máximo de 56,92 %. Finalmente, dicho caso fue evaluado y comparado económicamente con un caso optimizado de inyección de surfactantes (3 baches y un pozo inyector) y con el caso de inyección de agua original, dando como resultado el caso de inyección de surfactantes optimizado, como el más rentable para el aprovechamiento de los recursos (VPN 1.490 MM\$, TIR > 100 % y Pay Back o Retorno de Inversión < 1 año).

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.1 OBJETIVOS.....	5
1.1.1 Objetivo general	5
1.1.2 Objetivos específicos	5
1.2 Alcances	6
1.3 Justificación.....	6
1.4 Limitaciones	7
CAPÍTULO II	8
MARCO TEÓRICO.....	8
2.1 Antecedentes de la investigación.....	9
2.2 Bases Teóricas	18
2.2.1 Yacimiento	18
2.2.2 Clasificación de los yacimientos de petróleo.....	18
2.2.2.1 Clasificación de los yacimientos según el criterio geológico	19
2.2.2.2 Clasificación de los yacimientos según el diagrama de fases.....	19
2.2.2.3 Clasificación de los yacimientos de hidrocarburos según su fase .	21
2.2.2.4 Clasificación de los yacimientos según los mecanismos naturales de producción.....	22
2.2.3 Recuperación primaria	27
2.2.4 Recuperación secundaria.....	28
2.2.4.1 Inyección de agua	28
2.2.4.1.1 Inyección externa.....	28
2.2.4.1.2 Inyección interna o en arreglos.....	29

2.2.5	Recuperación terciaria.....	30
2.2.5.1	Métodos no convencionales térmicos	30
2.2.5.2	Métodos no convencionales no térmicos	31
2.2.6	Invasión química	31
2.2.6.1	Invasión con polímeros	32
2.2.6.2	Inyección de espuma.....	32
2.2.6.3	Invasión micelar.....	33
2.2.6.4	Invasión alcalina	33
2.2.7	Surfactantes	34
2.2.7.1	Fenómenos fundamentales.....	37
2.2.7.2	Clasificación de los surfactantes.....	41
2.2.7.3	Fenómenos involucrados	42
2.2.7.3.1	Fenómenos a la escala de los poros (capilaridad).....	42
2.2.7.3.2	Fenómenos de la escala del medio poroso.....	44
2.2.7.3.3	Fenómenos a la escala del yacimiento.....	47
2.2.7.4	Condiciones de movilización y desplazamiento.....	48
2.2.7.5	Fuerzas viscosas contra fuerzas capilares	49
2.2.7.6	Mecanismos de movilización.....	52
2.2.8	Simulación de yacimientos	55
2.2.8.1	Simulador de yacimientos.....	56
2.2.8.2	Estructura de un simulador	56
2.2.8.3	Tipos de Simuladores.....	57
2.2.8.3.1	Simulador Black Oil	57
2.2.8.3.2	Simulador composicional	57
2.2.8.3.3	Simulador Térmico	58
2.2.8.3.3.1	Simulación de procesos químicos	58
2.2.8.4	Análisis de sensibilidades	60
2.2.8.5	CMG	60
2.2.9	Indicadores financieros	61

2.2.9.1	Flujo de caja neto.....	62
2.2.9.2	Ingresos.....	62
2.2.9.3	Costo Operacional.....	63
2.2.9.4	Periodo de recuperación de capital (Pay Back)	63
2.2.9.5	Valor presente neto (VPN)	64
2.2.9.6	Tasa interna de retorno (TIR)	65
2.2.10	Sistema de perforación costa afuera.....	66
2.2.10.1	Taladros marinos.....	66
2.2.10.1	Taladros flotantes.....	66
2.2.10.2	Taladros fijos en fondo	67
2.2.11	Ubicación geográfica del Área en estudio	69
2.2.11.1	Características del yacimiento	70
2.2.11.2	Licencia.....	71
2.2.11.3	Historia de la exploración	72
2.2.11.4	Evaluación geológica.....	73
2.2.11.5	Base de datos sísmica y mapeo.....	74
2.2.11.6	Sedimentología y estratigrafía	74
2.2.11.7	Geoquímica e historia de la migración	75
2.2.11.8	Evaluación petrofísica.....	76
2.2.11.9	Desarrollo tectónico y estratigráfico.....	77
2.2.11.10	Historia de explotación del Campo.....	77
CAPITULO III.....		80
MARCO METODOLOGICO.....		80
3.1	Tipo de investigación	81
3.2	Diseño de la investigación.....	81
3.3	Población y muestra	81
3.4	Recopilación de información.....	82
3.5	Análisis del historial de producción e historial de presiones	83
3.6	Análisis de las propiedades de la roca y de los fluidos	84

3.7	Selección de la herramienta a utilizar en la simulación (IMEX, GEM o STARS)	87
3.8	Evaluación de la efectividad del proyecto.....	89
3.9	Factor de recobro	91
3.10	Evaluación económica.....	92
CAPITULO IV		93
ANALISIS DE RESULTADOS		93
4.1	Análisis del historial de producción	93
4.1.1	Simulación del mecanismo de producción (caso Flujo Natural)	111
4.1.2	Validación de datos del pozo F-12 cuando los pozos productores e inyectores se encuentran activos dentro del mallado de simulación	113
4.1.3	Estimación del mecanismo de producción.....	116
4.2	Propiedades de la roca y los fluidos	127
4.2.1	Curvas de permeabilidades relativas.....	128
4.2.2	Propiedades PVT del petróleo.....	129
4.2.3	Características del petróleo	129
4.2.4	Propiedades del agua.....	134
4.2.5	Salinidad del agua	135
4.2.6	Características del yacimiento.....	136
4.3	Criterios de diseño.....	137
4.4	Herramienta de simulación seleccionada	139
4.5	Evaluación de la efectividad del proyecto.....	141
4.5.1	Caso Base	142
4.5.2	Inyección de agua.....	148
4.5.3	Inyección de surfactantes	154
4.5.3.1	Inyección de surfactantes en un núcleo genérico de la formación.....	154

4.5.3.1.1	Proceso para el agregado de surfactantes en el pozo inyector ..	156
4.5.3.1.2	Análisis de los cambios generados por la invasión química.....	159
4.5.3.2	Caso inyección de Surfactantes en el campo Volve	166
4.6	Factor de Recobro	179
4.7	Evaluación Económica	180
4.7.1	Inversión inicial.....	182
4.7.2	Ingresos del proyecto	184
4.7.3	Costos de la producción	186
4.8	Resultados	188
4.9	Análisis de los resultados obtenidos.....	189
CONCLUSIONES		191
RECOMENDACIONES		193
BIBLIOGRAFIAS		194
ANEXO A.....		200
ANEXO B		201

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Diagrama de un yacimiento con acumulaciones de agua, gas y petróleo [Fuente: Slide Player, 2014].....	18
Figura 2.2 Diagrama de fases utilizado para identificar el tipo de yacimiento a partir de la presión y la temperatura [Fuente: La comunidad petrolera, 2008]	21
Figura 2.3 Diagrama de un mecanismo de empuje hidráulico [Fuente: La comunidad petrolera, 2009]	23
Figura 2.4 Diagrama de un mecanismo de empuje por gas en solución [Fuente: La comunidad petrolera, 2007]	24
Figura 2.5 Diagrama de mecanismo de empuje por capa de gas [Fuente: La ingeniería de yacimientos, 2007]	24
Figura 2.6 Proceso de la expansión de fluidos dentro del yacimiento [Fuente: Ing. Yacimientos II. Lennies Guevara, 2009]	25
Figura 2.7 Proceso de la expansión ocurrida en la roca dentro del yacimiento [Fuente: Ing. Yacimientos II. Lennies Guevara, 2009].....	26
Figura 2.8 Mecanismo de empuje por gravedad o segregación gravitacional [Fuente: La comunidad petrolera, 2009]	27
Figura 2.9 Proceso dentro de un yacimiento al realizar una inyección de agua externa [Fuente: La comunidad petrolera, 2009].....	29
Figura 2.10 Inyección de agua en arreglos (5 pozos-normal) [Fuente: La comunidad Petrolera, 2009].....	30
Figura 2.11 Diagrama de un proceso general para una inyección química [Fuente: Técnica de recuperación mejorada, 2013]	32
Figura 2.12 Composición básica de un surfactante: parte polar o hidrofílica en color verde y parte no polar o hidrofóbica en color negro [Fuente: Tiloom, 2018].....	35
Figura 2.13 Proceso general que ocurre en la superficie de la roca cuando es aplicada una inyección de surfactantes [Fuente: Tiloom, 2017]	36

Figura 2.14 Angulo de contacto entre una fase acuosa y la roca [Fuente: Atria innovation, 2016]	43
Figura 2.15 Curvas de drenaje e imbibición en un diagrama de presión capilar versus saturación de agua [Fuente: Ingeniera en petróleo, 2013]	45
Figura 2.16 Diferencia de presión entre una fase mojante y una fase no mojante, conocida comúnmente como presión capilar (P_c)	45
Figura 2.17 Arreglo geométrico de 5 pozos normales para de una inyección de agua [Fuente: La comunidad petrolera, 2009].....	48
Figura 2.18 Herramientas ofrecidas por la compañía CMG [Fuente: CMG, 2019] ...	61
Figura 2.19 Diagramas de un barco de perforación, semi-sumergible, Jack-up y barcaza (de izquierda a derecha) [Fuente: perfob, 2019].....	68
Figura 2.20 Plataforma petrolera instalada en mar adentro [Fuente: La comunidad petrolera, 2018]	69
Figura 2.21 Ubicación del campo Volve en el Mar del Norte [Fuente: Equinor, 2018]	70
Figura 2.22 Descripción general del área PL 046 con definición del área en las formaciones Ty y Hugin [Fuente: Equinor, 2018]	72
Figura 2.23 Sección sísmica de ST0202 a lo largo del pozo 15/9-19 SR [Fuente: Equinor, 2018]	74
Figura 2.24 Diagrama de las principales zonas de estudio del yacimiento Volve., basado en el área Sleipner Vest [Fuente: Equinor, 2018]	75
Figura 2.25 Distribución de pozos en el campo Volve del Mar del Norte.....	78
Figura 3.1 Flujograma para la realización del trabajo especial de grado [González et. al., 2019].....	80
Figura 4.1 Ubicación de los pozos del campo Volve.....	94
Figura 4.2 Gráfico Semi-Log de la tasa de petróleo (Q_o) respecto al acumulado de petróleo (N_p) del pozo F-5.....	95
Figura 4.3 Gráfico Semi-Log de la tasa de agua (Q_w) respecto al acumulado de petróleo (N_p) del pozo F-5.....	95
Figura 4.4 Gráfico del porcentaje de agua y sedimentos (%AyS) respecto al tiempo del pozo F-5.	96

Figura 4.5 Gráfico de petróleo producido (N_p) respecto al tiempo del pozo F-5.....	96
Figura 4.6 Gráfico de la relación gas petróleo (GOR) respecto al tiempo del pozo F-5.....	96
Figura 4.7 Gráfico Semi-Log de la tasa de petróleo (Q_o) respecto al acumulado de petróleo (N_p) del pozo F-14.....	97
Figura 4.8 Gráfico Semi-Log de la tasa de agua (Q_w) respecto al acumulado de petróleo (N_p) del pozo F-14.....	98
Figura 4.9 Gráfico del porcentaje de agua y sedimentos (%AyS) respecto al tiempo del pozo F-14	98
Figura 4.10 Gráfico del petróleo acumulado (N_p) respecto al tiempo del pozo F-14.....	98
Figura 4.11 Gráfico de la relación gas petróleo (GOR) respecto al tiempo del pozo F-14.....	99
Figura 4.12 Gráfico de la presión (P) respecto al tiempo del pozo F-14.	99
Figura 4.13 Gráfico Semi-Log de la tasa de petróleo (Q_o) respecto al acumulado de petróleo (N_p) del pozo F-15D.....	100
Figura 4.14 Gráfico Semi-Log de la tasa de agua (Q_w) respecto al acumulado de petróleo (N_p) del pozo F-15D.....	100
Figura 4.15 Gráfico del porcentaje de agua y sedimentos (%AyS) respecto al tiempo del pozo F-15D.....	101
Figura 4.16 Gráfico del petróleo acumulado (N_p) respecto al tiempo del pozo F-15D.....	101
Figura 4.17 Gráfico de la relación gas petróleo (GOR) respecto al tiempo del pozo F-15D.....	101
Figura 4.18 Gráfico de la presión (P) respecto al tiempo del pozo F-15D.	102
Figura 4.19 Gráfico Semi-Log de la tasa de petróleo (Q_o) respecto al acumulado de petróleo (N_p) del pozo F-1C.	103
Figura 4.20 Gráfico Semi-Log de la tasa de agua (Q_w) respecto al acumulado de petróleo (N_p) del pozo F-1C.	103
Figura 4.21 Gráfico del porcentaje de agua y sedimentos (%AyS) respecto al tiempo del pozo F-1C.....	104
Figura 4.22 Gráfico del petróleo acumulado (N_p) respecto al tiempo del pozo F-1C.....	104

Figura 4.23 Gráfico de la relación gas petróleo (GOR) respecto al tiempo del pozo F-1C.....	104
Figura 4.24 Gráfico de la presión (P) respecto al tiempo del pozo F-1C.....	105
Figura 4.25 Gráfico Semi-Log de la tasa de petróleo (Qo) respecto al acumulado de petróleo (Np) del pozo F-12.....	106
Figura 4.26 Gráfico Semi-Log de la tasa de agua (Qw) respecto al acumulado de petróleo (Np) del pozo F-12.....	106
Figura 4.27 Gráfico del porcentaje de agua y sedimentos (%AyS) respecto al tiempo del pozo F-12.	106
Figura 4.28 Gráfico del petróleo acumulado (Np) respecto al tiempo del pozo F-12.	107
Figura 4.29 Gráfico de la relación gas petróleo (GOR) respecto al tiempo del pozo F-12.....	107
Figura 4.30 Gráfico de la presión (P) respecto al tiempo del pozo F-12.	107
Figura 4.31 Gráfico Semi-Log de la tasa de petróleo (Qo) respecto al acumulado de petróleo (Np) del pozo F-11.....	108
Figura 4.32 Gráfico Semi-Log de la tasa de agua (Qw) respecto al acumulado de petróleo (Np) del pozo F-11.....	109
Figura 4.33 Grafico del porcentaje de agua y sedimentos (%AyS) respecto al tiempo del pozo F-11.	109
Figura 4.34 Gráfico del petróleo acumulado (Np) respecto al tiempo del pozo F-11.	109
Figura 4.35 Gráfico de la relación gas petróleo (GOR) respecto al tiempo del pozo F-11.....	110
Figura 4.36 Gráfico de la presión (P) respecto al tiempo del pozo F-11.	110
Figura 4.37 Gráfico del corte de agua respecto al tiempo de pozo F-12 (real junto al resultado de la simulación).....	113
Figura 4.38 Gráfico del petróleo acumulado respecto al tiempo del pozo F-12 (real junto al resultado de la simulación).	114
Figura 4.39 Gráfico de la presión respecto al tiempo del pozo F-12 (real junto al resultado de la simulación).....	114

Figura 4.40 Gráfico de la relación gas petróleo respecto al tiempo del pozo F-12 (real junto al resultado de la simulación).	115
Figura 4.41 Gráfico semi-log de la tasa de petróleo respecto al tiempo del pozo F-12 (real junto al resultado de la simulación).	115
Figura 4.42 Gráfico de la presión respecto al tiempo del pozo F-12.	116
Figura 4.43 Gráfico de la tasa de petróleo respecto al tiempo del pozo F-12.	117
Figura 4.44 Gráfico semi-logarítmico de la tasa de petróleo respecto al tiempo del pozo F-12.	117
Figura 4.45 Gráfico cartesiano de la tasa de agua respecto al tiempo del pozo F-12.	118
Figura 4.46 Gráfico semi-logarítmico de la tasa de agua respecto al tiempo del pozo F-12.	118
Figura 4.47 Gráfico del corte de agua respecto al tiempo del pozo F-12.	119
Figura 4.48 Gráfico de la relación gas-petróleo respecto al tiempo del pozo F-12 ..	119
Figura 4.49 Gráfico semi-logarítmico de la relación gas-petróleo respecto al tiempo del pozo F-12	120
Figura 4.50 Mapa de saturaciones de agua del campo Volve para el año 2007 (Izquierda) y 2016 (Derecha)	123
Figura 4.51 Gráfica del comportamiento general de presión respecto al acumulado de petróleo para cada mecanismo de empuje según Satter y Thakur (1994).....	124
Figura 4.52 Gráfica del comportamiento de presión respecto al acumulado de petróleo (Np) para el campo Volve.....	125
Figura 4.53 Diagrama de saturación de gas del campo Volve (inicio de producción).....	126
Figura 4.54 Diagrama de saturación de gas del campo Volve (final de producción).....	126
Figura 4.55 Gráfica del comportamiento de presión respecto al acumulado de petróleo (Np) para el campo Volve, donde se observa el aporte de energía por parte del mecanismo de empuje por gas en solución (1), capa de gas (2) y empuje hidráulico (3).....	127
Figura 4.56 Curvas de Permeabilidad Relativa versus saturación de agua.....	128
Figura 4.57 Gráfico PVT-1 que representa la variación de viscosidad de petróleo respecto al cambio de presión, para una relación gas petróleo en solución (Rs) de	

153,84 SFC/STB, 304,86 SFC/STB, 457,58 SFC/STB, 621,51 SFC/STB, 805,67 SFC/STB y 880,90 SFC/STB.....	130
Figura 4.58 Gráfico PVT-2 que representa la variación de viscosidad de petróleo respecto al cambio de presión, para una relación gas petróleo en solución (Rs) de 143,17 SFC/STB, 276,23 SFC/STB, 409,29 SFC/STB, 550,77 SFC/STB, y 624,32 SFC/STB.	131
Figura 4.59 Gráfico PVT del modelo de simulación (Relación gas petróleo en solución y viscosidad de petróleo con respecto a la presión).....	131
Figura 4.60 Gráfico PVT-1 que representa la variación del factor volumétrico de petróleo (Bo) respecto al cambio de presión, para una relación gas petróleo en solución (Rs) de 153,84 SFC/STB, 304,86 SFC/STB, 457,58 SFC/STB, 621,51 SFC/STB, 805,67 SFC/STB y 880,90 SFC/STB.	133
Figura 4.61 Gráfico PVT-2 que representa la variación del factor volumétrico de petróleo (Bo) respecto al cambio de presión, para una relación gas petróleo en solución (Rs) de 143,17 SFC/STB, 276,23 SFC/STB, 409,29 SFC/STB, 550,77 SFC/STB, y 624,32 SFC/STB.....	133
Figura 4.62 Gráfico PVT del modelo de simulación (Relación gas petróleo en solución y factor volumétrico de petróleo (FVF) con respecto a la presión).....	134
Figura 4.63 Mallado del modelo de simulación del campo Volve	142
Figura 4.64 Distribución de pozos productores para el estudio del caso base	143
Figura 4.65 Comportamiento de la tasa de petróleo con respecto al tiempo del campo (Caso base)	144
Figura 4.66 Comportamiento de la tasa de líquido con respecto al tiempo del campo (Caso base)	144
Figura 4.67 Comportamiento del corte de agua con respecto al tiempo del campo (Caso base)	145
Figura 4.68 Comportamiento de la presión con respecto al tiempo del campo (Caso base).	146
Figura 4.69 Comportamiento del volumen de petróleo acumulado con respecto al tiempo del campo (Caso base).	146

Figura 4.70 Mapa de saturaciones del campo Volve para el año 2007.....	147
Figura 4.71 Mapa de saturaciones del campo Volve para el año 2016.....	147
Figura 4.72 Mapa de presiones del campo Volve para el año 2007	148
Figura 4.73 Mapa de presiones del campo Volve para el año 2016	148
Figura 4.74 Distribución de pozos inyectores y productores para el estudio del caso denominado como “Inyección de agua”	149
Figura 4.75 Comportamiento de la tasa de líquido con respecto al tiempo del campo (Inyección de agua).....	149
Figura 4.76 Comportamiento de la tasa de petróleo con respecto al tiempo del campo (Inyección de agua).	150
Figura 4.77 Comportamiento del corte de agua con respecto al tiempo del campo (Inyección de agua).....	150
Figura 4.78 Comportamiento de la presión con respecto al tiempo del campo (Inyección de agua).....	151
Figura 4.79 Comportamiento del volumen de petróleo acumulado con respecto al tiempo del campo	152
Figura 4.80 Mapa de saturación de petróleo del campo Volve para el año 2007	153
Figura 4.81 Mapa de saturación de petróleo del campo Volve para el año 2016	153
Figura 4.82 Mapa de presiones del campo Volve para el año 2007	153
Figura 4.83 Mapa de presiones del campo Volve para el año 2016	154
Figura 4.84 Núcleo genérico del campo Volve en mallado cartesiano en el cual se presenta un pozo inyector (Izquierda) y un pozo productor (Derecha) en cada extremo del mismo.....	155
Figura 4.85 Ubicación del Process Wizard para el estudio de una inyección de surfactantes en el simulador STARS	156
Figura 4.86 Ventana de ayuda en el cual puede ser seleccionado el tipo de inyección que quiera ser estudiado en el proyecto	157
Figura 4.87 Propiedades consideradas en la inyección de surfactantes para el estudio en la herramienta STARS	158

Figura 4.88 Comportamiento de la tensión interfacial a partir del aumento de salinidad (Na+ en ppm) dentro de la solución	159
Figura 4.89 Curvas de permeabilidad relativa arrojadas por el simulador STARS luego de haber concluido los pasos del Process Wizard.....	160
Figura 4.90 Comparación entre la recuperación de petróleo aportada por una inyección de surfactantes (color verde) y una inyección de agua (color rojo), ambas a una tasa de 1 cm ³ /día en el núcleo genérico.....	161
Figura 4.91 Comparación entre la recuperación de petróleo aportada por una inyección de surfactantes (color verde) y una inyección de agua (color rojo), ambas a una tasa de 5 cm ³ /día en el núcleo genérico.....	161
Figura 4.92 Comparación entre la recuperación de petróleo aportada por una inyección de surfactantes en periodos de 5 min (color rojo), 10 min (color azul) y 15 min (color verde), todas realizadas a una tasa de 1 cm ³ /día.....	162
Figura 4.93 Comparación entre la recuperación de petróleo aportada por una inyección de surfactantes en periodos de 5, 10 y 15 min, todas realizadas a una tasa de 5 cm ³ /día.....	163
Figura 4.94 Comparación entre la recuperación aportada por una inyección de surfactantes con concentraciones, en porcentaje molar, de 0 (color rojo), 0,001 (color azul) y 0,004 (color verde), todas realizadas a una tasa de 1 cm ³ /día.....	164
Figura 4.95 Imagen del diagrama 3D mostrado por la herramienta Results, y que es usada para registrar el cambio de la tensión interfacial	164
Figura 4.96 Curvas de permeabilidad relativa aportadas por la herramienta STARS y usadas en la creación del caso de inyección de surfactantes mediante IMEX.....	167
Figura 4.97 Sets de interpolación asociados a cada curva de permeabilidad relativa dentro de la interface del simulador IMEX.....	168
Figura 4.98 Distribución de pozos productores para el estudio del caso de inyección de surfactantes en IMEX.....	172
Figura 4.99 Comportamiento de la tasa de petróleo con respecto al tiempo del campo (Caso inyección de surfactantes).....	174

Figura 4.100 Comportamiento de la tasa de líquido con respecto al tiempo del campo (Caso inyección de surfactantes).....	174
Figura 4.101 Comportamiento del corte de agua con respecto al tiempo del campo (Caso inyección de surfactantes).....	175
Figura 4.102 Comportamiento de la presión con respecto al tiempo del campo (Caso inyección de surfactantes).	176
Figura 4.103 Comportamiento del volumen de petróleo acumulado con respecto al tiempo del campo (Caso inyección de surfactantes).	176
Figura 4.104 Tasa de inyección de surfactantes aportada por los pozos F4 y F5.	177
Figura 4.105 Inyección acumulada de surfactantes por parte de los pozos F4 y F5.	177
Figura 4.106 Mapa de presiones del campo Volve para el año 2007 (Caso inyección de surfactantes).....	178
Figura 4.107 Mapa de presiones del campo Volve para el año 2016 (Caso inyección de surfactantes).....	178
Figura 4.108 Mapa de saturaciones del campo Volve para el año 2007 (Caso inyección de surfactantes).	179
Figura 4.109 Mapa de saturaciones del campo Volve para el año 2016 (Caso inyección de surfactantes).	179
Figura 4.110 Tendencia de los precios del barril de petróleo desde el año 2008 al año 2016.....	184
Figura 4.111 Grafico de los flujos de caja generados por los proyectos de inyección de agua e inyección de surfactantes 1 y 2	190

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Datos de la formación Hugin del campo Volve del Mar del Norte Noruego [Fuente: Equinor, 2018]	71
Tabla 2.2 Propietarios del área PL 046 y Volve [Fuente: Equinor, 2018]	72
Tabla 2.3 Valor de parámetros de la evaluación petrofísica [Fuente: Equinor, 2018]	77
Tabla 4.1 Función de los pozos en el campo Volve.....	93
Tabla 4.2 Fechas de operación de los pozos en el campo Volve.	112
Tabla 4.3 Resultados obtenidos en la simulación del Pozo F-12.....	120
Tabla 4.4 Características generales de los mecanismos de empuje según Thakur y Satter (1998).....	121
Tabla 4.5 Comparación de las características de los mecanismos de empuje según Thakur y Satter (1998), con respecto a las características observadas en el caso del pozo F-12.	122
Tabla 4.6 Propiedades del petróleo del campo Volve.....	130
Tabla 4.7 Composición registrada de la prueba TS-29-06.....	132
Tabla 4.8 Propiedades del agua.....	135
Tabla 4.9 Composición del agua referente a la salinidad.....	136
Tabla 4.10 Características del yacimiento	137
Tabla 4.11 Comparación entre el criterio de diseño y las propiedades observadas de la roca y los fluidos en el campo Volve	137
Tabla 4.12 Propiedades introducidas para la generación de un núcleo genérico para la formación Volve del Mar del Norte	154
Tabla 4.13 Reducción máxima de la tensión interfacial entre los fluidos dentro de la roca, para concentraciones molares de surfactantes de 0 %, 0,001 % y 0,004 %	165
Tabla 4.14 Reducción generada en la saturación de petróleo dentro de la roca, cuando son utilizadas concentraciones molares de surfactantes de 0 %, 0,001 % y 0,004 %	166
Tabla 4.15 Descripción de cada uno de los casos que serán estudiados en esta sección	169

Tabla 4.16 Recuperación de petróleo obtenida a partir de la aplicación del caso 1, 2 y 3.....	173
Tabla 4.17 Factor de Recobro obtenido para los casos: Base, Inyección de agua e Inyección de surfactantes	180
Tabla 4.18 Producción de petróleo generada junto a la cantidad de surfactantes total, utilizadas en el caso 1, 2 y 3.....	181
Tabla 4.19 Evaluación de la producción generada y cantidad de surfactantes utilizados, para un caso de inyección de surfactantes en el que se utilizan 2, 3 y 4 baches de inyección.....	181
Tabla 4.20 Producción de petróleo generada para un caso de inyección de agua, inyección de surfactantes optimizado e inyección de surfactantes mediante el uso de dos pozos inyectoros de solución química.	182
Tabla 4.21 Inversión inicial para los casos de inyección de agua, inyección de surfactantes 1 e Inyección de surfactantes 2	183
Tabla 4.22 Volumen de petróleo producido para cada uno de los casos en estudio .	185
Tabla 4.23 Ingresos obtenidos en cada uno de los casos en estudio	185
Tabla 4.24 Gastos operativos tomados en cuenta en la evaluación económica de cada uno de los proyectos en estudio	186
Tabla 4.25 Costo generado a partir del tratamiento de los barriles de petróleo producido para cada uno de los casos en estudio.....	187
Tabla 4.26 Costo generado a partir del tratamiento de agua inyectada para cada uno de los casos en estudio	187
Tabla 4.27 Costo generado a partir de la cantidad de surfactantes inyectado en cada uno de los casos en estudio	187
Tabla 4.28 Costo generado a partir del mantenimiento de la planta de tratamiento para surfactantes en cada uno de los casos en estudio	188
Tabla 4.29 Costo total generado en cada uno de los proyectos en estudio	188
Tabla 4.30 Flujo de caja anual para cada proyecto en estudio.....	189
Tabla 4.31 VPN, TIR y Pay Back de cada uno de los proyectos en estudio.....	189

INTRODUCCIÓN

En la actualidad, la industria energética ha sido un pilar fundamental en el crecimiento de nuestra sociedad, sobre todo en la industria petrolera, donde el desarrollo e investigación de nuevas tecnologías afecta de manera positiva, no solo a este sector, sino a diversos nichos de nuestra sociedad. Esto se ha logrado observar, a partir de que el auge petrolero fue tomando forma desde el siglo XIX hasta la fecha, con innovaciones como el automóvil o el plástico. Por tal motivo, la explotación de nuevos yacimientos, y la optimización de producción en campos desarrollados, mediante técnicas de recuperación secundaria o terciaria, han sido uno de los primeros objetivos que presentan las compañías al plantear un proyecto en la industria (SPE: Oil and Natural Gas, 2013).

Este segundo objetivo ha presentado gran relevancia en los últimos años, ya que, con los nuevos descubrimientos de yacimientos no convencionales, los métodos de recuperación terciaria, han sido un punto importante para el aprovechamiento de estos recursos. En el caso de los surfactantes, su principio de funcionamiento se basa en la aplicación de un tapón de surfactantes dentro del medio poroso, seguido de una píldora de polímeros que garantiza un mayor empuje de la fase continua de crudo residual, entrampado en las gargantas de los poros. Para la aplicación de este proceso se necesitan una serie de características que permitan un óptimo rendimiento del mismo, dentro de ellas se puede destacar la temperatura, la cual es un parámetro importante que rige el comportamiento del tenso-activo, ya que se refleja como una limitante al momento de introducir este tipo de recobro mejorado en la industria (Morales, A., 2011).

Para esto la inversión en investigación y desarrollo de estas tecnologías, además de la evaluación de las mismas en campos ya existentes, serán de vital importancia, ya que, a partir de esto, se podrá demostrar la efectividad de los mismos y en el caso contrario, nuevas razones para seguir mejorando dichas tecnologías.

Con base a lo descrito anteriormente, este trabajo especial de grado plantea la evaluación de una técnica de recuperación terciaria, como lo es la inyección de surfactantes, en el campo Volve, de Noruega, ubicada específicamente en el Mar del Norte, mediante el uso de paquetes computacionales que permitan representar el comportamiento de estos métodos, en yacimientos costa afuera.

Finalmente, esto será realizado con el objetivo de verificar su efectividad, y plantear nuevas opciones de explotación a las empresas operadoras de dicho campo, agregando así, la factibilidad económica de este tipo de aplicaciones en el mismo.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Aproximadamente 70% de la producción mundial acumulada proviene de campos que cuentan con grandes reservas. Más de 48% de la producción mundial procede de campos maduros con más de 30 años de explotación, es decir, contienen la mitad de las reservas mundiales de crudo. La estrategia para aumentar el Factor de Recuperación es realizar estudios de factibilidad para la aplicación de sistemas de recuperación secundaria y mejorada. Con solo recuperar el 1% del petróleo que todavía no se ha podido extraer de los yacimientos en producción desde hace 30 años, las industrias de hidrocarburos del mundo obtendrían unos 10 mil millones de barriles de crudo adicionales equivalentes al volumen mundial de reservas de acuerdo con algunos expertos en la materia (Petroquimex, 2015).

Cuando un campo ya fue descubierto, es fácil pensar que todo lo que se necesita es simplemente perforar pozos, como si la tubería de producción que se inserta en el pozo, automáticamente pudiese extraer todos los recursos a partir de la presión natural que generan el gas y el petróleo comprimidos a altas temperaturas en el subsuelo. No hay nada más alejado de la realidad. Dependiendo del yacimiento, sólo entre un 10 y 25 por ciento de los hidrocarburos contenidos en él, se pueden extraer utilizando las fuerzas naturales o primarias del yacimiento. Visto de forma inversa, sin la aplicación de tecnologías adicionales conocidas como recuperación mejorada, EOR (por sus siglas en inglés), entre 75 y 90 por ciento del petróleo de cualquier yacimiento, se quedaría bajo tierra (Pulso energético, 2017).

La declinación temprana de yacimientos ha ocasionado el auge de nuevas tecnologías que buscan mejorar el rendimiento del yacimiento. Es por ello, que

dentro de la recuperación mejorada del petróleo se enmarcan los mecanismos de recuperación química, los cuales, tienden a disminuir la saturación residual de hidrocarburos e incrementar la eficiencia de barrido. De esta manera, la inyección de surfactante reduce la tensión interfacial, aumentando el número capilar, así como la movilidad del banco de petróleo hacia los pozos productores (Petróleo América, 2011).

El campo Volve está situado en la parte central del Mar del Norte, a 5 km al Norte de Sleipner Este, a 80 m de profundidad y fue descubierto en 1993. El campo se desarrolló con una instalación de perforación y procesamiento Jack-up. El recipiente "Navion Saga" se usó para almacenar petróleo estabilizado. Este campo cuenta con 3 pozos de exploración y 21 pozos de producción / inyección. El campo Volve contiene un crudo de 27-29 °API y corresponde a un factor de volumen de la formación (Bo) de 1,33 a 1,45 BY / BN. Las reservas recuperables se estiman en 78.6 MMbbl y 1.5 MMMPC de gas, lo cual hace al campo muy atractivo, económicamente.

El campo de petróleo y gas Volve cerró en octubre del 2016, habiendo continuado la producción 3 años más, de lo originalmente planeado. Se exploraron todas las posibilidades para extender la vida del campo, lo que arrojó muy buenos resultados. El campo estuvo en producción por más de 8 años y entregó alrededor de 9,5 millones de barriles de petróleo más de lo que se esperaba en el plan de desarrollo y operación. En total, Volve logró una tasa de recuperación del 54% (Equinor, 2018).

A medida que los hidrocarburos fueron producidos en el campo, el mismo presentó grandes inconvenientes en algunos pozos, en los cuales la producción de agua fue tan significativa que se procedió al cierre de muchos de ellos. En el campo se implementó la inyección de agua como método de recuperación secundaria, por lo cual, se podría interpretar que dicha inyección pudo ser una de las causantes de la gran cantidad de agua, debido a la irrupción del frente de inyección, en los pozos productores.

El método de inyección de surfactantes se basa principalmente en alterar la mojabilidad de la roca (invertir la mojabilidad), la cual, por medio de antecedentes del campo, se registró que la roca era mojada por petróleo lo que facilita mucho más la producción de agua, por tal motivo al aplicar la inyección de los surfactantes, alteraría la mojabilidad de la roca siendo esta ahora mojada por agua, lo cual ayudaría a la producción de petróleo y no la de agua, además también de disminuir la saturación residual de petróleo, teniendo esto como resultado un aumento en la producción y en el factor de recobro del campo Volve (Equinor, 2018).

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo general

Evaluar la factibilidad de la inyección de surfactantes como método de recuperación terciaria en el campo Volve del Mar del Norte, empleando simulación numérica de yacimientos.

1.1.2 Objetivos específicos

1. Recopilar información bibliográfica sobre inyección de surfactantes, inyección de agua y del campo Volve del Mar del Norte Noruego.
2. Analizar los datos de producción y presión para establecer el mecanismo de producción primario (previo a la inyección de agua).
3. Analizar los datos roca/fluido (Permeabilidad, Porosidad, Datos PVT, Curvas de Permeabilidades Relativas y Salinidad) relacionados al campo.
4. Seleccionar del simulador de CMG, el modulo (IMEX, GEM o STARS) que se ajuste para realizar la simulación numérica de inyección de surfactantes.
5. Evaluar la efectividad de la inyección de surfactantes en el campo Volve del Mar del Norte Noruego, a través de la generación de un caso inicial de inyección de surfactantes versus inyección de agua histórica.

6. Comparar el factor de recobro, del campo Volve obtenido mediante la generación del caso inicial, como parámetro indicador de la factibilidad técnica de la inyección de surfactantes.
7. Evaluar la rentabilidad económica de la inyección de surfactantes en el campo Volve del Mar del Norte Noruego

1.2 Alcances

Este Trabajo Especial de Grado está fundamentado en la evaluación de un proyecto de inyección de surfactantes en el campo Volve, de Noruega, utilizando la tecnología disponible en el mercado para simuladores numéricos, como la otorgada por la compañía CMG, la cual será analizada, con el objetivo de evaluar los tipos de simuladores que ofrece la misma (IMEX, GEM y STARS), con base a información y antecedentes que presenten algún parecido a este tipo de proyectos. Con esto en mente, se seleccionará el simulador a utilizar, y se estudiara si el proyecto es factible de manera técnica, comparando su comportamiento con la inyección de agua, previamente aplicada en la zona de estudio. Además de realizar un análisis económico que sustente, si es factible o no, el proyecto.

1.3 Justificación

En un proyecto de ingeniería enfocado al área de Yacimientos, los simuladores numéricos son una herramienta de gran utilidad para predecir, entre otras cosas, el comportamiento de los distintos métodos de recuperación aplicados en una zona de interés, con el objetivo de identificar la mejor opción disponible en conjunto con la opción más rentable.

En el caso del campo Volve, de Noruega, ubicado en el mar del Norte, al encontrarse en una etapa madura, los métodos de recuperación secundaria y terciaria, se hacen opciones viables, de las cuales, al seleccionar la mejor propuesta, permitirán aumentar el factor de recobro y extender las ganancias económicas de la empresa

operadora. Entre estos métodos se pueden encontrar, la inyección de agua, para la recuperación secundaria, y la inyección química, para la recuperación terciaria, de los cuales se hará énfasis, en esta última.

Con la utilización de nuevas maneras de extracción de crudo, la recuperación terciaria se ha hecho cada día más, una opción viable, cuando los precios del barril de petróleo son altos y permiten la inversión de altas sumas de dinero. Por lo tanto, un estudio realizado, referente a inyección de surfactantes para este campo, permitirá predecir, qué tan efectivo podría resultar este método de extracción, otorgando a la empresa una opción, factible o descartable, a la hora de proponer nuevas opciones.

Además, un trabajo especial de grado, relacionado a este tipo de estudios, permitirá obtener una noción de todos los parámetros a tomar en consideración, cuando se hace una investigación de este estilo. Otorgando, además, una utilidad como antecedente para la realización de estudios de inyección de surfactantes que pueda ser aplicado en los campos petroleros existentes en Venezuela.

1.4 Limitaciones

Fundamentalmente, el acceso a las licencias actualizadas de la compañía CMG, de la cual dependerá la realización de la evaluación del proyecto. Además, del tiempo disponible para la búsqueda de los resultados, ya que, de no contar con el primer requisito mencionado, el tiempo de estudio será afectado, variando así, la planificación planteada en el cronograma de este trabajo especial de grado. Finalmente, el conocimiento básico de las herramientas, ya que, al necesitar la aplicación de técnicas más avanzadas, se deberá encontrar si en los manuales, existen las referencias a este tipo de inyección química, adicionalmente, el acceso a bibliografías e información relacionada a este tipo de proyectos, referidos a simulación.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

El marco teórico es el cuerpo conceptual que sustenta la investigación, fundamentado en teorías que apoyan científicamente y empíricamente los constructos teóricos resaltantes del estudio. Ander (2015), señala que: “expresa proporciones teóricas generales, las teorías específicas, los postulados, supuestos, categorías y conceptos que han de servir de referencia a la ordenanza de los hechos concernientes al problema motivo de indagación” (p. 32). De esta manera, se entiende entonces que, en el marco teórico, es donde se encuentran toda la fundamentación hecha por diferentes autores, que sirve de aporte a estudios posteriores.

De igual manera, permite obtener una visión completa de las formulaciones teóricas sobre las cuales ha de fundamentarse el conocimiento científico propuesto en las fases de observación, descripción y explicación. En este mismo orden de ideas, el marco teórico tiene como propósito, dar a la investigación un sistema coordinado, coherente de conceptos y proposiciones, que permitan abordar el problema.

A continuación, se presentará una serie de teorías para que el lector pueda comprender, de una mejor manera, las actividades que se realizaran en este trabajo especial de grado, así como el porqué de estas, y de las conclusiones a las cuales llegaron los investigadores. Esta información abarcara temas referentes a yacimientos, información resaltante sobre surfactantes, métodos para evaluar económicamente un proyecto, así como una descripción del campo en estudio.

2.1 Antecedentes de la investigación

Para Ramírez (2015), los antecedentes son “todos aquellos trabajos de investigación que preceden al estudio a realizar, conteniendo conocimientos nuevos o inexplorados, permitiendo obtener de estos, conclusiones valiosas para no repetir errores ni sufrir decepciones” (p. 14). Por lo tanto, los antecedentes, son todos los trabajos o artículos que de alguna forma se relacionan con el tema de la investigación. A continuación, se presentan una serie de investigaciones relacionadas con la temática en estudio, las cuales se establecen como precedente al presente trabajo de grado.

Babadagli (2003) artículo titulado “Analysis of Oil Recovery by Spontaneous Imbibition of Surfactant Solution” Malaysia SPE 84866, University of Alberta

Plantea que, dependiendo del tipo de roca y crudo, la tensión interfacial (IFT), reducida mediante la adición de surfactante a la salmuera, puede contribuir a la recuperación, con el apoyo del drenaje por gravedad en yacimientos fracturados naturalmente (NFR). Este documento tiene como objetivo identificar y analizar los mecanismos de recuperación y realizar ejercicios de aumento de escala para la recuperación de petróleo en diferentes tipos de rocas mediante la absorción capilar (espontánea) de la solución tensioactiva.

Las pruebas de laboratorio se realizaron con cuatro tipos de rocas diferentes que posiblemente podrían ser la matriz de la roca reservorio de los NFR (arenisca, caliza, caliza dolomítica y tiza). La muestra de arenisca fue revestida en la superficie para crear una condición límite que causa solo interacción a contracorriente. Se seleccionó una amplia variedad de crudos (ligeros y pesados, queroseno y aceite de motor) como la fase oleófila. Se usaron diferentes tipos de surfactantes (no iónicos y aniónicos) y concentraciones de tensioactivos como la fase acuosa, así como la salmuera como un caso base. Las muestras completamente saturadas con petróleo ($S_{wi} = 0$) se expusieron a una absorción capilar estática y la recuperación se controló contra el tiempo. Algunos experimentos en las tizas se repitieron utilizando muestras pre-

humectadas ($S_{wi} > 0$) para aclarar los cambios en las características de imbibición capilar de la roca.

Se evaluaron los cambios (positivos o negativos) en la tasa de recuperación y la recuperación final en comparación con la imbibición de salmuera para los tipos de roca, tensioactivo y crudo. Se observó, para algunas muestras de roca, que la recuperación, por solución de surfactante, estaba estrictamente controlada por la concentración del mismo. Por otro lado, la diferencia en la tasa de recuperación y la recuperación final entre IFT alto y bajo, podría deberse no solo al cambio en el IFT, sino también al cambio en la humectabilidad y adsorción, que pueden variar con el tipo de roca. Esto también se analizó utilizando la forma de las curvas, que indican la relación de la fuerza capilar en la recuperación y el tipo de interacción, es decir, corriente o contracorriente.

Babadagli, (2004), artículo titulado “Evaluation of Oil Recovery Performances of Surfactants Using Organic Conception Diagrams” U.S.A PAPER 2004-077

Indica que el uso de soluciones tensioactivas, como fluido de desplazamiento en yacimientos fracturados (NFR), ha ganado una gran atención en los últimos años. Además, la recuperación se puede mejorar mediante la adición de surfactante en agua para reducir el IFT. Dependiendo del tamaño, la humectabilidad y las características de la matriz del yacimiento, las fuerzas gravitacionales podrían desempeñar un papel importante en la recuperación de la matriz cuando el IFT es disminuido utilizando soluciones de surfactante como una fase acuosa.

Un grupo de estudios probó la recuperación, junto al rendimiento de la matriz de arenisca, cuando las soluciones tensioactivas son utilizadas. Por lo general, un aumento en la recuperación final se observó con un IFT reducido.

Otro grupo de estudio usó rocas carbonatadas. Debido al carácter menos húmedo del agua en este tipo de rocas, en muchos casos, la recuperación obtenida con salmuera, fue muy baja. Además, la reducción de la IFT por adición de surfactante produjo un

aumento significativo en la recuperación, debido a la mejora en el efecto de imbibición y contribución adicional debido al efecto de la gravedad. Cabe destacar que se dedicó más atención a los carbonatos calcáreos ya que se encuentran más receptivos a la recuperación en comparación con los carbonatos dolomíticos.

Oskarsson, I. U. and Hellsten, A.N. (2005), artículo titulado “Surfactants as Flow Improvers in Water Injection” U.S.A SPE 93116

Indica que, en muchos casos, es deseable aumentar el flujo de inyección de agua cuando se deteriora un pozo productor de petróleo. Debido a que es muy costoso (operaciones en alta mar) colocar una tubería de agua adicional al sitio de inyección, los mejoradores de flujo para el agua inyectada serán, la forma más rentable de aumentar el caudal. Durante los últimos años también se han aplicado polímeros solubles en agua para este propósito. Sin embargo, estos polímeros se biodegradan lentamente, lo que ha sido un incentivo para el desarrollo de tensioactivos fácilmente biodegradables como mejoradores del flujo para el agua de inyección.

Además, se ha probado una combinación de un tensioactivo de ion híbrido y aniónico en un circuito de flujo de 5,5 pulgadas y 700 m de largo que contiene salmuera de sulfato con una salinidad similar al agua de mar. Se logró una reducción de la resistencia entre el 75% y el 80% con 200 ppm de la mezcla de surfactante a una velocidad promedio de 1,9 m/s y entre 50% y 55% a 2,9 m/s. Debido a las propiedades de auto curación de las estructuras reductoras de arrastre formadas por tensioactivos, estos se pueden agregar antes de pasar por la sección de la bomba, a diferencia de los polímeros, que se destruyen permanentemente por las altas fuerzas de corte producidas por dicha sección.

Guerra, E., Valero, E; Rodríguez, D.; Gutiérrez, L.; Castillo, M.; Espinoza, J.; and Granja, G. (2007), artículo titulado “Improved ASP Design Using Organic Compound-Surfactant-Polymer (OCSP) for La Salina Field, Maracaibo Lake”

Plantean que en el diseño e implementación de la formulación de un polímero alcalino tensioactivo (ASP) para procesos IOR, el componente alcalino inorgánico actúa como agente de sacrificio, evitando la adsorción del tensioactivo y disminuyendo el IFT. Sin embargo, como parte de este proceso, hay algunos problemas potenciales que se deben considerar previamente y durante los procesos de inyección ASP, tales como: el agua de inyección en la formulación se debe ablandar (disminuir salinidad) para evitar la formación de incrustaciones que produce costos más altos para el tratamiento del agua, posibles problemas de corrosión de los tubos y posible reducción de la viscosidad. El efecto del álcali orgánico sobre la IFT, la adsorción y la viscosidad, se ha centrado, previamente, en la comparación con el álcali inorgánico convencional para estas formulaciones. En esas investigaciones, se descubrió que los álcalis orgánicos son compatibles con el agua y el resto de los componentes ASP, reducen la adsorción, minimizan el daño en el equipo de superficie y el daño a la formación, lo cual, reduce los costos iniciales de inversión y una mayor rentabilidad del proyecto.

Santa, M.; Alvarez-Jürgenson, G., Busch, S., Birnbrich, P.; Spindler, C. (2011), artículo titulado “Sustainable Surfactants in Enhanced Oil Recovery” Malaysia SPE 145039

Indica que los alquilpoliglucósidos (APG) se reconocen como tensioactivos sostenibles basados en materias primas naturales. Presentan un perfil de baja ecotoxicidad y, por lo tanto, ya se utilizan en diferentes aplicaciones de campos petroleros. En este documento se muestra que los APG tienen propiedades de solubilidad superiores en entornos de alta salinidad. La tensión interfacial de los sistemas crudo/salmuera pueden reducirse significativamente incluso en salmueras de alta salinidad. El rendimiento de los APG puede mejorarse optimizando la parte hidrofóbica y la hidrofílica del tensioactivo. Además, a diferencia de los tensioactivos estándar utilizados en aplicaciones EOR, el rendimiento de los APG no se reduce en condiciones de alta temperatura o alta salinidad. Su rendimiento no está influenciado por los gradientes típicos de salinidad y temperatura que pueden presentarse en el

yacimiento. Finalmente, pueden formarse micro-emulsiones, incluso bajo condiciones de alta salinidad y condiciones con altas temperaturas, al utilizarse los APG junto a co-disolventes.

Useche, Y. (2013), trabajo de grado titulado “Modelaje numérico del proceso de inyección de álcali-surfactante-polímero (ASP) a escala de laboratorio usando el simulador STARS”, Venezuela

En esta investigación se plantearon los estudios realizados sobre la aplicación de procesos EOR en los últimos años, los cuales, han demostrado que entre las tecnologías que presentan gran potencial para ser aplicadas después de la inyección de agua o gas, se encuentra la inyección ASP (Álcali, Surfactante, Polímero), ya que utiliza la combinación de los principales métodos químicos para aumentar la producción de petróleo en yacimientos con características favorables para su aplicación. Además, este trabajo presenta un estudio del proceso de inyección ASP a escala de laboratorio. Mediante la representación de las pruebas experimentales y la optimización del proceso de inyección ASP empleando un simulador numérico. Para esto, se desarrolló un modelo numérico 1D, a través del simulador STARS de la empresa CMG, en el cual se cargaron todos los datos obtenidos en las pruebas de laboratorio. El modelo se calibró generando los diferenciales de presión obtenidos en las pruebas de desplazamiento de acuerdo a la variación de las tasas de inyección de agua, que se realizaron previamente a la inyección de químicos en el medio poroso. Esto para garantizar que los resultados que se obtuvieran luego de la inyección ASP estarían relacionados a las reacciones químicas y a la adsorción de los componentes en el medio poroso. Posteriormente, se efectuó la validación de los resultados, para ello se comparó el ajuste del Volumen bruto del núcleo (V_b), Volumen Poroso (V_p) y el Petróleo Original en Sitio (POES) generados por el modelo de simulación con respecto a los resultados obtenidos en laboratorio, logrando con esto un ajuste satisfactorio de los resultados del modelo con los reportados en la prueba experimental. Finalmente, se realizó un estudio de sensibilidades para los volúmenes de álcali en la formulación química, con el objetivo de optimizar la inyección ASP.

Cabe destacar que los resultados obtenidos en dicho trabajo, podrían servir como base para la realización del escalamiento de estas pruebas de laboratorio a escala de campo, de manera de aplicar este proceso en una prueba piloto.

Hosseinzab de Khanamiri, H. and Torsæter, O. (2015), artículo titulado “Experimental Study of Low Salinity and Optimal Salinity Surfactant Injection” Madrid, Spain SPE-174367

Muestran que ambas pruebas, experimentales y de campo, han demostrado que la inyección de agua de *baja salinidad (BS)* produce un incremento en la recuperación de petróleo. Una de las principales ventajas de BS es que reduce la salinidad, lo que resulta en condiciones favorables para la adición de productos químicos como los tensioactivos, con el fin de mejorar la recuperación de petróleo.

La inundación con tensioactivos puede beneficiarse al existir una menor fuerza iónica. La menor adsorción de surfactante se produce cuando existe una menor fuerza iónica, lo que reduce la necesidad de usar álcali. Además, la inyección de surfactantes, puede implementarse con concentraciones más bajas y probablemente sin la necesidad de un co-surfactante cuando se usa junto al agua BS. Estas ventajas pueden dar como resultado un proceso EOR químico rentable y más ecológico.

En esta investigación, se realizaron experimentos de inundación con surfactante de laboratorio en núcleos de arenisca Berea envejecidos. Las muestras fueron envejecidas utilizando un crudo típico de la plataforma continental noruega. La salmuera in situ contenía cationes monovalentes y divalentes. El *tensioactivo dodecibencenosulfonato de sodio (TBSS)* se usó en concentraciones de 0.05% en peso y 0.2% en peso para mejorar la recuperación de aceite. En la inyección de tensioactivo terciario, se inyectó *tensioactivos de baja salinidad (TBS)* después del agua BS y se inyectó agua de *alta salinidad (AS)* como agua de persecución después del tensioactivo; sin embargo, en la inyección de tensioactivo después del terciario, la secuencia fue AS-BS-TBS. La combinación de agua BS con *surfactante de alta salinidad (SAS)* también se investigó en dos experimentos con secuencias de

inyección de BS-SAS-AS y AS-SAS-BS. AS es una inundación de agua con la misma salinidad que en el SAS. La solución de SAS tenía una tensión interfacial que trabaja con el crudo.

La inundación de TBS con una concentración de TBSS al 0.2% en peso no resultó en una recuperación de petróleo mayor que la inundación con TBSS al 0.05% en peso en la inyección terciaria de TBS. La inyección de TBS terciario tuvo una mejor recuperación que la TBS post-terciaria. La recuperación solo con surfactantes en AS-SAS-BS fue mayor que en BS-SAS-AS. Sin embargo, toda la inyección en este último tuvo una recuperación mayor que la primera. Todos los resultados fueron reproducidos a través de experimentos repetidos en un tipo diferente de arenisca Berea. Los resultados se discutieron en términos de intercambio iónico entre la roca y la fase acuosa, la retención de tensioactivo y el comportamiento de la fase. Se midieron las tensiones interfaciales a diferentes salinidades para encontrar la salinidad óptima antes de la inyección. Las muestras de roca se caracterizaron en micro escala usando micro-CT de rayos X, y se extrajeron las propiedades geométricas de la distribución del tamaño de poro.

Hernández (2017), trabajo de grado titulado **“Estudio de simulación numérica de yacimientos sobre la inyección de formulaciones a base de surfactantes como alternativa a los métodos térmicos de RMH en pozos de crudos pesados y extra pesados con alta producción de agua de la faja petrolífera del Orinoco Hugo Chávez” Venezuela**

Indica que en los últimos años el uso de métodos térmicos para el mejoramiento de la movilidad en crudos pesados y extra pesados ha ido en aumento, en especial aquellos que involucran la inyección de vapor. Sin embargo, desde el punto de vista ambiental, la aplicación de estos métodos conlleva varios inconvenientes como lo son: el aumento de la concentración de materiales radiactivos (NORM) en los fluidos producidos y el incremento en los cortes de agua, que origina grandes dificultades para su disposición. En este estudio de simulación numérica de yacimientos se

propone el uso de un método no térmico basado en la inyección de una formulación a base de surfactantes con el fin de aumentar el recobro en una macolla de 7 pozos, ubicada en el Campo Huyapari de la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez. Para ello fue ensamblado y cotejado un modelo de simulación, con base al cual, se construyeron escenarios de predicción en los que se inyectaría de distintas maneras la solución a base de surfactantes para luego evaluar su aplicabilidad y rentabilidad. En los resultados obtenidos del cotejo histórico se obtuvieron errores porcentuales promedios menores a 13.4% y en los escenarios predictivos se halló una combinación de inyección de la formulación química, en la cual, se obtenían mayores ganancias en el orden de los 8 MMUS\$ en comparación a escenarios de producción convencionales.

Granadillo, J. (2018), trabajo de grado titulado **“Revitalización del factor de recobro en la formación Hugin del Campo Volve del Mar del Norte por medio de una evaluación del proceso de recuperación secundaria mediante inyección de agua empleando simulación numérica de yacimientos”** Venezuela

Dicho Trabajo Especial de Grado tuvo como propósito principal, diseñar un esquema óptimo de explotación que permitiera revitalizar el factor de recobro en la formación Hugin del campo Volve del Mar del Norte, por medio de una evaluación del proceso de recuperación secundaria mediante una inyección de agua empleando simulación numérica de yacimientos. Para ello se inició con el estudio y análisis de los datos geológicos, roca-fluidos y petrofísicos, lo cual permitió describir el modelo estático de la formación Hugin. Seguidamente resulto oportuno evaluar la condición actual de los pozos productores e inyectores para mejorar la descripción del yacimiento y así recomendar nuevas configuraciones de pozos. Además, se convirtieron los modelos del yacimiento que se encontraban en formato del simulador comercial ECLIPSE 100 en un formato que correspondía al simulador comercial IMEX®, CMG. En consecuencia, se procedió a las corridas de simulación de los diferentes escenarios de explotación en los cuales fueron analizadas la producción de petróleo, gas, agua y factor de recobro con la finalidad de encontrar el mejor escenario para evaluar la

rentabilidad económica del mismo que permitiera lograr el objetivo planteado. El escenario más favorable de simulación mostró una variación en el factor de recobro del 52% al 56%, es decir un aumento del 4%, el cual fue sometido a una evaluación económica obteniendo un valor presente neto de 127 millones y una tasa interna de retorno mayor al 100%.

Amit, K. and Ajay, M. (2019), artículo titulado “Evaluation of Zwitterionic Surfactant for Applicability in Enhanced Oil Recovery” India SPE-194676

Los objetivos del presente estudio fueron evaluar un surfactante zwitteriónico para su aplicabilidad en EOR. El tensioactivo se probó en términos de tolerancia a la sal, estabilidad térmica, capacidad de reducción interfacial, alteración de la humectabilidad y resistencia a la adsorción. El efecto de la salinidad y la alcalinidad también se probó en las propiedades fisicoquímicas mencionadas anteriormente.

La tolerancia a la sal del tensioactivo se probó probando la precipitación de la solución del tensioactivo con una salinidad creciente a 30 °C y 80 °C. La estabilidad térmica del tensioactivo se probó mediante pruebas TGA. La tensión interfacial de la solución de petróleo crudo y tensioactivo, con concentración variable de tensioactivo, salinidad y alcalinidad, se probó mediante la técnica de gota giratoria. La alteración de la humectabilidad por solución del tensioactivo se probó midiendo el ángulo de contacto en una muestra húmeda de aceite. El estudio de adsorción se realizó midiendo la concentración de tensioactivo después de que su solución se expuso a la adsorción en una muestra de roca triturada.

El tensioactivo tenía una tolerancia a la sal del 20% de salinidad. El mismo se encontró estable a 130 °C según la curva TGA. La tensión interfacial (IFT) se redujo, debido a que la solución de tensioactivos poseía una concentración, igual o mayor, en comparación a su valor crítico. La presencia de sal tuvo un efecto mínimo sobre la capacidad de reducción de IFT de la solución. La presencia de álcali tuvo un efecto sinérgico en la reducción de IFT. La humectabilidad de la muestra húmeda de aceite se alteró para humedecerla preferentemente con agua mediante el uso de

tensioactivos. La pérdida de surfactante debido a la adsorción se encontró dentro del rango recomendado para la aplicabilidad del proceso EOR. Estas excelentes propiedades fisicoquímicas del tensioactivo de ion híbrido sugieren que puede usarse en los campos petroleros maduros para la recuperación de petróleo.

2.2 Bases Teóricas

2.2.1 Yacimiento

Un yacimiento es una unidad geológica de volumen limitado, porosa y permeable, que contiene hidrocarburos en estado líquido y gaseoso a una determinada presión y temperatura. Los cinco componentes básicos que deben estar presentes para tener un yacimiento de hidrocarburos son: fuente, migración, trampa, almacenaje (porosidad) y transmisibilidad (permeabilidad) (Figura 2.1) (Vázquez, 2018).

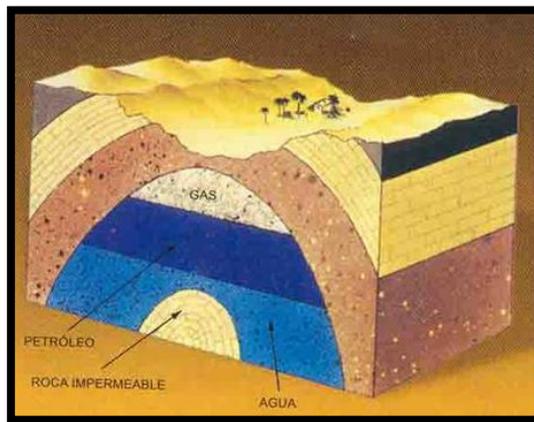


Figura 2.1 Diagrama de un yacimiento con acumulaciones de agua, gas y petróleo [Fuente: Slide Player, 2014]

2.2.2 Clasificación de los yacimientos de petróleo

Según Vázquez (2018), los yacimientos de hidrocarburos pueden clasificarse de acuerdo a los siguientes criterios:

- a) Geológicamente

- b) Según sea el estado de los fluidos en el yacimiento o de acuerdo al diagrama de fase de fluidos
- c) Según el tipo de hidrocarburos
- d) De acuerdo al mecanismo de producción

2.2.2.1 Clasificación de los yacimientos según el criterio geológico

Geológicamente los yacimientos se clasifican en:

- **Yacimientos estratigráficos:** según Vázquez (2018), estos son yacimientos en donde la trampa se formó como resultado de un proceso de concentración y de repetidas erosiones de sedimentos depositados previamente o de cambios posteriores a la deposición creando discordancias que permitieron el entrapamiento de los hidrocarburos, es decir, se originaron debido a fenómenos de tipo litológico (pérdida de permeabilidad), sedimentario (acuñamiento) y paleográficos (paleo cadenas).
- **Yacimientos estructurales:** son aquellas trampas que fueron originadas por la acción de fuerzas tectónicas en el subsuelo y que dieron lugar a la deformación y fracturamiento de los estratos, resultando en pliegues, fallas y sus combinaciones (Vázquez, 2018).
- **Yacimientos mixtos o combinados:** muchos yacimientos de petróleo y/o gas se consideran constituidos por combinación de trampas. Esto significa que tanto el aspecto estructural (combinación de pliegues y/o fallas) como los cambios estratigráficos en el yacimiento (presencia de discordancias) influenciaron el entrapamiento de los hidrocarburos (Vázquez, 2018).

2.2.2.2 Clasificación de los yacimientos según el diagrama de fases

La mejor forma de estudiar el comportamiento cualitativo de sistemas de hidrocarburos es a través del diagrama de fases (Figura 2.2). Por medio de estos

diagramas, puede conocerse el estado del fluido a determinadas condiciones de presión y temperatura, es decir, si existen 1, 2 o 3 fases (gas, líquido y sólido) en equilibrio a las condiciones impuestas (Vásquez, 2018).

Para las siguientes definiciones, se tomará como referencia un valor de presión constante, el cual será la misma en cada clasificación.

- a) **Yacimientos de gas:** si la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura cricondentérmica de la mezcla de hidrocarburos.
- b) **Yacimientos de punto de rocío o de condensado retrógrado:** si la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura crítica y menor que la temperatura cricondentérmica.
- c) **Yacimientos de punto de burbujeo, sub-saturados o de gas disuelto:** si la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos.
- d) **Yacimientos con capa de gas o yacimientos saturados:** si la mezcla de hidrocarburos se encuentra dentro de la envolvente en la región de dos fases.

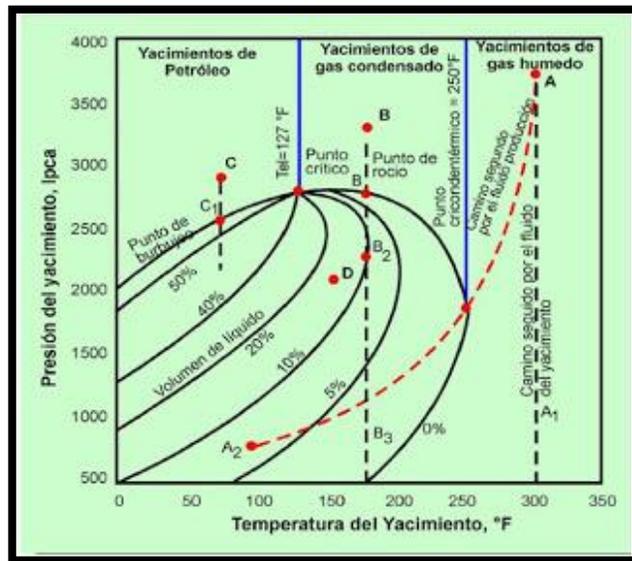


Figura 2.2 Diagrama de fases utilizado para identificar el tipo de yacimiento a partir de la presión y la temperatura [Fuente: La comunidad petrolera, 2008]

2.2.2.3 Clasificación de los yacimientos de hidrocarburos según su fase

- **Yacimientos de petróleo:** una mezcla de hidrocarburos que se encuentra en estado líquido, en condiciones de yacimiento, comúnmente se conoce como petróleo crudo. Este a su vez, se clasifica en dos tipos según el líquido producido en la superficie: Petróleo Crudo de Baja Merma o Petróleo Negro y Petróleo Volátil o de Alta Merma (Vásquez, 2018).
 - a) **Petróleo crudo de baja merma o petróleo negro:** generalmente produce en la superficie una razón gas-petróleo de 2.000 PCN/BN o menos. Cabe destacar que la palabra "negro" no es quizás la más apropiada, ya que el petróleo producido no siempre es negro, sino que varía en la gama de negro, gris y parduzco en general de colores oscuros, con una gravedad menor de 45 °API. El factor volumétrico del petróleo inicial en la formación es de 2 BY/BN o menor (Vásquez, 2018).
 - b) **Petróleo crudo de alta merma o volátil:** los petróleos volátiles son fluidos muy livianos que se presentan en estado líquido en el yacimiento, puesto que

la temperatura de éste es muy cercana a la temperatura crítica del fluido (Vásquez, 2018).

- **Yacimientos de gas:** una mezcla de hidrocarburos que se encuentra en estado gaseoso en el yacimiento se clasifica en Gas Condensado o Retrógrado, Gas Húmedo y Gas Seco, dependiendo de sus diagramas de fases y condiciones del yacimiento (Vásquez, 2018).
- a) **Gas condensado o retrógrado:** los yacimientos de gas condensado producen líquidos de color claro o sin color en la superficie, con gravedades API por encima de los 50° y RGP de 8.000 a 70.000 PCN/BN. El gas condensado contiene más componentes pesados que el gas húmedo y usualmente se encuentra a profundidades mayores de 5.000 pies (Vásquez, 2018).
- b) **Gas húmedo:** un gas húmedo normalmente contiene componentes de hidrocarburos más pesados que los gases secos (Vásquez, 2018).
- c) **Gas seco:** cuando se produce con una relación gas-petróleo mucho mayor que 100.000 PCN/BN, al fluido se le denomina, comúnmente, gas seco o gas natural. Este consiste, fundamentalmente de metano con poca cantidad de etano y posiblemente, muy pequeños porcentajes de otros componentes de hidrocarburos más pesados (Vásquez, 2018).

2.2.2.4 Clasificación de los yacimientos según los mecanismos naturales de producción

La cantidad de petróleo que puede ser desplazada por la energía natural asociada al yacimiento varía con el tipo de yacimiento. Por esta razón, los yacimientos se clasifican en los siguientes tipos según su principal fuente de energía: yacimientos que producen por los mecanismos de empuje hidráulico, empuje por gas en solución, empuje por capa de gas, empuje por expansión de los fluidos, empuje por

compactación de las rocas, empuje gravitacional y empujes combinados (Vásquez, 2018).

- a) **Yacimientos que producen por el mecanismo de empuje hidráulico:** un yacimiento que produce por mecanismo de empuje hidráulico o empuje hidrostático, tiene una conexión hidráulica entre él y una roca porosa saturada con agua (acuífero), la cual puede estar por debajo del yacimiento o ubicado lateralmente a el mismo (Vásquez, 2018). En la Figura 2.3, se puede observar el funcionamiento de este mecanismo, para un acuífero ubicado por debajo del yacimiento.

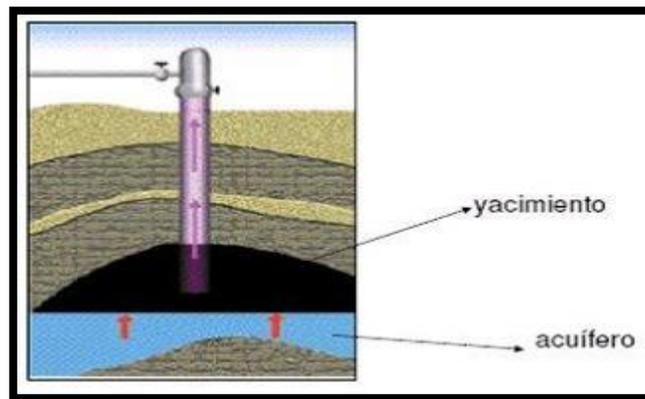


Figura 2.3 Diagrama de un mecanismo de empuje hidráulico [Fuente: La comunidad petrolera, 2009]

- b) **Yacimientos que producen por el mecanismo de empuje por gas en solución:** según Vásquez (2018), el petróleo crudo bajo ciertas condiciones de presión y temperatura en los yacimientos puede contener grandes cantidades de gas disuelto. Cuando la presión disminuye debido a la extracción de los fluidos, el gas se libera y se expande, desplazando de esta manera al petróleo (Figura 2.4).

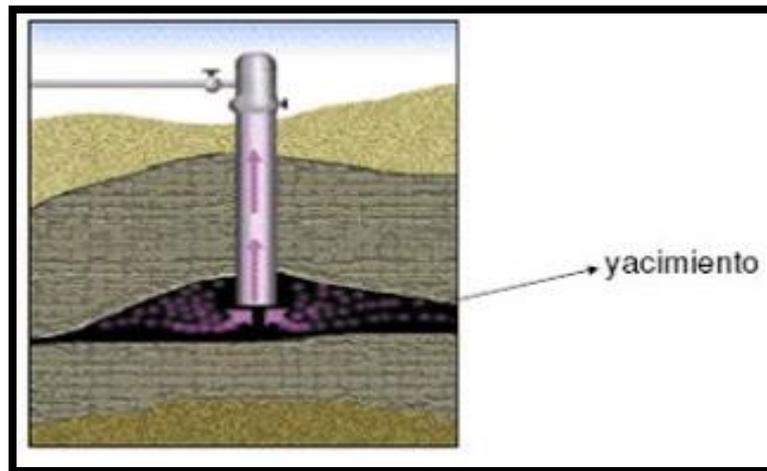


Figura 2.4 Diagrama de un mecanismo de empuje por gas en solución [Fuente: La comunidad petrolera, 2007]

- c) **Yacimientos que producen por el mecanismo de empuje por capa de gas:** el empuje por capa de gas ocurre en yacimientos saturados cuyos fluidos no están uniformemente distribuidos y la presión es menor que la presión de burbuja. Bajo estas condiciones existirá una capa de gas encima de la zona de petróleo, la cual se expandirá desplazando al petróleo hacia los pozos productores (Vásquez, 2018). En la Figura 2.5, se puede observar como la capa de gas influye en el desplazamiento de petróleo, a través de un pozo productor.

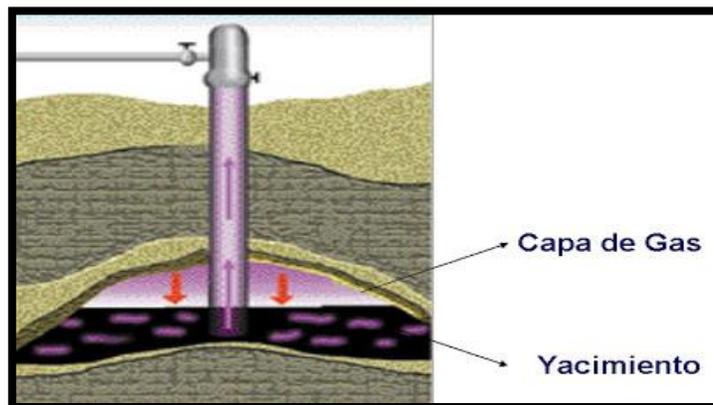


Figura 2.5 Diagrama de mecanismo de empuje por capa de gas [Fuente: La ingeniería de yacimientos, 2007]

- d) **Yacimientos que producen por el mecanismo de empuje por expansión de los fluidos:** dadas las condiciones de presión y temperatura existentes en los yacimientos, cualquier reducción en la presión causará una expansión de los fluidos en el mismo. A este efecto se le conoce como mecanismo de empuje por expansión de los fluidos. Este mecanismo está presente en todos los yacimientos, pero es más importante en yacimientos donde la presión es mayor que la presión de burbujeo (yacimientos sub-saturados) en donde todos los componentes de los hidrocarburos se encuentran en fase líquida, así también, es el mecanismo principal a través del cual producen los yacimientos de gas (Vásquez, 2018). En la Figura 2.6, se observa una representación didáctica de cómo, desde un estado inicial, los fluidos se expanden dentro de los poros, debido a una perturbación en la presión.

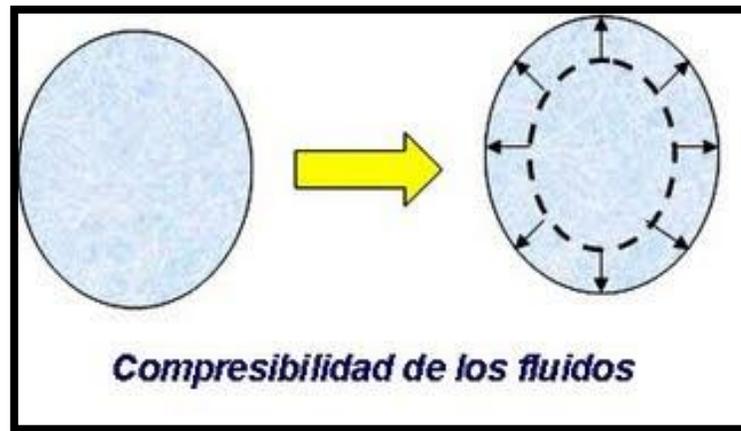


Figura 2.6 Proceso de la expansión de fluidos dentro del yacimiento [Fuente: Ing. Yacimientos II. Lennies Guevara, 2009]

- e) **Yacimientos que producen por el mecanismo de empuje por expansión de la roca:** la roca tanto como los fluidos, forma parte del sistema productor. Debe distinguirse entre la compresibilidad bruta de la roca y la compresibilidad del medio poroso interconectado, siendo la última la más importante debido a que en la producción de hidrocarburos, la reducción del volumen ocurre a nivel del sistema poroso, que es en donde ocurren los cambios de presión (Vásquez, 2018). En la Figura 2.7, como resultado de una

perturbación en las condiciones del yacimiento, la roca se expande, reduciendo los espacios vacíos e influyendo en la producción de fluidos.

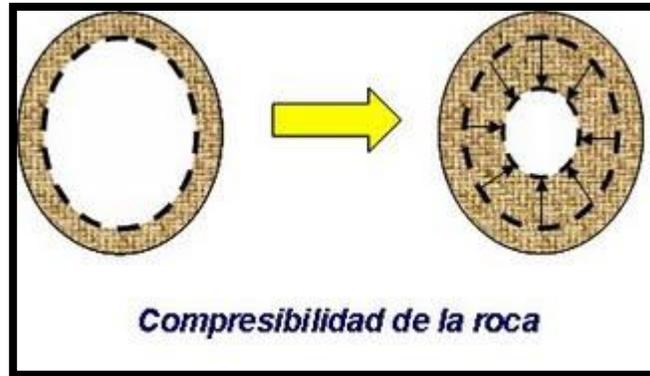


Figura 2.7 Proceso de la expansión ocurrida en la roca dentro del yacimiento [Fuente: Ing. Yacimientos II. Lennies Guevara, 2009]

- f) **Yacimientos que producen por el mecanismo de empuje por gravedad:** la gravedad es un mecanismo de empuje muy lento, pero eficaz. Los pozos completados en yacimientos que ya no tienen otra energía que la gravedad, se reconocen porque poseen una tasa de producción lenta y constante para periodos muy largos (Vásquez, 2018). En la Figura 2.8, se observa un yacimiento con buzamiento, en el cual es posible observar este tipo de mecanismo, también conocido como segregación gravitacional.

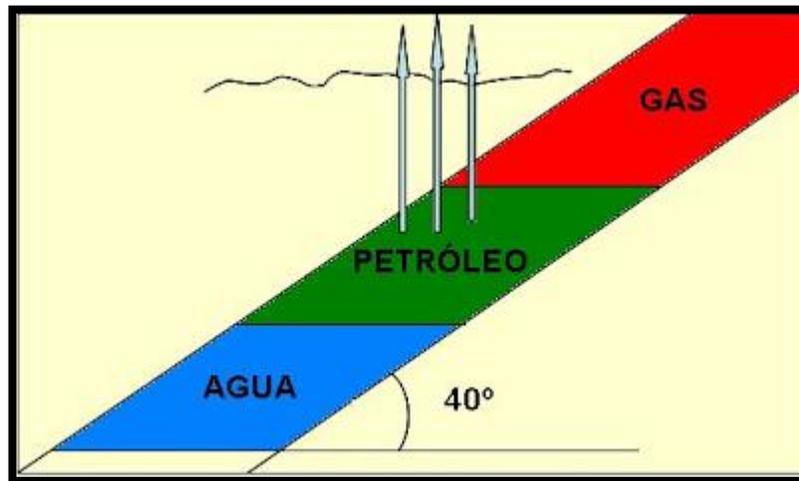


Figura 2.8 Mecanismo de empuje por gravedad o segregación gravitacional [Fuente: La comunidad petrolera, 2009]

Cabe destacar que, en la mayoría de los yacimientos se presenta más de un tipo de empuje durante su vida productiva, bien sea en forma alterna o simultánea. En ambos casos, se dice que el yacimiento produce por empujes combinados.

Estos mecanismos de producción, son de gran importancia, ya que al haber una perturbación en la presión del yacimiento (debido a la perforación), el proceso de recuperación de los hidrocarburos contenidos en este, puede producirse gracias a estos mecanismos. Este proceso es conocido comúnmente como recuperación primaria, un tipo de recuperación que puede presentarse en la vida productiva de un yacimiento, y que pertenece a un grupo conformado por esta, la recuperación secundaria y la recuperación terciaria. A continuación, se indagará en cada uno de estos puntos, para comprender en qué consisten, y darle paso al tipo de aplicaciones que se pretende estudiar en este trabajo especial de grado.

2.2.3 Recuperación primaria

La recuperación Primaria es aquella donde los fluidos del yacimiento se desplazan de manera natural, desde el subsuelo hasta superficie, debido a la energía aportada por

los mecanismos de producción, los cuales dependerán, entre otras cosas, de la variación de presión en el yacimiento.

2.2.4 Recuperación secundaria

La recuperación secundaria es una de las técnicas que se utiliza cuando el yacimiento no puede producir de manera natural, debido a una disminución de energía, aportada previamente por los mecanismos de producción presentes en el yacimiento. Por tal motivo, la técnica consiste en aplicar una inyección de fluidos (gas o agua), a través de pozos de inyección, perforados en la roca y que además se caractericen por tener una buena comunicación con los pozos productores. Esto con el objetivo de mantener la presión del yacimiento y desplazar el volumen de hidrocarburos hacia los pozos mencionados anteriormente. Cabe destacar que el uso sucesivo de la recuperación primaria y secundaria, en un yacimiento de petróleo, produce alrededor del 15-40% del petróleo original en sitio (POES) (Schlumberger, 2019).

2.2.4.1 Inyección de agua

La inyección de agua tuvo sus comienzos en la ciudad de Pithole, al oeste de Pennsylvania, en el año 1865. Esta ocurrió accidentalmente cuando el agua, proveniente de acumulaciones superficiales de agua, se movía a través de las formaciones petrolíferas, entrando así al intervalo productor e incrementando la producción de petróleo en los pozos vecinos. Esto se asemeja a la técnica aplicada actualmente, con la única diferencia de que el agua o fluido desplazante, proviene de pozos inyectoros (Paris de Ferrer, 2001). De acuerdo con la posición de estos pozos y los pozos productores, la inyección de agua se puede llevar a cabo de dos formas:

2.2.4.1.1 Inyección externa

Consiste en inyectar fuera de la zona de petróleo, o en los flancos del yacimiento. Se conoce también como inyección tradicional y en este caso, el agua se inyecta en el acuífero cerca del contacto agua-petróleo (Paris de Ferrer, 2001).

En la Figura 2.9, los pozos inyectoros se ubican en el acuífero (color azul) ubicado debajo de la zona de transición (color azul y rosa en diagonal), lo cual aporta la energía necesaria para transportar el crudo (color rosa), a través de los pozos productores, hacia superficie.

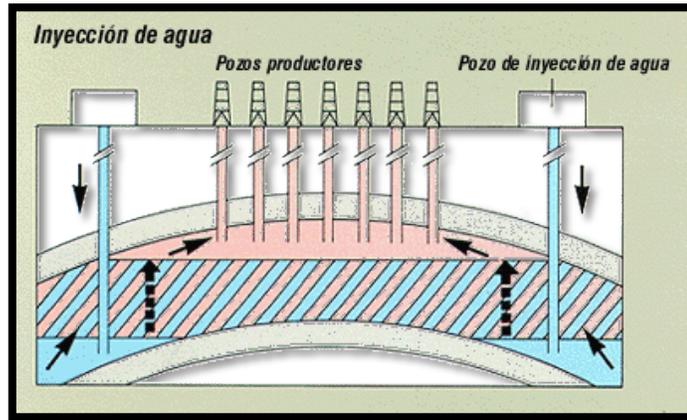


Figura 2.9 Proceso dentro de un yacimiento al realizar una inyección de agua externa
[Fuente: La comunidad petrolera, 2009]

2.2.4.1.2 Inyección interna o en arreglos

Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de petróleo. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos (petróleo/gas) del volumen invadido hacia los pozos productores. Este tipo de inyección se conoce como inyección de agua interna, ya que el fluido se inyecta en la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectoros que forman un arreglo geométrico con los pozos productores (Paris de Ferrer, 2001). En la Figura 2.10, se observa uno de estos arreglos, conocido comúnmente como arreglo de cinco pozos normal, y el cual, debido a la ubicación de los pozos inyectoros y productores, forma una figura geométrica (cuadrado en este caso).

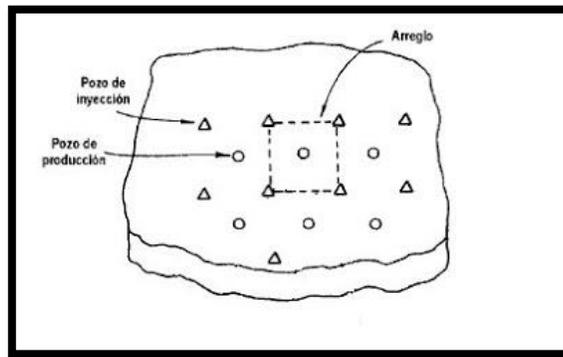


Figura 2.10 Inyección de agua en arreglos (5 pozos-normal) [Fuente: La comunidad Petrolera, 2009]

2.2.5 Recuperación terciaria

La recuperación terciaria consiste en la aplicación de técnicas sofisticadas, con el objetivo de mejorar la recuperación de petróleo, llevando a cabo cambios en las propiedades originales de los fluidos. Estas técnicas pueden utilizarse durante cualquier etapa de la vida productiva de un yacimiento de hidrocarburos. Además, su propósito no es solamente restaurar la presión de la formación, sino también de mejorar el desplazamiento de fluidos dentro de la roca.

Cabe destacar que la aplicación óptima de cada tipo depende de la temperatura, la presión, la profundidad, la zona productiva neta, la permeabilidad, las saturaciones de petróleo residual y saturaciones de agua, la porosidad y las propiedades del fluido del yacimiento, como la gravedad API y la viscosidad (Schlumberger, 2019).

Entre estos métodos podemos encontrar:

2.2.5.1 Métodos no convencionales térmicos

En general, estos se clasifican en dos tipos: los que implican la inyección de fluidos en la formación, como la inyección de agua caliente y la inyección de vapor; y los que utilizan la generación de calor dentro del yacimiento o procesos in situ. Esto con el objetivo de aumentar la temperatura dentro del yacimiento (Paris de Ferrer, 2001).

Entre los beneficios obtenidos al aplicar este tipo de métodos, se encuentran:

- La reducción de la viscosidad del petróleo
- La reducción de la saturación de petróleo residual
- El aumento de la eficiencia areal

2.2.5.2 Métodos no convencionales no térmicos

Los métodos no térmicos abarcan los procesos químicos y los miscibles. Los primeros incluyen los polímeros, surfactantes, cáusticos, las invasiones micelar/polímero y combinaciones; y se enfocan en mejorar la razón de movilidad e incrementar el número capilar.

Los métodos miscibles, incluyen los empujes miscibles a alta presión, usando un gas de hidrocarburo, nitrógeno o dióxido de carbono, así como el desplazamiento de hidrocarburos líquidos. El objetivo primordial de este, es lograr desplazar el petróleo con un fluido que pueda formar una única fase con el petróleo cuando es mezclado (Paris de Ferrer, 2001).

2.2.6 Invasión química

Se refiere a los procesos de inyección que utilizan soluciones químicas especiales, con el objetivo de movilizar el petróleo que ha quedado en el yacimiento luego de la recuperación primaria y secundaria. En este caso se utilizan sustancias micelares, alcalinas y similares al jabón para reducir la tensión interfacial entre el agua y el petróleo, mientras que el uso de polímeros mejora la eficiencia de barrido.

El proceso general de una inundación química incluye un prelavado (agua de baja salinidad), una solución (micelar o alcalina), un reductor de movilidad (solución de polímeros) y, finalmente, un fluido impulsor (agua), que desplaza las sustancias químicas y el banco de petróleo residual hacia los pozos productores. Cabe destacar

que el prelavado y el reductor de movilidad son fluidos opcionales (Figura 2.11) (Schlumberger, 2019).

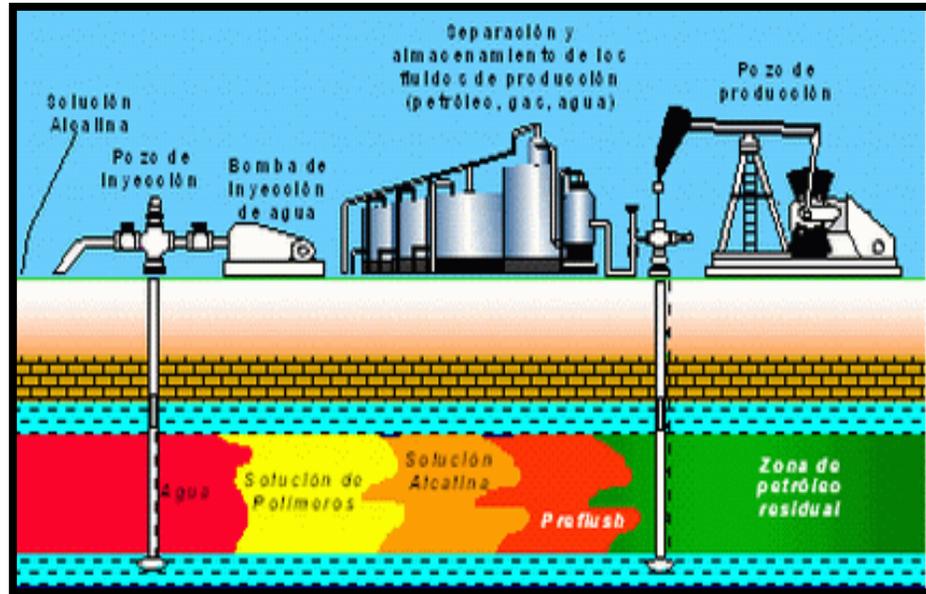


Figura 2.11 Diagrama de un proceso general para una inyección química [Fuente: Técnica de recuperación mejorada, 2013]

2.2.6.1 Invasión con polímeros

La invasión con polímeros es una modificación de la inyección de agua y consiste en añadir al agua de inyección un tapón de polímeros, con un alto peso molecular. Dichas soluciones tienen la ventaja de ser muy viscosas, lo cual permite disminuir la razón de movilidad agua-petróleo, dando como resultado, en algunos casos, un mejor desplazamiento y un barrido más completo del yacimiento en comparación a la invasión con agua convencional (Paris de Ferrer, 2001).

2.2.6.2 Inyección de espuma

La inyección de espuma consiste en inyectar aire, agua y un agente químico que estabilice dichos fluidos. Este proceso genera las espumas, las cuales son acumulaciones de burbujas de gas separadas unas de otras por películas gruesas de

líquidos, con la propiedad de tener una viscosidad mayor que la del gas o líquido que la componen. Esto crea un gran número de interfaces elásticas que ejercen una fuerza tipo pistón sobre el petróleo que es desplazado (Paris de Ferrer, 2001).

2.2.6.3 Invasión micelar

La invasión micelar es un método de recuperación terciaria usado en yacimientos de crudo liviano. La técnica consiste en inyectar un tapón micelar, seguido por un volumen de solución con polímeros, y un volumen de agua (a menudo se utiliza un pre flujo antes de comenzar la inyección descrita, con el objetivo de condicionar la roca).

Este tapón micelar está formado por agua, un volumen de hidrocarburo, 10-15% de surfactante, pequeñas cantidades de sal y un volumen de alcohol adecuado, la cual, en óptimas condiciones, permitirá desplazar el petróleo y el agua de forma miscible (Paris de Ferrer, 2001).

2.2.6.4 Invasión alcalina

La inyección de soluciones alcalinas (o causticas), se compone de un proceso de emulsificación in situ. Esta técnica consiste en adicionar al agua, sustancias químicas como hidróxido de sodio, silicato de sodio, soda caustica o carbonato de sodio, que al reaccionar con los ácidos orgánicos que contiene el crudo, generara una sustancia jabonosa o volumen de surfactantes, que permitirán producir el petróleo por alguno de los siguientes mecanismos (Paris de Ferrer, 2001):

- Reducción de la tensión interfacial debido a la formación de surfactantes
- Cambio de humectabilidad
- Emulsificación y arrastre de petróleo

2.2.7 Surfactantes

En el presente estudio se trabajará con una simulación numérica, enfocada en la inyección de una solución a base de surfactantes, por lo que se dará, a continuación, una breve explicación sobre dicho tema. Típicamente un anfífilo (sustancia con una doble afinidad) tiene una molécula que se puede dividir en dos partes. De un lado, una parte polar que contiene hetero-átomos tales como O, S, N, P, los cuales aparecen en grupos funcionales como alcohol, éter, éster, ácido, sulfato, sulfonato, fosfato, amina, amida, etc., y, de otra parte, un grupo apolar compuesto en general por un hidrocarburo parafínico, cicloparafínico o aromático, el cual puede eventualmente contener halógenos. En ciertos casos particulares la parte apolar puede ser una cadena de silicona o de poli óxido de propileno (Salager, 2004).

La parte polar tiene afinidad para los solventes polares, particularmente el agua, mientras que la parte apolar tiene afinidad para los solventes orgánicos, en particular los hidrocarburos, aceites o grasas. Por esta razón la parte polar se denomina también hidrofílica, mientras que a la parte apolar le corresponde el calificativo de lipofílico o hidrófobo. Debido a su doble afinidad, una molécula anfífila no se encuentra "cómoda" ni en solvente polar, ni en solvente orgánico.

En la Figura 2.12, se observan la composición básica de un surfactante o agente tensioactivo, en términos de polaridad.

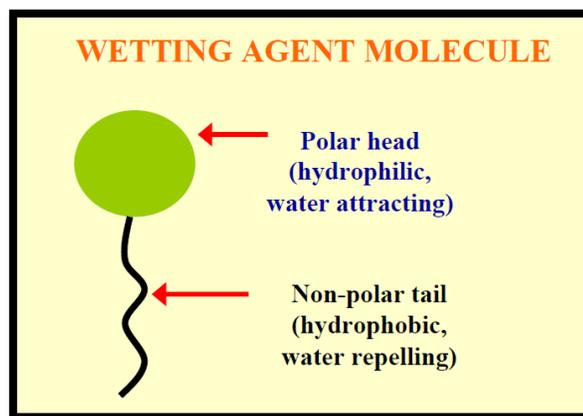


Figura 2.12 Composición básica de un surfactante: parte polar o hidrofílica en color verde y parte no polar o hidrofóbica en color negro [Fuente: Tiloom, 2018]

Para satisfacer ambos tipos de afinidades, el grupo polar debe estar conformado por un solvente polar, mientras que el grupo apolar debe encontrarse en un solvente orgánico, o por lo menos fuera del solvente polar. Tales condiciones ocurren solamente en la frontera de dos fases. Se llamará superficie la frontera entre una fase condensada y un gas, e interface la frontera entre dos fases condensadas, es decir dos líquidos, o un líquido y un sólido (Salager, 2004).

Ya que las sustancias anfífilas tienen una fuerte tendencia en migrar hacia una superficie o una interface (se llama esto adsorción), se han denominado también surfactantes como contracción de las palabras inglesas "Surface active substances". De esta fuerte afinidad para las superficies o interfaces dependen muchas propiedades de los surfactantes. Otra propiedad importante, desde el punto de vista de las aplicaciones, es la mojabilidad de un sólido por un líquido, lo cual se define mediante el ángulo de contacto. Los surfactantes son susceptibles de compatibilizar el agua con los aceites, permitiendo la formación de estructuras que asocian agua y aceite en una sola fase, llamada solución micelar u otra según el caso. Esta acción compatibilizadora se llama solubilización o co-solubilización (Salager, 2004).

En la Figura 2.13, se puede observar como la parte hidrofóbica del surfactante, tiende a entrar en contacto con el crudo (círculos color marrón) que moja la roca (sand) en sus bordes, mientras que la parte polar o hidrofílica (círculos color verde) tiende a alejarse del mismo, queriendo entrar en contacto con fluidos como el agua. Este efecto es importante, ya que, en una inyección de surfactantes, al aplicarse la fase de inyección con agua, esta puede arrastrar las partículas de crudo que se encuentran adheridas a la roca, reduciendo así la saturación de petróleo residual (S_{or}) en la zona de interés.

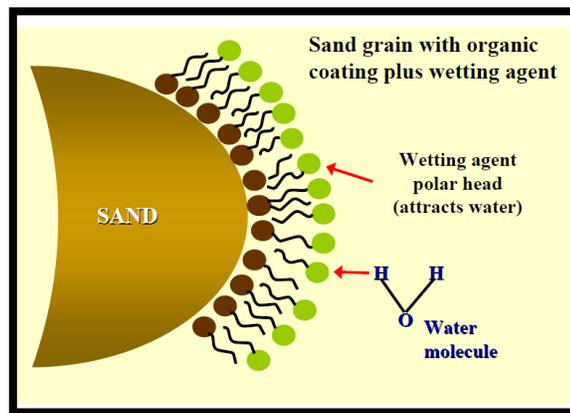


Figura 2.13 Proceso general que ocurre en la superficie de la roca cuando es aplicada una inyección de surfactantes [Fuente: Tiloom, 2017]

Cabe destacar que dichos surfactantes son utilizados en procesos de invasión química. El objetivo principal de este proceso es recobrar el petróleo residual, 20 a 40% del volumen poroso, que permanece después de la recuperación primaria o de una inyección de agua. Como beneficio secundario puede también mejorar la eficiencia de barrido volumétrico. Algunas de las primeras investigaciones con surfactantes, se llevaron a cabo con la idea de bajar la tensión interfacial entre el petróleo y el agua a valores muy pequeños (menos de 0,001 dinas/cm), de modo que el petróleo atrapado se haga móvil y sea desplazado por el fluido inyectado. Es decir, se trata de que ocurra como un desplazamiento miscible, sin las desventajas características de la movilidad desfavorables (Paris de Ferrer, 2001).

Finalmente, la mayoría de las investigaciones señalan que la principal causa de falla es que las tensiones interfaciales no se reducen lo suficiente como para tener un efecto sobre el petróleo atrapado, por lo que es necesario reducir y mantener la tensión interfacial entre el petróleo y el tapón de solución de surfactantes en el orden de 0,01 a 0,001 dinas/cm durante el desplazamiento (Paris de Ferrer, 2001). Entre los factores favorables y desfavorables, tomados en cuenta para realizar el diseño de este tipo de procesos, se encuentran:

Factores favorables:

- Formación homogénea
- Barrido de Inyección de agua > 50%
- Alto ϕh (espesor poroso)

Factores desfavorables:

- Fracturas extensivas
- Capa grande de gas
- Empuje fuerte de agua
- Alto contraste de permeabilidad

2.2.7.1 Fenómenos fundamentales

Con excepción del poder bactericida de ciertos surfactantes, fenómeno del cual no hay una explicación absolutamente segura, se puede decir que todas las propiedades y usos de los surfactantes provienen de dos propiedades fundamentales de estas sustancias: de una parte, su capacidad de adsorberse a las interfaces y por otra, su tendencia a asociarse para formar estructuras organizadas.

a) Adsorción

Todos los surfactantes poseen una molécula que presenta a la vez un grupo polar (o hidrofílico) y un grupo apolar (hidrófobo o lipofílico). El grupo polar es en general un grupo funcional que contiene hetero-átomos (O, S, N, P), mientras que el grupo apolar es, en la mayoría de los casos, un hidrocarburo parafínico o alquil-aromático (Salager, 1992).

En vista de su dualidad polar-apolar, una molécula de surfactante no puede satisfacer su doble afinidad ni en un solvente polar, ni en un solvente orgánico. Cuando una molécula de surfactante se coloca en una interface agua-aire o agua-aceite, ella puede orientarse de manera a que el grupo polar esté en el agua, mientras que el grupo apolar se ubica "fuera" del agua, en el aire o en el aceite. La transferencia desde el seno de una fase acuosa a la interface, llamada adsorción, es por lo tanto espontánea (Salager, 1992).

La adsorción de un surfactante en una superficie gas-líquido o en una interface líquido-líquido, produce en general una reducción de la tensión superficial o interfacial, de donde proviene el nombre "tensioactivo". La tensión es responsable de la curvatura de las interfaces, de la formación de gotas, de un gran número de inestabilidades capilares y de numerosos fenómenos de estabilización de interfaces. Las fuerzas capilares involucradas pueden ser considerables y se pueden encontrar aplicaciones en la fabricación de adhesivos, la recuperación mejorada de petróleo, la colocación de una monocapa protectora, la contracción de capas de petróleo flotando, etc.

El descenso de la tensión favorece la deformación y la ruptura de una interface, la formación de sistemas dispersos como las emulsiones o las espumas, la movilización del petróleo residual, la limpieza industrial, etc. La adsorción de surfactantes no se limita a las interfaces fluido-fluido. Ella se produce también en las interfaces líquido-sólido, y eventualmente gas-sólido. La fuerza motriz de la adsorción en una interface líquido-sólido puede incluir uno o varios de los efectos siguientes: atracción polar por

la presencia de cargas eléctricas en el sólido, efecto hidrófobo, formación de estructuras de baja energía, así como algunos otros efectos de menor interés.

La adsorción de surfactantes iónicos permite producir un efecto antiestático. Si el balance de cargas adsorbidas no alcanza la neutralidad, las superficies tienden a repelerse, lo cual constituye un mecanismo de estabilización de sistemas dispersos. El impedimento estérico producido por moléculas de surfactante adsorbidas puede ser también responsable de la estabilización de muchos sistemas dispersos (Salager 1992).

La adsorción de surfactantes en las interfaces puede modificar los equilibrios trifásicos sólido-fluido-fluido y conducir a la extensión en forma de una monocapa o al cambio de mojabilidad de una superficie, fenómenos que son ampliamente utilizados en procesos industriales tales como la flotación, el secado, la lubricación, la detergencia, etc., (Salager, 1992).

b) Asociación

Cuando a una solución (acuosa, por ejemplo) se le añade cada vez más surfactante, este comienza por adsorberse a las interfaces disponibles, luego su concentración en forma mono molecular aumenta hasta que se forman las primeras micelas.

La micela es un polímero de asociación en el cual el surfactante alcanza una posición favorable. En solución acuosa la fuerza motriz principal, que favorece la formación de micelas, es el efecto hidrófobo, es decir, la sustracción de la parte apolar del surfactante del contacto con las moléculas del agua y la formación un contacto más favorable desde el punto de vista energético con las partes apolares de otras moléculas de surfactante (Salager, 1992).

La micelización, es entonces un tipo de micro precipitación, en la cual el surfactante se sustrae parcialmente de la fase acuosa. La analogía con un fenómeno de precipitación está reforzada por el hecho de que la micelización se produce a una

concentración particular (llamada "concentración micelar crítica"). Sin embargo, es conveniente considerar una solución micelar como un coloide y no como una dispersión, ya que el tamaño de las micelas es del orden de 50-100 Å (angstrom). Las soluciones micelares presentan propiedades relativamente similares a las soluciones de polímeros, otros coloides lipofílicos (Salager, 1992).

El fenómeno de la micelización se produce como un compromiso entre dos tipos de efectos: los efectos que tienden a favorecer la formación de una micela, particularmente el efecto hidrófobo, que aumenta con el tamaño de la cadena hidrocarbonada del surfactante y, por otra parte, los efectos que tienden a oponerse a la formación de una micela, tal como la repulsión entre los grupos hidrofílicos, particularmente importante en el caso de surfactantes iónicos. La presencia de un alcohol que se intercala entre las moléculas de surfactante en la interface, o la adición de electrólitos que produce un efecto de pantalla que reduce el campo eléctrico intermolecular, reduce las fuerzas repulsivas, y por este efecto, favorece la micelización.

Los efectos que favorecen la micelización producen un descenso de la concentración micelar crítica (CMC) y viceversa. Se ha hablado sólo de micelas en medio acuoso, pero se puede considerar que los mismos fenómenos se producen en medios apolares, bien que en forma diferente. Las micelas son responsables de una propiedad fundamental de las soluciones de surfactantes: su poder solubilizante. A partir de la CMC, la solubilización aumenta considerablemente, ya que el hidrocarburo penetra dentro del corazón de las micelas (Salager, 1992).

La solubilización micelar permite "disolver" aceite en agua o viceversa, lo que es de gran interés para diversos tipos de aplicaciones, tales como la detergencia, la separación y la extracción selectiva.

En ciertos casos la solubilización puede ser considerable y se observan sistemas llamados "micro emulsiones". El término micro emulsión se ha escogido mal ya que se puede pensar que se trata de una (macro) emulsión compuesta de (micro) gotas.

Este no es el caso general, y es mejor considerar una micro emulsión como una solución micelar, en la cual las micelas están hinchadas y se tocan entre ellas. En realidad, se encuentran micelas y micelas inversas en coexistencia, a menudo en una estructura bicontínua.

2.2.7.2 Clasificación de los surfactantes

Desde el punto de vista comercial, los surfactantes se venden de acuerdo a su uso, es decir, a su propiedad de mayor interés práctico en cuanto a la aplicación: jabones, detergentes, emulsionantes, bactericidas, inhibidores de corrosión, dispersantes, tensioactivos, humectantes, etc.

Sin embargo, la mayoría de los surfactantes poseen varias de estas propiedades a la vez y, por lo tanto, una clasificación de este tipo sería muy confusa. Se prefiere clasificar los surfactantes de acuerdo a su tipo de molécula, más particularmente en base al tipo de disociación de su molécula en solución.

a) Surfactantes aniónicos

Son aquellos que en solución acuosa se disocian en un anión anfífilo y un catión, el cual es generalmente un metal alcalino o un amonio cuaternario. A este tipo pertenecen los surfactantes de mayor producción: detergentes como alquil-benceno-sulfonatos, jabones o sales de ácidos carboxílicos grasos, espumantes como el lauril éster-sulfato, etc., (Salager, 1992).

b) Surfactantes no iónicos

Por orden de importancia industrial vienen justo después de los aniónicos, y hoy en día su producción está aumentando. En solución acuosa no forman iones, ya que su parte hidrofílica está formado por grupos polares no ionizados como: alcohol, tiol, éter o éster. Una gran parte de estos surfactantes son alcoholes o fenoles etoxilados (lavaplatos, champús). Ciertos derivados del sorbitol producen surfactantes no tóxicos para uso farmacéutico o alimenticio (Salager, 1992).

c) Surfactantes catiónicos

Son aquellos que se disocian en un catión anfífilo y un anión generalmente de tipo halogenado. Estos surfactantes se usan solamente en aplicaciones especiales donde la carga positiva del anfífilo produce ventajas como en enjuagues o emulsiones asfálticas. En la mayoría de los casos corresponden a un grupo amonio cuaternario (Salager 1992).

d) Otros tipos de surfactantes

La combinación en la misma molécula de un grupo con tendencia aniónica y de un grupo con tendencia catiónica produce un surfactante anfotérico, como por ejemplo los aminoácidos, las betainas o los fosfolípidos. Según el pH del medio, una de las dos disociaciones prevalece. Este tipo de surfactante se usa sólo en casos particulares debido a su alto costo. Recientemente se ha producido surfactantes poliméricos al injertar sobre una macromolécula un cierto número de grupos hidrofílicos, o al producir la poli condensación de grupos con ciertas características polares y apolares (óxido de etileno, óxido de propileno) (Salager, 1992).

2.2.7.3 Fenómenos involucrados

Para comprender el alcance de los diferentes métodos de recuperación mejorada es indispensable entender la naturaleza de los fenómenos involucrados.

2.2.7.3.1 Fenómenos a la escala de los poros (capilaridad)

a) Adsorción

Suponiendo, para simplificar que el medio poroso contiene solamente salmuera (W) y crudo (O), estas dos fases se distribuyen según las leyes de la hidrostática y de la capilaridad.

La tensión interfacial de un fluido es la cantidad de energía necesaria para aumentar su superficie por unidad de área y depende de las sustancias adsorbidas en la

interface. Para el agua en equilibrio con una fase de hidrocarburos, está en el orden de algunas decenas de dinas sobre centímetros (dina/cm) o mili Newton sobre metro mN/m. En presencia de un surfactante se reduce generalmente a 1 o 0,1 dina/cm, pero en ciertos casos muy particulares puede llegar a 0,001 dina/cm (Salager, 2005).

El contacto trifásico agua (W), crudo (O) y sólido (S) está caracterizado por los ángulos de contacto (Figura 2.14). El fluido que posee el ángulo de contacto inferior a 90° , es el fluido que moja la superficie sólida. Las rocas almacén poseen una naturaleza polar (carbonato, sílica) y, por lo tanto, la roca "limpia" es mojable por el agua. Sin embargo, se observa que en muchos yacimientos el ángulo de contacto supera los 90° . Esto se debe a que la superficie del sólido está cubierta por una capa de una sustancia adsorbida que le confiere un carácter "aceitoso".

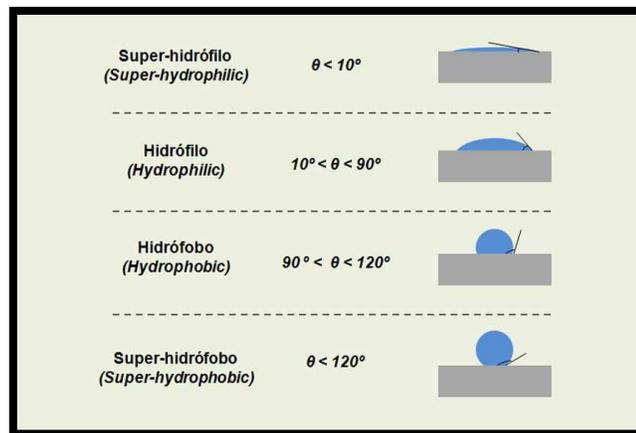


Figura 2.14 Ángulo de contacto entre una fase acuosa y la roca [Fuente: Atria innovation, 2016]

Los crudos contienen a menudo bases nitrogenadas, es decir, moléculas susceptibles de presentar una carga positiva, aun localmente. Tales moléculas pueden adsorberse sobre la superficie del sólido en los sitios negativos (oxígeno de SiO_2) y llegar a recubrirla como si fuera una capa de pintura. Visto desde fuera la superficie, tendrá el aspecto de una capa de estas moléculas orgánicas, y como consecuencia, no será mojable por el agua sino por el aceite, donde las gotas de aceites tendrán tendencia a "pegarse" en la superficie (debido al cambio de mojabilidad).

Estos fenómenos de adsorción son extremadamente importantes en los métodos de recuperación mejorada. En efecto, las sustancias que presentan surfactantes son susceptibles a adsorberse sobre los sólidos presentes (caliza, sílica, arcillas), además de producirse intercambios iónicos entre los sólidos y la fase acuosa, lo que puede modificar considerablemente la composición de la misma (Salager, 2005).

2.2.7.3.2 Fenómenos de la escala del medio poroso

a) Drenaje e imbibición

La porosidad (ϕ) es la fracción de volumen vacío presente en una roca, la cual varía desde 0,05 para medios muy compactos, hasta 0,47 para un apilamiento cúbico compacto de esferas rígidas de mismo diámetro. Además, de la porosidad se pueden definir algunas otras características tales como la distribución de tamaño de poro, y la tortuosidad promedio de los poros. De estas propiedades intrínsecas se definen otros, que están relacionadas con el movimiento del fluido monofásico (permeabilidad), o con la presencia de dos fluidos inmiscibles (presión capilar).

Finalmente, S_o y S_w son las saturaciones de petróleo y de agua, es decir, las fracciones volumétricas del volumen poroso ocupado por cada fluido. Cuando dos fluidos inmiscibles coexisten en equilibrio en un medio poroso, están repartidos según las leyes de la hidrostática y de la capilaridad. La repartición de fluidos depende de la dimensión de los poros, del ángulo de contacto, de la tensión interfacial y de las saturaciones (Salager, 2005).

En la práctica se determina experimentalmente la variación de la cantidad de la siguiente manera:

$$\frac{PC*L}{\gamma} \quad (\text{Ec. 2.2.1})$$

En función de las saturaciones, donde L representa una longitud característica del medio, por ejemplo, el diámetro promedio de poro, Esta variación de $P_c \cdot L / \gamma$ corresponde a las llamadas curvas de drenaje e imbibición (Figura 2.15).

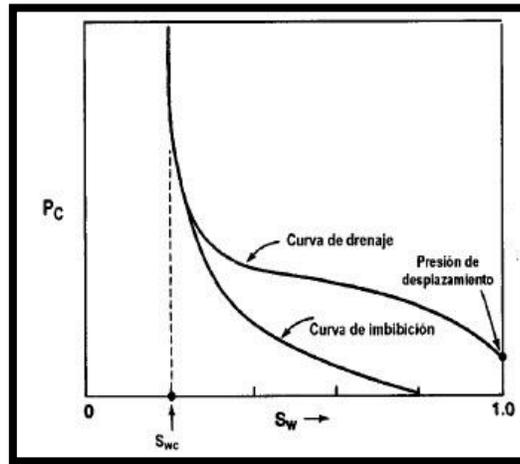


Figura 2.15 Curvas de drenaje e imbibición en un diagrama de presión capilar versus saturación de agua [Fuente: Ingeniería en petróleo, 2013]

Para obtener estas curvas se toma un núcleo de medio poroso completamente saturado de agua (fluido que moja el sólido) y se le inyecta aceite por alícuotas. Después de cada inyección se espera el equilibrio y se mide la diferencia de presión (P_c) entre los fluidos. En la Figura 2.16, se observa como la presión capilar se genera, cuando coexisten dos fluidos (mojante y no mojante) en un mismo sistema.

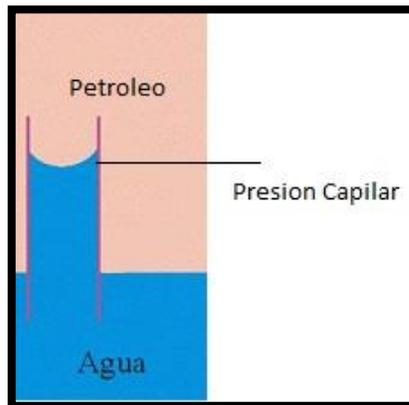


Figura 2.16 Diferencia de presión entre una fase mojante y una fase no mojante, conocida comúnmente como presión capilar (P_c)

Los experimentos de imbibición y drenaje muestran que no es posible desplazar completamente uno de los fluidos por el otro. En ambos casos de desplazamiento, existe una saturación residual (saturación de petróleo residual S_{or} y saturación de agua residual S_{wr}), típicamente del orden de 20%, que corresponde a un fluido distribuido en forma de glóbulos desconectados uno de los otros y atrapados por las fuerzas capilares. El estado de saturación residual

S_{or} es el límite que se puede alcanzar mediante un proceso de inyección de agua. En la práctica, nunca se llega a este valor (Salager, 2005).

b) Flujo difásico –curvas de permeabilidades relativas

Cuando los fluidos inmiscibles (petróleo y agua) se desplazan conjuntamente en un medio poroso, se puede definir, por lo menos localmente:

- a) Las saturaciones S_o (saturación de petróleo) y S_w (saturación de agua).
- b) Las presiones P_o (presión de la fase oleosa) y P_w (presión de la fase acuosa), cuya diferencia es P_c (Presión Capilar).
- c) Las velocidades de filtración u_o y u_w .

Estas relaciones definen los coeficientes k_o y k_w , llamadas permeabilidades efectivas. Estas permeabilidades efectivas son siempre inferiores a la permeabilidad del medio poro, las cuales al relacionarlas con la permeabilidad absoluta (k), se puede obtener las permeabilidades relativas (K_{rw} o K_{ro}). Dicha relación puede realizarse mediante las siguientes ecuaciones:

$$K_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad (\text{Ec. 2.2.2})$$

$$K_{rw} = \frac{k_w}{k} \quad (\text{Ec. 2.2.3})$$

Estas permeabilidades relativas, entre otras cosas, permiten determinar la mojabilidad de la roca, lo cual es de gran ayuda en la toma de decisiones dentro de un proyecto de recuperación secundaria o terciaria.

2.2.7.3.3 Fenómenos a la escala del yacimiento

Los experimentos de laboratorio sobre un núcleo de medio poroso, difieren del caso de un yacimiento en varios aspectos relativos al cambio de escala. De una parte, el efecto de la gravedad no es despreciable en un yacimiento de varias decenas de metros de espesor, o en un yacimiento inclinado. En el espesor del yacimiento puede producirse una segregación gravitacional con una mayor saturación de petróleo "*S_o*" en la parte superior. Esto significa que las condiciones cambian a lo largo de un eje vertical.

Por otra parte, la mayoría de los yacimientos presentan heterogeneidades, es decir, zonas en las que se presentan variación de sus propiedades, entre ellas la permeabilidad. En ciertos casos pueden incluso presentarse fracturas o grietas. En todo caso, los fluidos tienen tendencia a pasar por la vía de menor pérdida de carga, que son las fracturas o las zonas más permeables. El fluido de inyección (agua o agua con aditivos) tiene, por lo tanto, tendencia en pasar en las zonas más permeables y en no penetrar en las demás. Al desplazarse el petróleo de las zonas permeables, la saturación de agua "*S_w*" aumenta, y por lo tanto también la permeabilidad efectiva (*K_w*) y relativa (*K_{rw}*) del agua, lo que agrava la situación y produce caminos preferenciales (Salager, 2005).

La disposición misma de los pozos inyectores y productores tiende a resultar en caminos preferenciales aún en ausencia de heterogeneidades. En el clásico "five spot" o arreglo de cinco pozos (Figura 2.17), con el pozo inyector al centro, el gradiente de presión se ejerce en línea directa entre el pozo inyector y cada pozo productor, y por lo tanto varía considerablemente de un punto a otro del yacimiento.

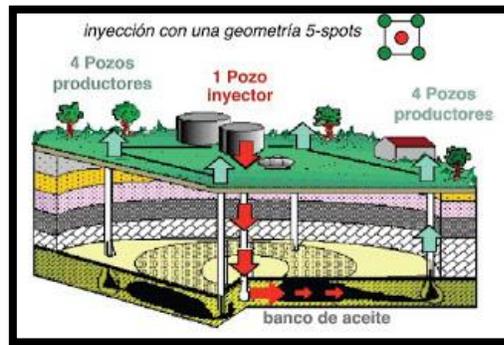


Figura 2.17 Arreglo geométrico de 5 pozos normales para de una inyección de agua [Fuente: La comunidad petrolera, 2009]

Todos estos factores hacen que el flujo multifásico no se puede considerar de tipo "pistón" a la escala del yacimiento y que la eficiencia de barrido puede ser notablemente reducida por la existencia de caminos preferenciales. Finalmente, conviene notar que existe otro fenómeno susceptible de reducir la eficiencia de barrido. Al intentar "empujar" un fluido viscoso (petróleo) con un fluido menos viscoso (agua) pueden producirse inestabilidades interfaciales que resultan en un fenómeno llamado digitación o adedamiento. A la escala del yacimiento, estos fenómenos también tienden a producir caminos preferenciales. Una forma de reducirlos es disminuir la velocidad de los fluidos, reducir la viscosidad del petróleo (calentamiento) o aumentar la del agua (polímeros).

2.2.7.4 Condiciones de movilización y desplazamiento

Hace ya más de 80 años que se ha determinado que las fuerzas capilares son las responsables del atrapamiento del petróleo. El cálculo muestra que al final de un drenaje con agua, las fuerzas capilares son de varios órdenes de magnitud, mayores que las fuerzas viscosas de drenaje. Es por lo tanto lógico que los procesos estudiados o propuestos hagan énfasis en la modificación de estas fuerzas por cambio de mojabilidad, reducción de la tensión interfacial o incluso eliminación de la interface, lo que es equivalente a alcanzar una tensión nula (Salager, 2005).

Diversos investigadores como Pedroza (1993), Kim (1990), Kaminsky (1997) y Collins (1983), han estudiado como la presencia de asfáltenos inducen cambios en la mojabilidad dentro de yacimientos petrolíferos, ellos atribuyen estos cambios a moléculas de asfáltenos, la cuales logran adsorberse a través de la película de agua que cubre la superficie de la roca en yacimientos inicialmente mojados por agua. Una vez adsorbidos, los asfáltenos promueven una mojabilidad preferente al crudo, lo que ocasiona un cambio en la movilidad inicial de los fluidos del yacimiento, lo que trae como consecuencia una reducción de la movilidad del crudo al irse adhiriendo a la roca.

2.2.7.5 Fuerzas viscosas contra fuerzas capilares

Las leyes de Poiseuille y de Darcy indican que la caída de presión (ΔP) es directamente proporcional a la viscosidad del fluido y a la velocidad, es inversamente proporcional al radio del poro y a la permeabilidad. La condición de movilización está, por lo tanto, favorecida por un aumento de la velocidad de inyección de agua y por un aumento de su viscosidad. Por otra parte, está también favorecida por una disminución de la tensión interfacial.

La relación entre las fuerzas viscosas de drenaje y las fuerzas capilares se ha expresado en forma adimensional, por un llamado número capilar NC (número de Weber) cuya expresión varía de un autor a otro y es mostrada, de dos maneras distintas, a continuación:

$$NC = \frac{k*\Delta p}{\sigma*L} \quad (\text{Ec. 2.2.4})$$

$$NC = \frac{\mu*u}{\sigma} \quad (\text{Ec. 2.2.5})$$

Donde:

N_c = Numero capilar (adimensional)

μ = viscosidad del fluido desplazado

u = velocidad de los fluidos en los poros

σ = tensión interfacial (ITF) entre el fluido desplazado y el fluido desplazante

k = permeabilidad efectiva del fluido desplazado

$\Delta p/L$ = gradiente de presión

Los datos de la literatura muestran que el porcentaje de recuperación de crudo en un medio poroso a S_{or} es esencialmente nulo cuando el número capilar es inferior a 10^{-6} y esencialmente 100% cuando el número capilar es superior a 10^{-3} (Salager, 2005).

Todos los experimentos no producen exactamente la misma transición, lo que significa que existen también otros factores, tales como la mojabilidad. Sin embargo, está claro que, si se puede aumentar el número capilar de tres o cuatro órdenes de magnitud, se puede alcanzar una recuperación de casi 100% del petróleo en la zona barrida. Por lo tanto, los métodos de recuperación mejorada tienen como propósito aumentar el número capilar. Conviene entonces examinar lo que se puede hacer para aumentar el número capilar de tres o cuatro órdenes de magnitud.

Primero, se puede incrementar la velocidad de la fase acuosa, lo que aumentaría " v " en consecuencia. Tal aumento implica un aumento de la presión de inyección y un costo adicional. Además, está limitado por dos factores desfavorables: por una parte, no se puede aumentar la presión más allá de la presión de fractura de la roca del yacimiento, y por otra parte el aumento de velocidad tiende a favorecer las inestabilidades de tipo adedamiento y la producción de caminos preferenciales. En consecuencia, no se puede prácticamente aumentar la velocidad " v " mucho más allá de un valor típico de típico 1 pie/día (Salager, 2005).

El segundo factor que se puede modificar es la viscosidad de la fase acuosa. Es el propósito de los métodos llamados de inyección de polímeros, en los cuales la fase acuosa contiene unas 100-200 ppm de polímeros hidrosolubles de tipo poliacrilamida o polisacárido.

El aumento de viscosidad de la fase acuosa es también favorable para controlar las inestabilidades, tales como el adedamiento, y tiende a mejorar la eficiencia de barrido. Por otra parte, tiende a aumentar la fracción de petróleo en los fluidos producidos (reducción del WOR). Sin embargo, a mayor viscosidad de la fase acuosa, mayor el gradiente de presión requerido para obtener la misma velocidad del fluido (Salager, 2005).

El aumento del número capilar por aumento de la velocidad y/o de la viscosidad de la fase acuosa está por lo tanto limitado a algo como un orden de magnitud, y en la mayoría de los casos eso es insuficiente por un factor 100 o 500. Es por lo tanto imprescindible lograr una reducción considerable de la tensión interfacial entre el agua y el petróleo, y por eso es indispensable usar surfactantes con un considerable poder tensioactivo (Salager, 2005).

La introducción de un surfactante en la fase acuosa permite reducir la tensión interfacial agua/crudo de 30-40 dinas/cm hasta 1 o 0,1 dina/cm, lo que es todavía insuficiente por un factor 50 o 100. Estudios realizados en los años 1970 han mostrado que en ciertas circunstancias muy particulares la tensión interfacial podría reducirse a menos de 0,001 dina/cm (1 mN/m), y que se podría obtener incluso la miscibilidad entre agua y petróleo (tensión interfacial nula) con concentraciones de surfactante del orden de 5%. En tales condiciones se producen varios mecanismos de movilización que contribuyen a la recuperación del petróleo (Salager, 2005).

2.2.7.6 Mecanismos de movilización

➤ Movilización miscible

Si la formulación de la fase acuosa es tal, que ésta pueda formar una sola fase con el petróleo, entonces las fuerzas capilares no se tomarían en cuenta, ya que la interface desaparece. El desplazamiento miscible puede obtenerse con soluciones alcohólicas, con soluciones concentradas de surfactante o con dióxido de carbono supercrítico.

Al obtenerse las condiciones del desplazamiento miscible, la ley de Darcy se aplica; sin embargo, el fluido no es homogéneo desde el punto de vista de la densidad y de la viscosidad, pudiendo producirse segregaciones. El estudio de la distribución de tiempos de residencia permite caracterizar las propiedades del flujo. En la práctica, el desplazamiento miscible con inyección de alcohol o de surfactante es demasiado costoso; sin embargo, juega un cierto papel al inicio de los desplazamientos con surfactante/polímero o como método de estimulación de pozo. Hoy en día, el único método miscible probado es aquel con dióxido de carbono (SACROC), pero está fuera del enfoque del presente texto.

➤ Movilización por baja tensión

Si la formulación de la solución acuosa es adecuada, la tensión interfacial entre ésta y el crudo puede bajar a un rango entre 0,001 y 0,0001 dina/cm (o mN/m). Las condiciones de obtención de tales tensiones corresponden a la llamada formulación óptima, y están asociadas con la presencia de un sistema trifásico en el cual coexisten una micro emulsión y fases en exceso de agua y de petróleo.

Para tales valores de tensión interfacial, el criterio del número capilar indica que se obtiene casi un 100% de recuperación en la zona barrida. Estudios en micro modelos transparentes han mostrado que en sistemas de baja tensión interfacial, los glóbulos de petróleo atrapados se deforman fácilmente y se alargan para pasar a través de los poros de la matriz porosa. Cuando el glóbulo de petróleo está en movimiento, se

desplaza y encuentra otros glóbulos con los cuales coalesce, produciendo glóbulos más alargados, los cuales son más fáciles de movilizar; finalmente llega a formarse una red de glóbulos interconectados, es decir un banco de petróleo que presenta un régimen de flujo difásico (tipo Bucklet-Leverett) con una saturación de petróleo netamente superior a la saturación residual de petróleo “*Sor*” (Salager, 2005).

➤ **Movilización por solubilización y ensanchamiento**

Cuando encuentra el equilibrio un sistema surfactante-agua-petróleo, la fase que contiene la mayoría del surfactante, es a menudo una micro emulsión que puede solubilizar considerables cantidades de la otra fase. Si la micro emulsión está en equilibrio con una fase acuosa, una fase petróleo o ambas, sus características de solubilización son distintas.

El caso a considerar en esta sección es aquel del llamado diagrama de Winsor tipo II, en el cual la fase de petróleo contiene la mayoría del surfactante y es una micro emulsión que solubiliza una cantidad de agua que puede ser notable. En ensayos de laboratorio se han obtenido sistemas casi-óptimo en los cuales la fase de petróleo duplica su volumen por solubilización de agua. Tales condiciones no se obtienen en general en el campo, porque las concentraciones de surfactante son bajas; sin embargo, es posible que en ciertos casos la fase oleófila se ensanche un 20-30% mediante la solubilización de agua, lo que primero aumenta notablemente la saturación S_O , y por tanto la permeabilidad efectiva del petróleo (K_o), luego resulta también en una reducción de viscosidad de la fase oleófila. Ambos efectos aumentan la movilidad del petróleo. Sin embargo, no es fácil determinar la importancia de estos efectos, porque los sistemas que lo exhiben están muy cerca de la formulación óptima, por lo que poseen una tensión interfacial baja y hace que el mecanismo anterior tiende a ocultar los efectos (secundarios) debidos al ensanchamiento del petróleo (Salager, 2005).

➤ **Movilización por cambio de mojabilidad**

Si la roca es mojada por el petróleo, éste tendera a penetrar en poros de pequeño diámetro y por lo tanto en adherirse más. Sin embargo, al mojar la pared del medio poroso, la fase oleófila puede presentar una continuidad a saturaciones muy bajas, y por lo tanto seguir fluyendo. En el método de movilización por baja tensión la roca es aparentemente mojada por el agua y uno de los papeles del surfactante es evitar la adhesión del petróleo a la roca. Ciertos estudios tienden a mostrar que la inyección de sustancia alcalina aumenta la mojabilidad al agua; otros demuestran lo contrario. Como los ácidos nafténicos del crudo se transforman en jabones en presencia de una base, tales cambios pueden probablemente interpretarse por la adsorción del carboxilato en la roca.

Finalmente, se debe concluir que existe bastante confusión en cuanto a la importancia de la mojabilidad como mecanismo de movilización, y que si bien es cierto que un cambio de mojabilidad parece ser favorable en algunos casos, no se puede enunciar reglas generales al respecto (Salager, 2005), sin embargo estudios recientes como los de Pedroza (1993), Kim (1990), Kaminsky (1997) y Collins (1983) han demostrado una tendencia en el cambio de mojabilidad debido a la presencia de asfáltenos, los cuales se adsorben en la superficie de la roca y promueven una humectabilidad preferente al petróleo, con esto se podría suponer que existen zonas en un yacimiento con una mojabilidad preferente al agua (donde no se ha completado la adsorción) y zonas con una mojabilidad preferente al petróleo (donde se completó la adsorción), dando como resultado una mojabilidad moteada con una mayor tendencia en un largo plazo hacia la mojabilidad al petróleo si se le da un mayor tiempo para que el proceso de adsorción se realice .

➤ **Proceso de emulsión espontánea**

En sistemas surfactante-agua-petróleo se observó que la transferencia de masa puede producirse cerca de la interface, zonas sobre-saturadas que se separan en dos fases espontáneamente, dándole el nombre de emulsión espontánea. Hay evidencia de que,

en la zona de contacto entre la solución de surfactante y el petróleo, aparecen gotas de muy pequeño diámetro; a pesar de que la tensión interfacial sea muy baja, los esfuerzos de cizallamiento son insuficientes para producir una emulsión tan fina; se piensa que esta emulsión se produce espontáneamente cerca de la interface crudo-agua. Esta suposición está corroborada por el hecho de que se puede obtener una buena recuperación con sistema de tensión relativamente alta (0,1 dina/cm) cuando se produce la emulsión espontánea (Salager, 2005).

A continuación, se explica la eficiencia de movilización por el siguiente mecanismo, llamado por Ruschack y Miller, denominado “Diffusion and Stranding”.

- a) El frente de la solución acuosa de surfactante entra en contacto con el glóbulo de aceite y se produce una transferencia de masa de surfactante en el aceite, luego una transferencia de agua en aceite o de aceite en agua.
- b) Al producirse una zona sobresaturada en la fase oleófila, cerca de la interface, ocurre la emulsión espontánea, encontrándose el petróleo dividido en gotas muy finas (0,1 – 0,5 micras).
- c) Estas pequeñas gotas están arrastradas por las fuerzas viscosas de drenaje y luego coalescen entre sí o con otros glóbulos.

2.2.8 Simulación de yacimientos

La simulación de yacimientos es un método utilizado para predecir el comportamiento de producción en una zona en estudio. El mismo se basa en la aplicación de métodos numéricos, con el fin de predecir en un periodo de tiempo estipulado, como será la variación del mismo, al ser aplicado alguna perturbación en el sistema, ya sea por medio de la perforación de nuevos pozos (productores o inyectores) o alguna técnica de recuperación secundaria o terciaria.

Además, la simulación numérica de yacimientos se basa en la construcción y puesta en ejecución de un modelo, que aún, si este no presenta las características originales

del yacimiento, sus resultados pueden ser representativos y de gran utilidad. El modelo matemático que lo representa es un conjunto de ecuaciones diferenciales en derivadas parciales las cuales, sujetas a las condiciones iniciales y de bordes específicas del yacimiento, describen los principios físicos básicos que aplican al yacimiento, tales como: conservación de la energía y ecuaciones de estado. Generalmente estas ecuaciones no son lineales y la solución numérica, es una de las posibilidades para resolverlas, por lo que el uso de las computadoras se hace indispensable (Camacho 2013).

2.2.8.1 Simulador de yacimientos

El simulador de yacimientos es la herramienta utilizada para realizar las predicciones pertinentes en un yacimiento, basándose en métodos numéricos. Esta utiliza información aportada por ingenieros geólogos, geofísicos y disciplinas afines, con la finalidad de generar un modelo confiable que permita estimar el comportamiento futuro en una zona de estudio.

Mientras un yacimiento es desarrollado una sola vez, un simulador puede ejecutarse innumerables veces hasta llegar a los resultados deseados para los diferentes esquemas de desarrollo y producción, lo cual es de gran ayuda a la hora de seleccionar las condiciones óptimas para la explotación. En pocas palabras, un simulador de yacimientos es un sofisticado software que resuelve ecuaciones en derivadas parciales, por medio de los métodos numéricos, que describe el flujo de fluidos multifásicos (agua-petróleo-gas) en un medio poroso (Camacho 2013).

2.2.8.2 Estructura de un simulador

La estructura de un simulador se divide en tres categorías:

- **Pre-procesador:** se encarga de recibir la información aportada por geólogos, geofísicos, petrofísicos, entre otros, e introducirlos en el modelo que será evaluado por el ingeniero de yacimientos.

- **Procesador:** se encarga de resolver las ecuaciones de manera numérica dentro del simulador.
- **Post-procesador:** se encarga de mostrar los resultados de la simulación, mediante gráficas, representaciones 3D, entre otros.

2.2.8.3 Tipos de Simuladores

Dependiendo de la compañía, esta presentara un nombre comercial diferente, pero estarán basados (generalmente) en tres tipos: Black Oil, Composicional y Térmico.

2.2.8.3.1 Simulador Black Oil

Es un simulador usado, comúnmente, en yacimientos petrolíferos, donde la principal suposición es que las composiciones de petróleo y gas no cambiaran significativamente con la variación de presión a lo largo del tiempo. El agua y el petróleo se asumen inmiscibles, y no existe intercambio de masa o cambio de fase entre ellos. Además, el gas es soluble en el petróleo, pero no en el agua.

Cabe destacar que este tipo de simulación es útil en procesos de inyección de agua o gas inmisible donde no se esperan cambios en la composición de fluidos. Pueden modelar el flujo de agua, petróleo y gas, tomando en cuenta variaciones de la solubilidad del gas en el petróleo en función de la presión (Carrillo, 2010).

2.2.8.3.2 Simulador composicional

Un simulador composicional es aquel, capaz de proveer las cantidades y propiedades de hexanos, butanos, bencenos y muchos otros componentes de los hidrocarburos, y el cual debe ser utilizado cuando se toma en cuenta el cambio en la composición de los fluidos. Además, usa en su configuración el uso de una ecuación de estado. De esta manera se toma en cuenta el comportamiento de las fases de los fluidos o los cambios en su composición debido a la variación de presión.

Con este tipo de simulador se pueden describir fluidos complejos como condensados y fluidos volátiles o procesos tales como programas de inyección de gas y estudios de recuperación secundaria, yacimientos con fluidos cercanos al punto de burbuja, entre otros (Guerrero et. al., 2009).

2.2.8.3.3 Simulador Térmico

Este tipo de simuladores consisten en un modelo matemático que representa los procesos de propagación de calor y temperatura a través del medio poroso, así como sus efectos e interacción con los fluidos y las propiedades de la roca (Llamedo, 2009).

En otras palabras, incorpora a los simuladores composicionales ecuaciones de energía. Siendo especialmente útiles para procesos de recuperación térmica o inyección de vapor (Guerrero et. al., 2009).

2.2.8.3.3.1 Simulación de procesos químicos

En los procesos de inyección química, un banco de fluido que contiene un agente multi-componente es inyectado dentro de la formación, este tapón puede contener surfactante, petróleo, agua y otros químicos. Cabe destacar, que se ha considerado la simulación de métodos químicos de recuperación mejorada un proceso complejo (Camacho 2013).

Los procesos de inyección química usan una secuencia de bancos, posiblemente, incluyendo un pre flujo, químicos, solución polimérica (agua y polímero) y finalmente, agua de empuje. El pre flujo, es usado para condicionar el yacimiento, sin embargo, una función del mismo es que pueda proveer iones que se adsorben en la roca yacimiento, reduciendo la adsorción posterior de surfactante o polímero. El pre flujo es seguido por un tapón de químicos que, a su vez, es empujado por un banco de agua que tiene polímeros. La viscosidad del banco de empuje es diseñada para prevenir el adedamiento del agua de empuje dentro del tapón de químicos. Por último, este banco de agua polimérica es empujado por salmuera (Camacho, 2013).

La física de la inyección química es muy complicada, más de dos fases líquidas pueden formarse, constituyentes químicos pueden adsorberse a la superficie rocosa, parte del volumen poroso de la roca es inaccesible al polímero, la permeabilidad relativa ya no es una función solamente de la saturación, y los efectos de mezcla pueden ser importantes.

El comportamiento de la fase de un sistema petróleo/salmuera/surfactante y de un sistema polímero/petróleo/salmuera/surfactante es particularmente complejo. Al menos tres fases líquidas pueden formarse en el primero de los sistemas. Una fase inferior que contiene principalmente agua, una media que es una mezcla de petróleo agua y surfactante, y una fase superior compuesta principalmente por petróleo. El estado de cada fase depende de la composición de la mezcla presente, y donde todas las concentraciones de los componentes son importantes.

La adsorción puede ser perjudicial en fluidos con surfactante y polímero porque contribuye a la pérdida de estos químicos. Adicionalmente, el intercambio de iones entre el fluido inyectado y la roca pueden cambiar la composición de dicho fluido lo suficiente para influenciar en el comportamiento de fase del sistema (Camacho 2013).

Las moléculas de polímero son tan grandes que no pueden deslizarse dentro de los pequeños canales porosos. Como resultado, la porosidad efectiva es menor para el polímero que para otras especies, y, en consecuencia, el polímero puede moverse a través del medio poroso más rápido que otros componentes, pero además puede quedar atrapado mecánicamente en la roca.

Con respecto a la mecánica del fluido, la permeabilidad relativa es una función de la saturación, la tensión interfacial y la velocidad del fluido. Los efectos de la tensión interfacial y la velocidad del fluido pueden ser combinados a través del uso del número capilar. Parece que los efectos de histéresis son a la vez importantes, y que el flujo de petróleo puede darse en uno de dos regímenes (en la formación de una emulsión o como una fase en coalescencia).

2.2.8.4 Análisis de sensibilidades

Un análisis de sensibilidades es una técnica que se basa en la variación de algunos parámetros de simulación, referentes al modelaje del yacimiento y al proyecto de recuperación (secundaria o terciaria), que se estima aplicar en la zona en estudio, con el objetivo de evaluar el mejor escenario, o en caso de modelar un yacimiento, representar un comportamiento similar al observado en la realidad (por ejemplo, basándose en el historial de producción), disminuir la incertidumbre del modelo, y permitir una predicción más confiable.

2.2.8.5 CMG

Computer Modelling Group Ltd. (CMG) es una empresa canadiense fundada en el año 1978, como una empresa dedicada a la investigación, con sede en Calgary, Canadá. Esta se hizo conocida por su experiencia en petróleo pesado, y ha ampliado este conocimiento a todos los aspectos relacionados al modelado de yacimientos. Hoy en día son una empresa de tecnología con más de 617 clientes en la industria petrolífera y gasífera, junto a compañías dedicadas a la consultoría, las cuales utilizan sus herramientas para la simulación de yacimientos (CMG, 2019).

Dicha compañía ofrece, entre otras cosas, la licencia de un paquete computacional que engloba algunas herramientas utilizadas en la simulación de yacimientos o procesos más avanzados, entre estos encontramos:

- **BUILDER:** es un pre-procesador utilizado en la construcción de modelos de simulación, este proporciona la integración de datos, tanto dentro del software (introducidos por el usuario) como de fuentes externas (mediante enlaces a otros archivos).
- **IMEX:** se enfoca en la simulación Black-Oil, modelando procesos de recuperación primaria y secundaria tanto en yacimientos convencionales y no convencionales.

- **GEM:** se enfoca en la simulación composicional, en el cual, mediante el uso de ecuaciones de estado, permite modelar yacimientos con características significativas, referente a su composición, procesos químicos.
- **STARS:** se enfoca en la simulación térmica, modelando procesos avanzados de recuperación que involucran vapor, solventes, aire y productos químicos.
- **RESULTS:** es un post-procesador que permite visualizar y analizar los resultados aportados por la simulación.
- **WINPROP:** es una herramienta usada en la caracterización de propiedades de fluidos, la cual otorga información importante cuando existen variaciones de composición (CMG, 2019).

En la Figura 2.18, se presentan los iconos con los que la compañía identifica a cada una de las herramientas ofrecidas en su sistema de cómputos.



Figura 2.18 Herramientas ofrecidas por la compañía CMG [Fuente: CMG, 2019]

2.2.9 Indicadores financieros

Los indicadores financieros son métodos que permiten simular las variables económicas asociadas a un proyecto durante su operación futura, relacionando la

inversión, los egresos y los ingresos, bajo ciertas suposiciones y deseos de ganancia por parte del inversionista. A partir de esto, podrá obtenerse algunos parámetros que permitirán estimar la rentabilidad o efectividad financiera de un proyecto en estudio (Hermosa, 2019).

Entre estos métodos, podemos encontrar el periodo de recuperación de capital “Pay Back”, el valor presente neto (VPN), la tasa interna de retorno (TIR), entre otros.

2.2.9.1 Flujo de caja neto

Flujo de efectivo que entra o sale de una sociedad, el cual está relacionado a un proyecto de inversión perteneciente a la misma. Se calcula mediante la siguiente ecuación, tomando en cuenta los ingresos y egresos presentados en el proyecto, para un periodo determinado.

$$FC = I - C \quad (\text{Ec. 2.2.6})$$

Donde:

FC: Flujo de Caja

I: Ingresos (venta de petróleo)

C: Costos operacionales (producción de petróleo)

2.2.9.2 Ingresos

Flujo de dinero positivo recibido por una sociedad, a partir de la realización de un proyecto.

$$I = \sum_{i=0}^n (Q_0 * PBOP)_i \quad (\text{Ec. 2.2.7})$$

Donde:

PBOP: Precio del barril de petróleo (\$/BN)

Qo: Tasa de petróleo (BN/D)

n: Horizonte económico o tiempo de estudio (años)

2.2.9.3 Costo Operacional

Flujo de dinero negativo observado por una sociedad, a partir de la realización de un proyecto.

$$C = \sum_{i=0}^n (Qo * POB)_i \quad (\text{Ec. 2.2.8})$$

Donde:

Qo: Tasa de petróleo (BN/D)

POB: Precio operativo del barril (\$/BN)

n: Horizonte económico o tiempo de estudio (años)

2.2.9.4 Periodo de recuperación de capital (Pay Back)

El Periodo de recuperación de capital es una técnica que busca el número de periodos requeridos para generar y recuperar totalmente la inversión inicial, a partir de los flujos netos de caja producidos por la misma, para una tasa de interés igual a cero. Es también conocido como Pay Back.

El método consiste en hallar el número de periodos “n” que haga cumplir la ecuación planteada.

$$\sum_{t=0}^n Y_t = 0 \quad (\text{Ec. 2.2.9})$$

Donde:

Yt: flujos de fondo para cada periodo (unidad monetaria)

n: número de periodos (años)

Ventajas:

- Muy simple de entender y fácil de calcular.

Desventajas:

- Este método no toma en cuenta el flujo neto de fondos luego del periodo de recuperación.
- Su peor deficiencia radica en que no toma en cuenta el valor cronológico del dinero.

Este método debe ser usado en la toma de decisiones económicas como criterio de apoyo secundario, y es usualmente usado por firmas que buscan y alientan las ganancias de corto alcance.

2.2.9.5 Valor presente neto (VPN)

Se basa en el concepto del valor equivalente de todos los flujos de efectivo relativos a alguna base o punto de inicio en el tiempo llamado presente. Por lo tanto, todos los flujos positivos y negativos se anticipan al punto presente en el tiempo, a una tasa de interés (usualmente la tasa mínima de retorno).

$$VPN = \sum_{k=0}^n \frac{F_k}{(1+i)^k} \quad (\text{Ec. 2.2.10})$$

Donde:

F: Flujo de efectivo (unidad monetaria)

i: tasa de interés

n: número de periodos (años)

Los proyectos independientes son aceptados cuando el VPN es mayor o igual a cero.

Ventajas:

- Emplea la equivalencia del dinero en el tiempo y su resultado solo dependerá de la tasa empleada.
- Toma en cuenta la totalidad de los flujos estimados para la propuesta bajo análisis

Desventajas:

- El método no puede discriminar entre dos proyectos que generen el mismo VPN con diferentes inversiones.
- Es posible que se presenten inconsistencias en este tipo de comparaciones si se varía la tasa a emplear, ya que, si la misma es alta, tiende a favorecer a los proyectos con flujos altos en sus primeros años. Si la tasa es baja tiende a seleccionar los proyectos que dan mayores beneficios, así se encuentren muy alejados en el tiempo.

2.2.9.6 Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno es la tasa que iguala la de interés que reduce a cero el valor presente de una serie de ingresos y desembolsos. O, dicho de otra manera, es la tasa que iguala la suma de los flujos descontados a la inversión inicial.

$$VPN = \sum_{k=0}^N \frac{F_k}{(1+i)^k} = 0 \quad (\text{Ec. 2.2.11})$$

Donde:

F: Flujo de efectivo (unidad monetaria)

i: tasa interna de retorno

N: número de periodos (años)

La tasa calculada se compara con la tasa de descuento de la firma. Si la TIR es mayor o igual a esta, el proyecto debe aceptarse y se rechazara si es menor.

Es importante resaltar, que a diferencia del método VPN, donde se supone que los ingresos netos positivos se reinvierten a la tasa mínima de retorno (TMR) durante el periodo de estudio, en el método TIR se supone que tal reinversión se hace a la tasa $i\%$.

2.2.10 Sistema de perforación costa afuera

El sistema de perforación costa afuera es similar al de tierra, pero su ubicación y sus instalaciones lo hacen un sistema más costoso, ya que es necesario, utilizar nuevos diseños de alta tecnología para perforar zonas en aguas cada vez más profundas. Por tal motivo, el uso de herramientas especiales, así como técnicas de logística mucho más complejas, resulta en un aumento de los costos para proyectos de este tipo. Además, el planteamiento de grandes desafíos con respecto a la perforación en tierra, es otro de los puntos a tomar en consideración para la elaboración de los mismos.

2.2.10.1 Taladros marinos

Las características de diseño de los taladros marinos dependen de la zona de transporte, la forma de anclaje y del nivel de profundidad del agua. Estos pueden clasificarse en:

2.2.10.1 Taladros flotantes

Son un tipo de unidad móvil de perforación que flota y no descansa sobre el suelo marino (a excepción de las anclas). Su soporte depende de su sistema de lastre, el cual se refiere al peso del agua que se introduce en el fondo de la embarcación para darle estabilidad o para hundirla hasta cierto punto. Estos pueden clasificarse en:

- Barcos de perforación:** estas estructuras presentan una plataforma y una torre de perforación, situadas en el centro de su cubierta, además, de un

agujero que permite que la secuencia del taladro se extienda a través del barco y bajo el agua para construir el pozo (Figura 2.19). Estas naves pueden mantener su localización utilizando un sistema de posicionamiento dinámico (usando propulsores para mantenerse en el lugar adecuado), lo cual hace de estos, una opción, en aguas ultra-profundas que puedan presentar turbulencia.

- **Taladros semi-sumergibles:** es un equipo de perforación flotante que tiene compartimientos y columnas, las cuales se inundan con agua para que la unidad pueda sumergirse parcialmente hasta una profundidad determinada (Figura 2.19). Estas presentan un sistema de posicionamiento similar a los barcos de perforación, con el objetivo de mantener el equipo sobre la localización deseada. Cabe destacar que los taladros semi-sumergibles son unidades resistentes y se diseñan para condiciones atmosféricas adversas.

2.2.10.2 Taladros fijos en fondo

Son unidades de perforación que se encuentran apoyadas en el fondo marino. El equipo de perforación flota, permitiendo su traslado de un sitio a otro. Entre estos podemos encontrar:

- **Jack up:** este equipo de perforación tiene bases (o patas) que soportan la cubierta cuando son liberadas hasta llegar al lecho marino, donde una vez asentado firmemente en el fondo del océano, puede ajustarse el nivel de la plataforma (Figura 2.19). Estos equipos de bases retractiles pueden perforar en aguas con profundidades que oscilan desde algunos pocos pies, hasta más de 400 pies de agua.

- **Barcazas:** son utilizados para construir pozos en localizaciones donde el agua es poco profunda y el suelo no es lo suficientemente firme para soportar un equipo de perforación como los utilizados en tierra. El mismo, es transportado a la localización, para luego ser inundado en el fondo mediante el uso de compartimientos, y comenzar, de esta manera, con la perforación

(Figura 2.19). Estas pueden ser especiales para climas árticos, fijas o sumergibles.

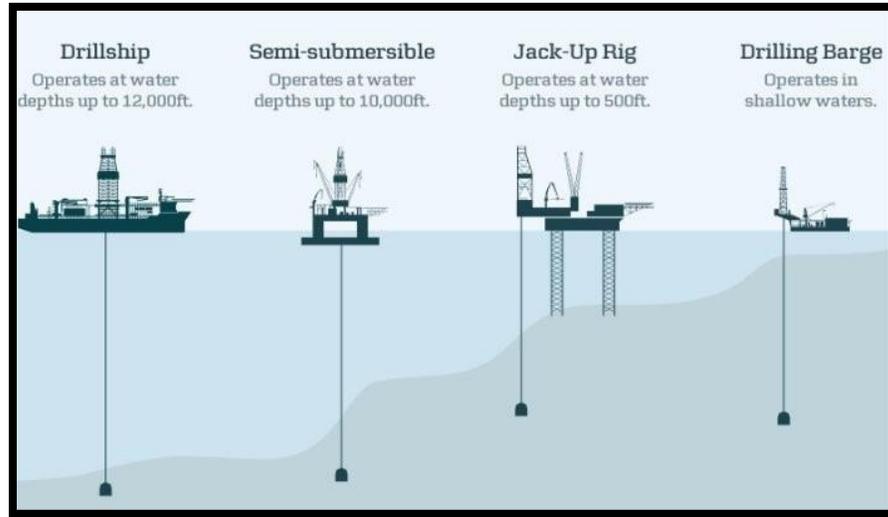


Figura 2.19 Diagramas de un barco de perforación, semi-sumergible, Jack-up y barcaza (de izquierda a derecha) [Fuente: perfob, 2019]

- **Plataformas:** Se trata de estructuras inmóviles que operan mar adentro, esto significa que una vez construidas, nunca se moverán del sitio donde se encuentran perforado. Este tipo de estructuras se construye cuando las reservas encontradas de hidrocarburos justifican la inversión y pueden ser utilizadas para perforar varios pozos (Figura 2.20). Generalmente, pueden clasificarse en autosuficientes Self Container o dependientes (asistidas por un barco Tender Assist).



Figura 2.20 Plataforma petrolera instalada en mar adentro [Fuente: La comunidad petrolera, 2018]

2.2.11 Ubicación geográfica del Área en estudio

Volve es un campo petrolífero ubicado geográficamente en el bloque 15/9 aprox. 200 km al oeste de Stavanger y unos 8 km al norte de Plataforma Sleipner A, Mar del Norte, Noruega. La profundidad del agua en el área es aprox. 295 pies (Equinor, 2018).

En la Figura 2.21, se observa un diagrama con la ubicación del campo en el mar del norte.

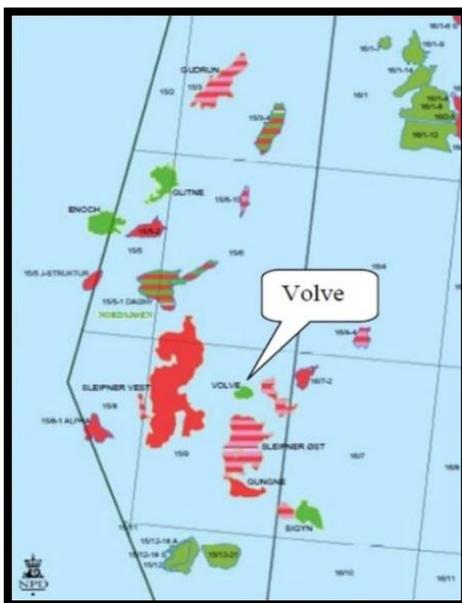


Figura 2.21 Ubicación del campo Volve en el Mar del Norte [Fuente: Equinor, 2018]

2.2.11.1 Características del yacimiento

El campo petrolífero Volve fue descubierto en 1993 (pozo descubridor 15/9-19 SR) situado en la parte central del Mar del Norte, a 5 km al Norte de Sleipner Este, a 295 pies de profundidad. La presión y la temperatura del campo se estimaron a 4.931 psi y 230°F a una profundidad de referencia de 10.039 pies por debajo del nivel del mar. El yacimiento presenta un contacto gas/petróleo a 1.640 pies y un contacto agua/petróleo a 10.499 pies de profundidad respectivamente.

En la Tabla 2.1, se observan los datos oficiales de la formación Hugin del campo Volve del Mar del Norte Noruego.

Propiedades del Yacimiento	Descripción	Propiedades del Yacimiento	Descripción
Fluidos presentes	Petróleo-Gas-Agua	Densidad del Petróleo (API)	27-29
Base (ft)	10.236	Densidad del agua (lpg)	9,19
Tope (ft)	9.022	Temperatura (°F)	230
Porosidad (%)	21%	Factor de volumen del petróleo de formación (BY/BN)	1,33 a 1,45
Permeabilidad X, Y, Z (mD)	1.000	Comprensibilidad del agua (1-psi)	2,1572E-06
Presión Inicial (psi)	4.931,28	Viscosidad del agua (cp)	0,38509

Tabla 2.1 Datos de la formación Hugin del campo Volve del Mar del Norte Noruego [Fuente: Equinor, 2018]

2.2.11.2 Licencia

La licencia de producción 046 se otorgó en la tercera ronda de licencias de 1976, con la anterior Statoil ASA y ahora Equinor, como operador para el bloque 15/8 y 15/9. La licencia incluye los campos de Sleipner East, Sleipner West, Gungne y Loke, así como el área no comercial (definida como PL 046).

La propiedad de Volve es la misma que para Sleipner East y Loke, mientras que gran parte del potencial alista alrededor de Volve se encuentra en el área PL 046, que tiene la misma propiedad que el campo Gungne (Figura 2.22 y Tabla 2.2) (Equinor, 2018).

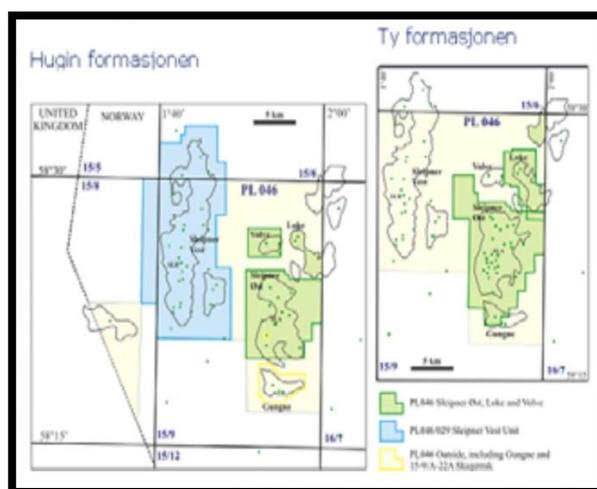


Figura 2.22 Descripción general del área PL 046 con definición del área en las formaciones Ty y Hugin [Fuente: Equinor, 2018]

	SleipnerØst/Loke / Volve	PL046 Outside (Inkl. Gungne)
Statoil ASA	49,6 %	52,6 %
ExxonMobil Exp. & Prod. Norway AS	30,4 %	28,0 %
NorskHydroProduksjona.s.	10,0 %	9,4 %
Total Norge AS	10,0 %	10,0 %

Tabla 2.2 Propietarios del área PL 046 y Volve [Fuente: Equinor, 2018]

2.2.11.3 Historia de la exploración

El campo Volve es una estructura de petróleo más pequeña ubicada centralmente en el bloque 15/9. El pozo 15/9- 19SR encontró petróleo en la estructura en el año 1993 y desde entonces se han perforado 2 pozos de evaluación. El pozo 15/9-19A fue

perforado en 1996 y demostró una reserva mucho más espesa que el pozo 15/9-19SR. El pozo 15/9-19B fue perforado en 1997 en un segmento fuera del campo y aquí el yacimiento se llenó de agua. Ambos pozos en la zona petrolera han sido probados en producción y mostraron buenas características de producción. (Equinor, 2018).

2.2.11.4 Evaluación geológica

El campo Volve es una estructura de 2x3 km, de gran tamaño, con rechazo restringido y se forma como resultado de los movimientos de sal y el estiramiento durante e inmediatamente después de la deposición del yacimiento. El yacimiento está formado por la formación Hugin de edad media y se desarrolla en la zona como un paquete de arenisca principalmente. Estuvo dominado por las mareas, lo que ha resultado en una gran extensión lateral de las capas de arenisca. El petróleo comenzó a migrar a la formación hace unos 5-10 millones de años. El crudo se ha formado en el área de Sleipner Graben a unos 10 km NV para Volve y migrando desde el graben a la estructura Volve. El mapeo del campo se basa en el nuevo lecho marino. La incertidumbre de interpretación, especialmente en el borde occidental de la estructura, es significativa, mientras que el campo se ve afectado de forma limitada por la incertidumbre en el modelo de conversión profunda.

El rango del yacimiento es 9.022-10.236 pies debajo de la superficie del mar. Consiste en una alta proporción de roca de arenisca neta/bruta (93%), una porosidad del 21% y una permeabilidad (K) conocida de aproximadamente 1 Darcy. La saturación de agua (S_w) en la zona petrolera es en promedio 20%. No se han penetrado contactos en el campo, lo que brinda oportunidades para un contacto de drenaje de crudo significativamente más profundo de lo que ahora se considera más probable (CAPO a 10.236 pies por debajo del nivel del mar). El mapeo del volumen presente se ha llevado a cabo en un modelo de 14 capas utilizando promedios sínicos adaptados a los valores del pozo. Existen posibles volúmenes adicionales al oeste y sur del campo Volve. Además, se tiene incertidumbre asociada con la interpretación

de los datos sísmicos, especialmente en lo que respecta al flanco occidental del campo Volve (Equinor, 2018).

2.2.11.5 Base de datos sísmica y mapeo

La interpretación sísmica del campo Volve se completó con un 4 componente, conjuntos de datos sísmicos 3D (ST0202). ST0202 tiene una cobertura limitada y en las zonas que están fuera de ella se utiliza ST9 8M3, los cuales son un conjunto de datos de sísmica 3D.

Una sección sísmica a lo largo del pozo 15/9-19SR, se muestra en la Figura 2.23.

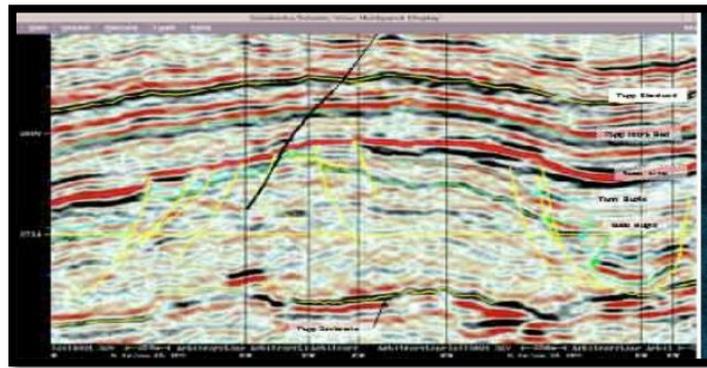


Figura 2.23 Sección sísmica de ST0202 a lo largo del pozo 15/9-19 SR [Fuente: Equinor, 2018]

Durante el trabajo del modelo geológico, los datos sísmicos han sido profundamente migrados. Sobre la base de una evaluación e interpretación rápida de estos datos, no se han identificado desviaciones importantes en relación con el modelo documentado. Sin embargo, se ha confirmado una mayor mejora de la calidad de los datos. Esto puede dar como resultado la optimización del modelo del yacimiento (Equinor, 2018).

2.2.11.6 Sedimentología y estratigrafía

El yacimiento Hugin en el área de Sleipner es conocido a través de una variedad de pozos de exploración y producción. Se ha llevado a cabo un trabajo extenso, en

conexión con estudios semi regionales en bioestratigrafía, sedimentología y estratigrafía secuencial. Sobre esta base, se ha establecido una zonificación común para el área, incluyendo a Volve (Figura 2.24).

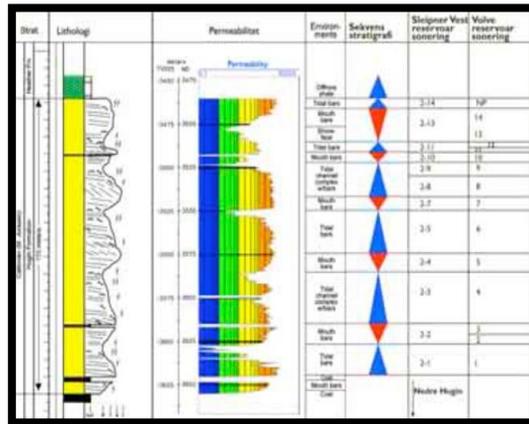


Figura 2.24 Diagrama de las principales zonas de estudio del yacimiento Volve., basado en el área Sleipner Vest [Fuente: Equinor, 2018]

La formación Hugin vista desde las correlaciones de pozos, consiste en areniscas relativamente puras depositadas en aguas poco profundas en un sistema dominado por las mareas, con un cambio de canales de marea y superficies de marea. Sin embargo, en comparación con otros yacimientos de mareas, solo se observan pocas capas de arcilla u otras heterogeneidades. La arenisca está dominada por granos de cuarzo con solo pequeñas cantidades de arcilla y minerales de mica. La temperatura del yacimiento es de alrededor de 230 °F, por lo que se han formado pequeñas cantidades de cemento de cuarzo entre los granos (Equinor, 2018).

2.2.11.7 Geoquímica e historia de la migración

El campo Volve contiene un crudo de 27-29 °API. El crudo se caracteriza por un alto contenido de asfaltenos (6,2%), azufre (2%), y los compuestos aromáticos (52% mayor a C₁₀₊) y son relativamente poco comunes en comparación con otros crudos del Mar del Norte. El crudo se forma a partir de un tipo de kerógeno II-S y, por lo tanto, es característico de las rocas carbonatadas.

En el campo de Volve, se detectó kerógeno tipo II-S en la parte superior de la formación Draupne, que tiene una respuesta logarítmica muy alta, un contenido muy alto de materia orgánica, y que se encuentra en una roca de origen muy rica. El kerógeno tipo II-S maduro y forma petróleo a temperaturas significativamente más bajas que otros kerógenos para formar petróleo y gas. Los estudios de cierre de fluidos en el campo Volve indican que la estructura comenzó a llenarse hace unos 5-6 millones de años. La migración de gas/condensado a la formación Sleipner East ha seguido una ruta mucho más larga a través de Sleipner West y Gagne. Es posible que el gas/condensado en el área del campo Volve y Theta South no exista a un nivel más profundo que el que se ve ahora en Sleipner East (Equinor, 2018).

2.2.11.8 Evaluación petrofísica

Los datos de los registros y los núcleos se utilizan para calcular la saturación de arena, porosidad, permeabilidad por medio de los pozos (15/9-19SR, 15/9-19 y 15/9-19BT2). Los datos de pruebas de producción, muestras de fluidos y mediciones de presión de formación también se han utilizado en la interpretación petrofísica general, que se basa en métodos y algoritmos utilizados para evaluar la formación de Hugin en otras partes del área de Sleipner. El total es de 538 pies con núcleos de formación Hugin en los 3 pozos. Los registros son de buena calidad, mientras que las mediciones de presión de formación solo se toman en 15/9-19BT2. El análisis de las propiedades de la roca se realizó bien para garantizar la mayor correlación posible entre los datos de núcleo y de registro. La porosidad se calculó calibrando los datos de registro con los valores medidos en los núcleos y luego corrigiendo el trabajo del yacimiento. La permeabilidad se calculó a partir de una correlación entre la permeabilidad del núcleo y los volúmenes de lutitas. Los parámetros de saturación de agua se determinan a partir de la ecuación de Archie calibrada con datos del análisis de núcleos.

El promedio para los 3 pozos se muestra en la Tabla 2.3:

Pozo	Tope MSVD	Base MSVD	Espesor (ft)	porosidad	Permeabilidad (mD)	Arena Neta	Saturación de Agua
15/9-19SR	2864	2883	62	0.23	1923	1.00	0.19
15/9-19A	3013	3101	289	0.20	522	0.93	0.21
15/9-19BT2	3149	3275	413	0.21	630	0.92	----

Tabla 2.3 Valor de parámetros de la evaluación petrofísica [Fuente: Equinor, 2018]

2.2.11.9 Desarrollo tectónico y estratigráfico

El desarrollo estructural del campo Volve, como en el resto del área de Sleipner, está controlado en gran medida por movimientos de sal que afectan el espesor de los yacimientos mesozoicos y que han capturado las estructuras principales de petróleo y gas/condensado.

Los pozos en el campo Volve muestran grandes diferencias en el espesor del yacimiento Hugin (59-367 pies) y se requiere mucho esfuerzo para comprender y predecir el desarrollo del espesor. La solución salina estuvo presente durante todo el período Jurásico superior y por encima de las estructuras de sal previas.

Cuando se depositó la formación Hugin, los sedimentos que encierran al campo Volve, se encontraban en el medio de un área con depósitos de arena en su mayoría, mientras que 5-10 km más al norte había más arcilla marina y 5-10 km hacia el sur, arcilla de delta-arcilla y sedimentos y turba. Dentro del área de disposición de arena había poderosas corrientes de marea que podían transportar la arena y moverla a las áreas con mayor conocimiento (Equinor, 2018).

2.2.11.10 Historia de explotación del Campo

El campo Volve del Mar del Norte comenzó su etapa de desarrollo en el año 2006. El proyecto incluye nueve pozos, entre pozos productores de gas y petróleo, e inyectores de agua (Offshore Technology, 2019). En la Figura 2.25, se puede observar la distribución de dichos pozos (localizados al tope de la estructura).

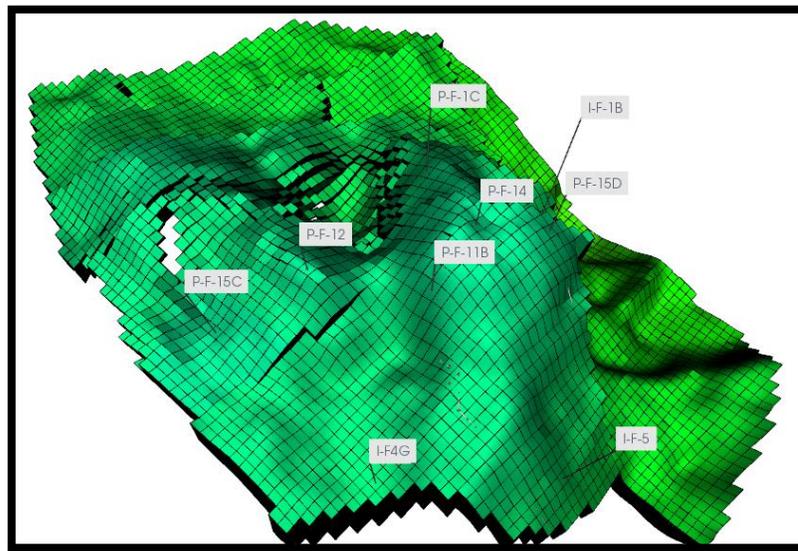


Figura 2.25 Distribución de pozos en el campo Volve del Mar del Norte

Para el año 2008 (12 de febrero específicamente), la etapa de producción fue iniciada. Esta es llevada a cabo mediante el uso de un Jack-up, bautizado como el Maersk Inspirer. Los volúmenes de gas y petróleo son transportados respectivamente a la plataforma Sleipner A y al buque de almacenamiento Navion Saga antes de su exportación, a través de líneas de flujo flexibles y Risers. Dicho buque es ocasionalmente reemplazado por el buque Navion Europa, debido a aspectos de almacenamiento. Cabe destacar que el agua producida en el campo, es reinyectada dentro de la formación con el objetivo de aumentar la producción de petróleo (Offshore Technology, 2019).

Las reservas recuperables que fueron estimadas para el campo Volve del Mar del Norte fueron de 78,6 millones de barriles de petróleo y 52,9 billones de pies cúbicos de gas, con un mantenimiento de producción diario de 56.000 bbl/día (Offshore technology, 2019). Agregando una vida útil de producción de 8 años, aproximadamente (un periodo producción que abarcaría originalmente desde el año 2008 hasta el año 2013, pero que fue extendido hasta el año 2016, gracias al agregado de nuevos pozos productores). Además, según documentación referente al campo y el

modelo de simulación realizado en Eclipse, el campo posee un POES de 129,5 millones de barriles estándar (Equinor, 2016).

Debido a todos los procesos adoptados en el campo Volve, junto a los proyectos de inyección de agua aplicados en el mismo, se obtuvo una tasa de recuperación de 54%, la cual fue alcanzada en marzo del 2016. Luego de eso, el 17 de septiembre de 2016, el campo fue cerrado, ya que, a partir del descenso de los precios del barril de petróleo, las reservas remanentes que poseía la zona en estudio, no eran rentables para seguir aprovechándolas (Equinor, 2019).

Por tal motivo, el siguiente trabajo de investigación será enfocado en un proyecto de inyección de surfactantes, de manera tal que pueda compararse con el proyecto de inyección de agua aplicado previamente por la compañía, y del cual obtuvieron buenos resultados (63 millones de barriles y un mantenimiento de producción de 56.000 bbl/día según Equinor). Esto será realizado con el objetivo de evaluar la premisa para un proyecto de invasión química que plantea: si hubiera sido aprovechable, para el periodo en el que los precios del barril de petróleo eran altos, aplicar este tipo de proyectos y qué tipo de resultados o beneficios hubiera traído a la compañía. Dando, además, indicios (de ser afirmativa dicha premisa) de que este tipo de proyectos podría ser aplicado en un futuro para zonas con altas saturaciones de petróleo (dentro de la zona en estudio), y que, dependiendo de la fluctuación de los precios en el mercado global, podría ser una opción para la recuperación de aquellas reservas que aún pueden ser aprovechadas en dicho campo.

CAPITULO III

MARCO METODOLOGICO

El marco metodológico es aquel flujograma o serie de pasos, que los investigadores tomaran en cuenta para la realización de cualquier trabajo de investigación. En este se plantean, de inicio a fin, cada una de las actividades que serán desarrolladas a lo largo de un trabajo, con el objetivo de que el lector obtenga una idea más clara de cómo fueron planteadas dichas actividades, y eventualmente, de cómo obtuvieron cada uno de los resultados para los objetivos planteados al inicio de la investigación.

Este trabajo de investigación se basó en el flujograma mostrado en la Figura 3.1.

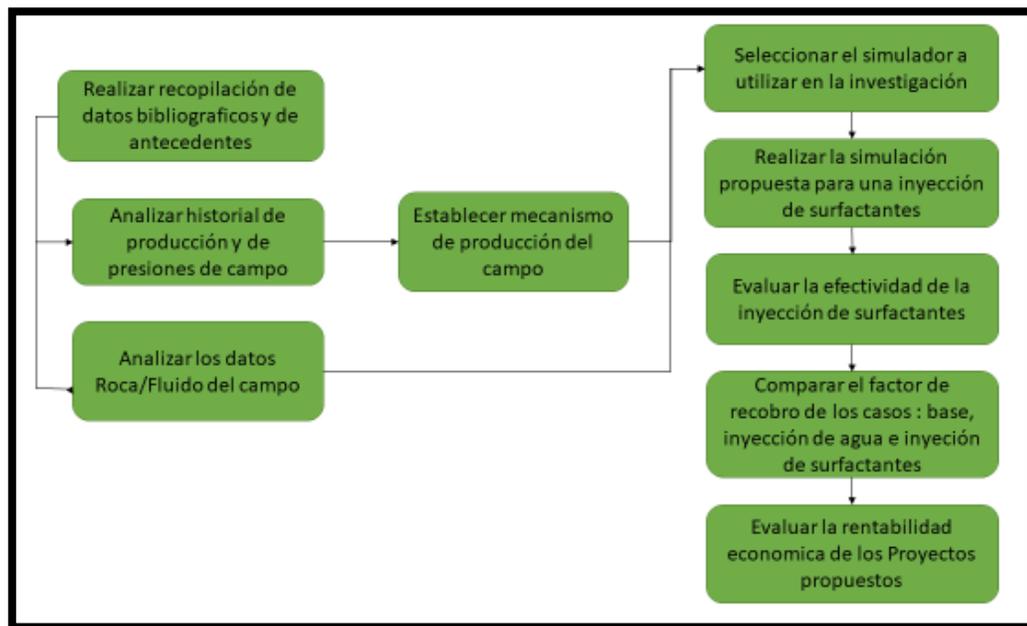


Figura 3.1 Flujograma para la realización del trabajo especial de grado [González et. al., 2019]

3.1 Tipo de investigación

Para alcanzar los objetivos propuestos en este trabajo especial de grado se usará una investigación de tipo Evaluativa y Experimental.

Evaluativa, ya que se procederá a evaluar la información relacionada al campo Volve, junto a los resultados que se obtengan de la aplicación de la inyección de surfactantes en la zona de estudio. Experimental, ya que uno de los objetivos propuestos esta implícitamente relacionado al análisis de sensibilidades, en el cual, el ingeniero de yacimientos, a partir del cambio de las distintas variables y parámetros relacionados a la inyección de surfactantes, podrá estimar los mejores escenarios en la aplicación de este tipo de recuperación.

3.2 Diseño de la investigación

Según Arias (2006) Existen distintos tipos de diseños de investigación, cada uno depende del trabajo realizado, en los cuales se puede mencionar el experimental, documental y de campo, siendo este último el utilizado en este trabajo especial de grado. Ya que basándose en la descripción de Santa Palella y Feliberto Martins “La Investigación de campo consiste en la recolección de datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos” (Santa Palella y Feliberto Martins, 2010), en donde cada uno de los datos obtenidos del yacimiento pertenecen directamente a las compañías operadoras en el sitio, para luego analizarlos y obtener un comportamiento real del campo. Teniendo esto como fin el cumplimiento de los objetivos propuestos anteriormente.

3.3 Población y muestra

En este trabajo especial de grado la población se basa en el estudio de 12 pozos en el campo Volve del Mar del Norte noruego, en donde por datos obtenidos, 9 pozos se reconocen como productores de crudo y los 3 restantes son utilizados para la inyección de agua como método de recuperación.

Para la muestra se tomará en cuenta la población total campo haciendo un énfasis en el estudio de cada uno de los pozos de manera individual (producción y presión) para con esto obtener un comportamiento del campo en general.

3.4 Recopilación de información

Inicialmente, el trabajo especial de grado estuvo enfocado en la recopilación de información bibliográfica, en cuanto a surfactantes, inyección de surfactantes, inyección de agua y campo en estudio, para identificar, si el mismo presenta las características adecuadas para realizar este tipo de proyectos.

Para dicha actividad se tomarán en consideración bases de datos como:

- **OnePetro:** base de datos de la SPE (Society of Petroleum Engineers), en la cual se analizaron papers relacionados a procesos de inyección de surfactantes, aplicados en distintas zonas de estudio, y las cuales ofrecen distintas perspectivas, resultados y conclusiones presentados por los investigadores en dichos trabajos. Estos fueron de gran ayuda al momento de comprender los procesos que intervienen en este tipo de proyectos.
- **Saber UCV:** base de datos de la Universidad Central de Venezuela, en la cual se analizaron tesis especiales de grado relacionadas a esta investigación. Entre estas podemos destacar, el uso de simuladores para la estimación del comportamiento en proyectos de inyección de surfactantes, así como procesos previos, aplicados en el campo en estudio.
- **Base de datos de Equinor:** en esta se obtuvo información relacionada al campo. Entre esta destacan los reportes ofrecidos por la empresa, historiales de producción e historial de presiones, propiedades de la roca, modelos de simulación, entre otros.
- **Libros relacionados a procesos EOR:** de los cuales se obtuvo una perspectiva general de los procesos ocurridos dentro del yacimiento al

momento de aplicar este tipo de proyectos, además de parámetros, como los conceptos de número capilar, la salinidad, la mojabilidad, entre otros, que afectaran la efectividad del barrido y el tipo de movilidad de los fluidos dentro de una roca porosa y permeable.

Además, el uso de páginas web relacionadas al tema, y opiniones de profesores o expertos en la materia, permitieron entender cada uno de los factores necesarios para la puesta en marcha de esta investigación.

3.5 Análisis del historial de producción e historial de presiones

El historial de producción, obtenido a partir de la base de datos de Equinor, del campo Volve del Mar del Norte, fue analizado mediante la utilización de los gráficos cartesianos y semi-log enumerados a continuación:

- 1) Grafico cartesiano y semi-log de la tasa de producción de petróleo versus el volumen de petróleo acumulado (Q_o vs N_p)
- 2) Grafico cartesiano y semi-log de la tasa de producción de agua versus el volumen de petróleo acumulado (Q_w vs N_p)
- 3) Grafico cartesiano del porcentaje de agua y sedimentos versus el tiempo de producción ($\%A_yS$ vs t)
- 4) Grafico cartesiano del volumen de petróleo acumulado versus el tiempo de producción (N_p vs t)
- 5) Grafico cartesiano de la relación gas-petróleo versus el tiempo de producción (GOR vs t)
- 6) Grafico cartesiano de presión versus el tiempo de producción (P vs t)

Estas graficas fueron realizadas para cada uno de los pozos que fueron presentados en el archivo Excel que fue suministrado por la compañía noruega en su base de datos.

A partir de estas, se analizó el comportamiento de cada uno de los parámetros relacionados al yacimiento, con el objetivo de estimar el mecanismo de producción que predomina en el mismo.

Para esto, se necesitó tomar en consideración aquellos datos que fueron registrados previamente al proceso de inyección de agua, junto a bibliografías relacionadas a este tipo de gráficas, con el fin de poder realizar las correlaciones pertinentes en esta investigación.

Cabe destacar, que en caso de que el análisis en esta sección genere resultados inconclusos, los investigadores utilizaran la herramienta de simulación IMEX con el objetivo de estimar el comportamiento de la producción, planteando un caso bautizado como “Flujo Natural” donde un pozo seleccionado, del conjunto de pozos productores que se encuentran en el campo, sea puesto en producción (solo uno) con las mismas especificaciones que la compañía otorgo en el modelo de simulación original. Esto permitirá observar la tendencia de las variables propuestas en esta sección (Lista de graficas a estudiar), de manera que el mecanismo de producción pueda analizarse sin la influencia de factores como: La inyección de agua o pozos productores en zonas adyacentes.

3.6 Análisis de las propiedades de la roca y de los fluidos

El análisis de las propiedades del fluido y de la roca, son de gran importancia en proyectos de recuperación secundaria o terciaria, como en proyectos de inyección de surfactantes o inyección de agua, por mencionar alguno de ellos. Cabe destacar que, con estos datos, el investigador o la empresa que quiera aplicar un plan piloto de este estilo a la zona en estudio, deberá tomar en cuenta que distintos parámetros como, las propiedades del yacimiento y de los fluidos entrampados dentro del mismo. Estos serán de gran importancia ya que, la recuperación podrá tener resultados favorables o desfavorables, que afectaran eventualmente, al flujo de dinero de la empresa.

Por lo tanto, en este trabajo de investigación, el análisis de estas propiedades fue una de las actividades que se realizó previamente a la simulación del proyecto con el objetivo de comprender las variables que favorecerán o no, al barrido realizado luego de la aplicación de una inyección de surfactantes en el campo Volve del Mar del Norte.

Entre estas variables o propiedades se tuvieron en la recolección de los datos:

- Datos PVT del petróleo, propiedades del agua
- Salinidad del agua
- Temperatura del yacimiento
- Curvas de Permeabilidades Relativas
- Mojabilidad de la roca
- Tipo de hidrocarburo (identificado a partir del factor volumétrico registrado)
- Gravedad API

Estos valores fueron analizados, para que eventualmente, el simulador registrara los datos necesarios para estimar el comportamiento del proyecto y, además, permitiera comprender los factores que afectan al mismo en la etapa de análisis de sensibilidades en el proceso de simulación.

Cabe destacar, que un conjunto de estas variables fue analizada, validada y otras solo recolectadas, debido a que no se encontró información que permitiera validar dichos datos. A continuación, se agruparán cada una de estas propiedades, según las acciones realizadas, incluyendo una breve descripción de cómo se realizaron, para cada una de ellas.

a) **Datos analizados y validados**

- **Temperatura del yacimiento:** dicho parámetro fue validado dentro del modelo original (Eclipse) y en el modelo al cual se realizó la conversión (IMEX), con los datos reportados por la empresa operadora y características de la formación productora.
- **Gravedad API:** se recopiló de los modelos antes mencionados y se validó con los reportes que posee la compañía en su base de datos.
- **Tipo de hidrocarburo:** este fue analizado de la misma manera que las propiedades anteriores, mediante el uso de reportes y los modelos usados en las simulaciones previas, pero, en este caso, fue consultada información en línea y bibliográfica, con el objetivo de identificar el tipo de hidrocarburo, a partir del factor volumétrico registrado.

b) **Datos recolectados y analizados**

- **Datos PVT del petróleo y propiedades del agua:** estas propiedades solo se recolectaron de los modelos Eclipse e IMEX, ya que, por parte de la empresa, no se encontraron reportes relacionados al PVT de los fluidos. Además, la poca información encontrada es debido a que existen solo 2 reportes públicos del campo, los cuales fueron realizados en los años 1993 y 2005.

La información del PVT del petróleo fue analizada a través de la información encontrada en el archivo Excel de la compañía, donde, dependiendo del valor de RGP que tuviera la muestra, se mostraban las distintas variaciones que sufría el factor volumétrico de petróleo a medida que disminuía la presión, por lo cual se realizaron graficas que mostraran este comportamiento, junto a las gráficas que el simulador IMEX permitiera realizar, para obtener una mejor comprensión del comportamiento en la prueba.

Entre las propiedades del agua, se encuentra la salinidad. Esta se recolectó del modelo original (Eclipse), donde fue analizado y validado, mediante la consulta de los reportes que presenta la empresa, y en el cual, aunque existe muy poca información, el estudio de una muestra de agua (recolectada del campo Sleipner Vest), fue usada y correlacionada para dicho objetivo.

Finalmente, los estudios PVT del agua que fueron utilizados para la generación del modelo original (Eclipse), fueron recolectados (mediante el uso de un lector de código), pero debido a la poca información presentada en los reportes, no pudo ser validada.

- **Curvas de permeabilidades relativas y mojabilidad de la roca:**
Para este caso las curvas de permeabilidad relativa fueron recolectadas del modelo de simulación original (Eclipse), comparadas con las presentadas por el modelo IMEX, y analizadas, para tomar de éstas, información de los parámetros como *End Points* tal como la saturación inicial de agua (S_{wi}), y finalmente el tipo de mojabilidad que presentaba la roca.

3.7 Selección de la herramienta a utilizar en la simulación (IMEX, GEM o STARS)

Al concluir los primeros tres objetivos, se procedió a la selección de la herramienta de simulación que pueda ajustarse a este estudio, ofrecido por la compañía canadiense CMG (IMEX, GEM o STARS), y que permitió representar el comportamiento de la inyección de surfactantes en el campo.

Para esto se tomó en cuenta, información bibliográfica, antecedentes relacionados a este tipo de aplicaciones, opiniones de expertos en simulación, junto a los manuales que ofrece la compañía en su base de datos. Estas permitieron tener una idea más clara del panorama, al momento de estimar el comportamiento de este tipo de

inyecciones, ya que, en las investigaciones consultadas, se pudo observar cual es la tendencia, al seleccionar la herramienta de cómputos para una invasión química, además, de ofrecer una imagen del cómo utilizar el simulador, junto a los parámetros necesarios que deben registrarse en el pre-procesador, para llevar a cabo la actividad planteada.

Además, para dicha selección, se evaluaron una serie de parámetros, que ayudaron a alcanzar el objetivo de la T.E.G, entre estos se encuentran:

- **Tipos de datos a incluir en el modelo:** en este caso, las variables necesarias para estimar el comportamiento de una inyección de surfactantes son importantes, ya que la opción de poder introducir estas en un simulador, es parte del proceso para poder generar resultados que se ajusten lo mejor posible a la realidad. Por lo tanto, estas opciones estuvieron presentes en la evaluación. Entre estas podemos encontrar la concentración de surfactantes, presiones de inyección y la activación del proceso, en la herramienta, para poder observar los cambios de tensión interfacial.
- **Documentos analizados:** mientras más documentación exista para las herramientas de simulación, será mejor para los investigadores, ya que el conocimiento del uso de estas, permitirá realizar las estimaciones de una manera fluida, junto a una reducción de errores referentes su uso.
- **Correlaciones con simulaciones para este tipo de proyectos:** Los papers o documentos técnicos analizados que presentan una relación con la simulación numérica de yacimientos para invasiones químicas, colaboraron con la selección de dicha herramienta, ya que se pudo correlacionar con aquellas investigaciones donde fue usado el software de CMG. Permitiendo así observar la tendencia de uso y selección de la herramienta para distintos proyectos.
- **Información suministrada por la compañía CMG:** la información en línea de la compañía que suministra las licencias de simulación, es otro factor que se debe tomar en cuenta, ya que, dentro de la base de datos de la misma, se

pudo identificar el enfoque específico de cada herramienta, y en qué proyectos puede ser aplicada cada una de ellas.

- **Información suministrada por expertos:** En este caso, siempre es necesario la consulta a personas que tengan conocimientos referentes, ya sea al área de simulación, yacimientos, entre otros, porque el conocimiento acumulado a lo largo de su trayectoria, puede ser de gran ayuda al momento de resolver un problema que no pueda ser resuelto, mediante la consulta de bibliografías.

3.8 Evaluación de la efectividad del proyecto

La evaluación de la efectividad del proyecto propuesto en esta investigación, se realizó implementando un método de estimación numérica, el cual toma distintas variables en consideración y que depende del simulador seleccionado previamente (IMEX, GEM o STARS).

Mediante el uso de esta herramienta computacional, y la aplicación de un análisis de sensibilidades, se estudió el comportamiento de la invasión química dentro del yacimiento, para luego ser comparado, con la inyección de agua que la empresa había realizado previamente en la zona de estudio, de manera que pudiera evaluarse la inyección de surfactantes como método de recuperación terciaria y realizar la comparación de esta con otros métodos de recuperación secundaria, como la realizada por la empresa y de la cual se obtuvo la mayor recuperación de petróleo hasta la fecha y previo a la investigación mostrada en este trabajo especial de grado.

Para la generación de resultados referente a este objetivo, se plantearon una serie de casos, que fueron evaluados, de manera que se pudieran seleccionar que proyecto, presentaba los mejores resultados y así pudieran establecer las conclusiones pertinentes. Entre estos casos se encuentran:

- **Caso base:** los resultados de este caso fueron generados tomando en cuenta sólo los pozos productores que fueron perforados en el yacimiento por la compañía. Esto permitió determinar, la producción que podría obtenerse del

yacimiento, sin haber aplicado el proyecto de recuperación secundaria, propuesto inicialmente.

- **Inyección de agua:** en este caso se tomaron en cuenta tanto los pozos productores como los pozos inyectores de agua que fueron perforados en la zona en estudio por la compañía, y que tenían como objetivo, mejorar la recuperación de petróleo en el campo. Esto permitió evaluar la mejora que obtuvo la compañía (en cuanto a producción), a lo largo de la vida productiva del campo Volve (2008-2016).
- **Inyección de surfactantes:** para la generación de este caso, se propuso realizar dos estudios. Uno que se enfocara en el comportamiento de la solución química, en una porción del yacimiento, generado a partir de las propiedades observadas en el modelo original de simulación del campo Volve y los reportes de la compañía. De manera que pudieran evaluarse variables como: la reducción de la saturación de petróleo, la tensión interfacial, el comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa, entre otros. Y otro en el que pudiera aplicarse, la inyección de surfactantes de manera comercial dentro del yacimiento, por lo cual fueron utilizados: el mallado de simulación del campo completo y los mismos pozos inyectores de agua que utilizó la compañía, de manera que se pudiera introducir los baches de surfactantes, y evaluar, que hubiera ocurrido si el agregado de soluciones químicas hubiera estado presente en el proyecto.

Por lo tanto, la evaluación de estos casos permite que la investigación otorgue resultados positivos o negativos, en cuanto al barrido efectuado dentro del yacimiento, y que eventualmente pueda ser estimado si la aplicación de una inyección de surfactantes fue mejor opción (o no) que la inyección de agua, además de establecer comparaciones entre los dos tipos de métodos.

Para esto, el cambio de las variables que puedan modificarse como, por ejemplo: la presión al momento de inyectar la solución química, el número de pozos inyectores a utilizar, la concentración de surfactantes usada, el número de ciclos o baches

utilizados, y el tiempo de inyección de dicha solución, fueron de gran utilidad para cumplir con el objetivo propuesto en esta sección.

Cabe destacar que, en caso contrario, es decir, que la inyección de agua hubiera sido mejor que la inyección de surfactantes, la realización de un plan piloto sería propuesto para que pueda ser aplicado el método de recuperación terciaria, pero en aquellas zonas con altas saturaciones de petróleo residual, las cuales pudieran visualizarse mediante el uso de opciones que la compañía CMG incluye en sus paquetes.

3.9 Factor de recobro

Una vez, obtenidos los resultados de los casos generados, se procedió a calcular el factor de recobro (FR) de acuerdo a la siguiente ecuación, la cual toma en cuenta solo dos parámetros y que, a partir de estos, permitió estimar dicha variable de una manera simple:

$$FR = \frac{N_p}{N} \quad (\text{Ec. 3.1})$$

Donde:

FR: Factor de recobro (adimensional)

N_p : Volumen de petróleo producido (STB)

N : Petróleo original en sitio (STB)

Determinándose el factor de recobro, inicialmente para un caso denominado como flujo natural, en el cual solo se encontraban activos los pozos productores perforados en la zona en estudio, para luego continuar con el factor de recobro del caso de inyección de agua (previamente evaluada en el campo Volve del Mar del Norte), y finalmente, el caso de la inyección de surfactantes que se planteó estudiar en este trabajo. Los resultados obtenidos luego de este proceso fueron comparados con el

objetivo de identificar qué proyecto obtuvo el mayor factor de recobro, lo que permitió analizar la efectividad de este tipo de proyectos en la zona en estudio.

3.10 Evaluación económica

Finalmente, la evaluación económica del proyecto fue realizada con el objetivo de dar valor a los métodos de recuperación utilizados en el campo Volve de una manera rentable y sustentable, dando la posibilidad de recomendar a la empresa operadora si puede seguir aprovechando los recursos de este campo con un método de recuperación mejorada como la inyección de surfactantes o ha terminado la recuperación del campo Volve con la inyección de agua ya realizada. Para esta sección se propuso la comparación de tres casos, entre los cuales se encuentran: el caso de inyección de agua propuesto originalmente por la compañía, el caso de inyección de surfactantes y un caso optimizado de la inyección de surfactantes.

CAPITULO IV

ANALISIS DE RESULTADOS

4.1 Análisis del historial de producción

En primer lugar, el análisis se enfocó en los archivos ofrecidos por la empresa, con el objetivo de analizar el historial de producción de cada uno de los pozos y eventualmente obtener una estimación de los mecanismos de producción que predominaran en el yacimiento. Para esto, fue consultada la base de datos de la compañía Equinor, donde otorgan documentación relacionada a la zona en estudio. Entre estas, el archivo “Volve production data” en formato Excel, ubicada en la carpeta “Data_Production”, donde especifican algunos parámetros relacionados a los pozos productores e inyectores de manera diaria (presión de fondo fluyente, producción de petróleo, agua y gas, periodo de operación, entre otros). Cabe destacar, que no todos los pozos fueron especificados en este archivo, encontrándose solo los pozos mencionados en la Tabla 4.1.

Pozos	Función
F-5	Productor/Inyector
F-14	Productor
F-15D	Productor
F-1-C	Productor
F-12	Productor
F-11B	Productor
F-4	Inyector

Tabla 4.1 Función de los pozos en el campo Volve.

Además, la ubicación de cada uno de los pozos mencionados en la Tabla 4.1, son mostrados en la Figura 4.1.

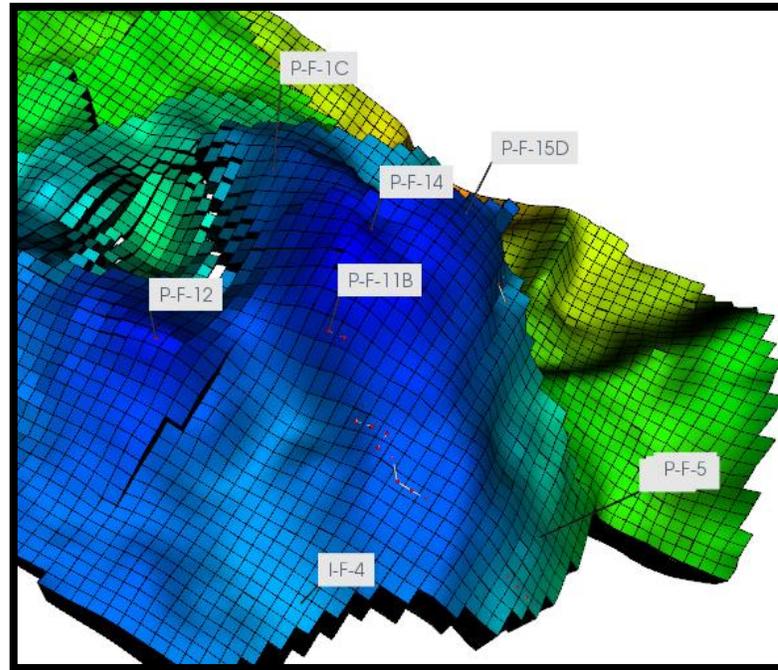


Figura 4.1 Ubicación de los pozos del campo Volve

Seguidamente, se realizó una etapa de descarte, ya que el objetivo de esta parte del estudio estaba enfocado en la determinación del mecanismo de empuje a partir del análisis de producción. Por lo tanto, el pozo inyector F-4 y la etapa de inyección del pozo F-5 fueron apartados del estudio.

A continuación, se presentan una serie de gráficas, realizadas en una hoja de cálculo para cada uno de los pozos productores, los cuales fueron analizados de manera que se pudiera determinar aquellos pozos donde la producción no estuviera afectada de manera significativa por la inyección de agua o por los pozos productores perforados adyacentes a los pozos en estudio.

➤ **Pozo F-5 (como productor)**

Este pozo, en el periodo operacional que estuvo activo, cumplió la función de pozo inyector en sus inicios (26 de agosto del 2008 según el archivo) y como pozo productor a partir del 20 de abril del 2016 hasta el 27 de agosto del 2016, el cual coincide (este último), con el periodo que será estudiado para este pozo.

Esto puede observarse en las Figuras 4.2, 4.3, 4.4, 4.5 y 4.6.

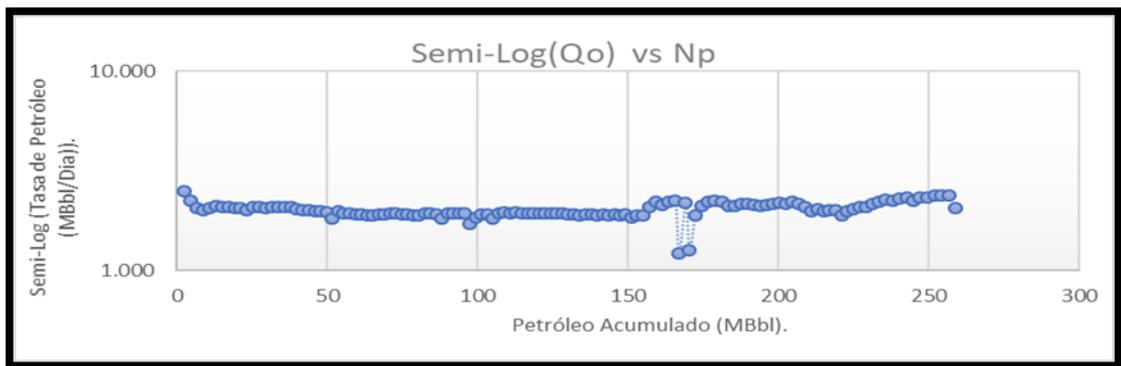


Figura 4.2 Gráfico Semi-Log de la tasa de petróleo (Q_o) respecto al acumulado de petróleo (N_p) del pozo F-5.

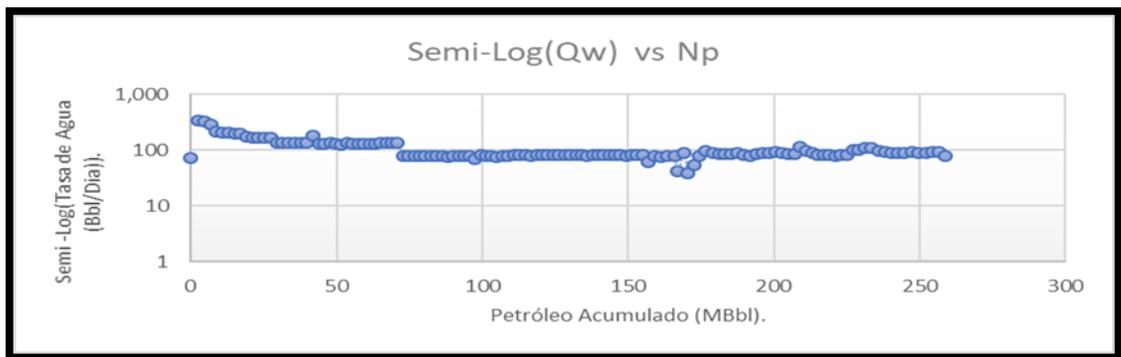


Figura 4.3 Gráfico Semi-Log de la tasa de agua (Q_w) respecto al acumulado de petróleo (N_p) del pozo F-5.

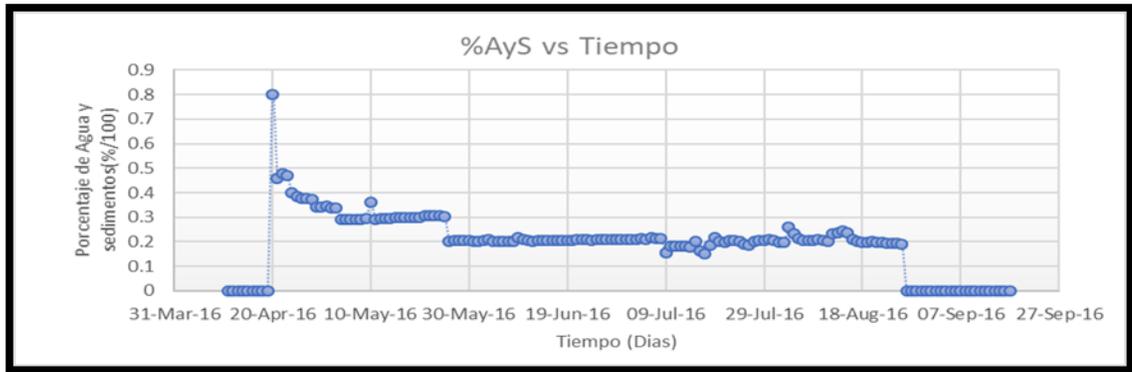


Figura 4.4 Gráfico del porcentaje de agua y sedimentos (% AyS) respecto al tiempo del pozo F-5.

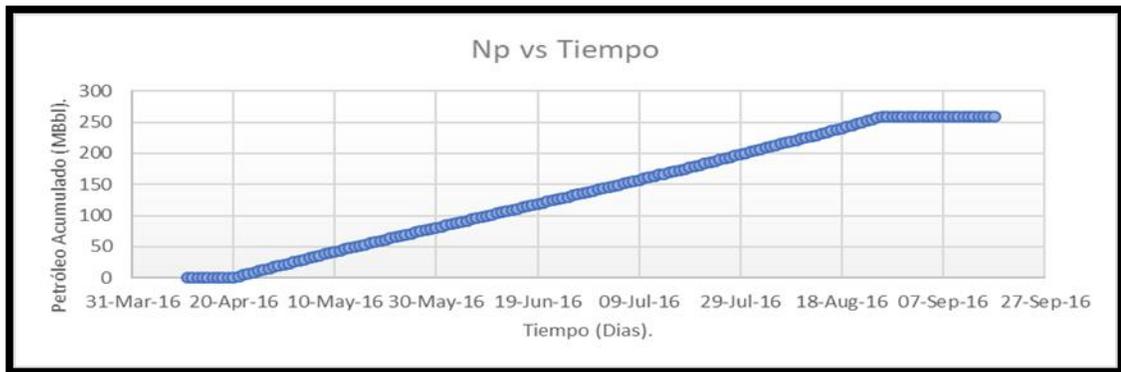


Figura 4.5 Gráfico de petróleo producido (Np) respecto al tiempo del pozo F-5.

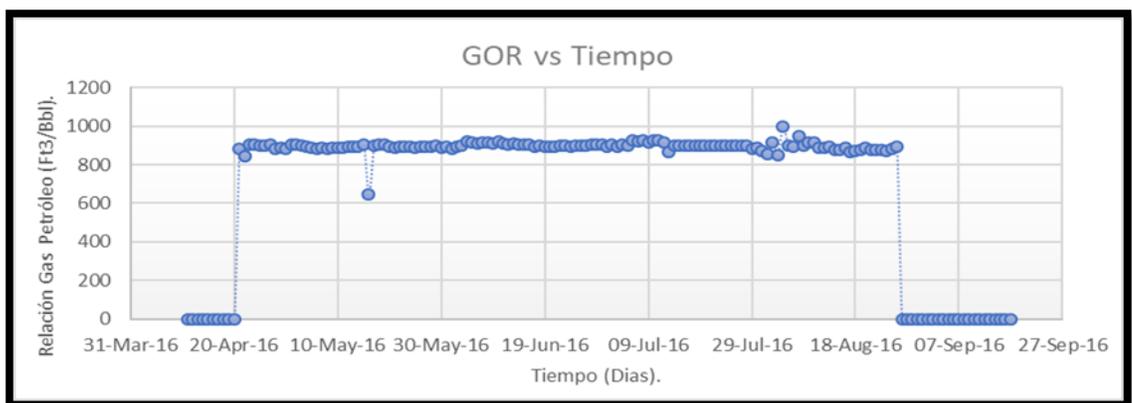


Figura 4.6 Gráfico de la relación gas petróleo (GOR) respecto al tiempo del pozo F-5.

En estas, se observó que la producción del mismo comenzó en una etapa madura del yacimiento, junto a una etapa ya desarrollada de la inyección de agua en el mismo, por lo que el estudio de este pozo, se ve afectado de manera significativa por dichos parámetros. Por lo tanto, estudiar el mecanismo de empuje, dentro del tiempo de estudio, no aportó información resaltante para la identificación del mismo. Como consecuencia, se descartó el historial de producción de este pozo, para el estudio del mecanismo de producción.

➤ **Pozo F-14**

El pozo F-14 comenzó su producción el 13 de julio del 2008 según los reportes en estudio y concluyo su etapa operacional el 14 de julio del 2016. Las gráficas representadas de dicho pozo, se presentan en las Figuras 4.7, 4.8, 4.9, 4.10, 4.11 y 4.12.

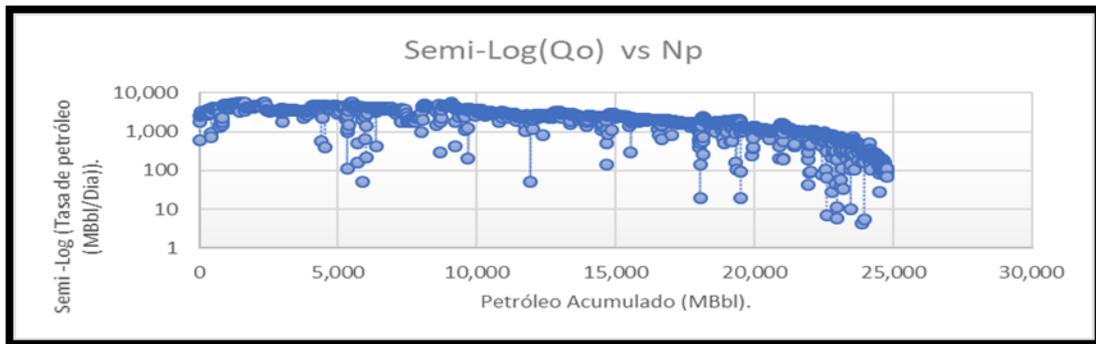


Figura 4.7 Gráfico Semi-Log de la tasa de petróleo (Qo) respecto al acumulado de petróleo (Np) del pozo F-14.

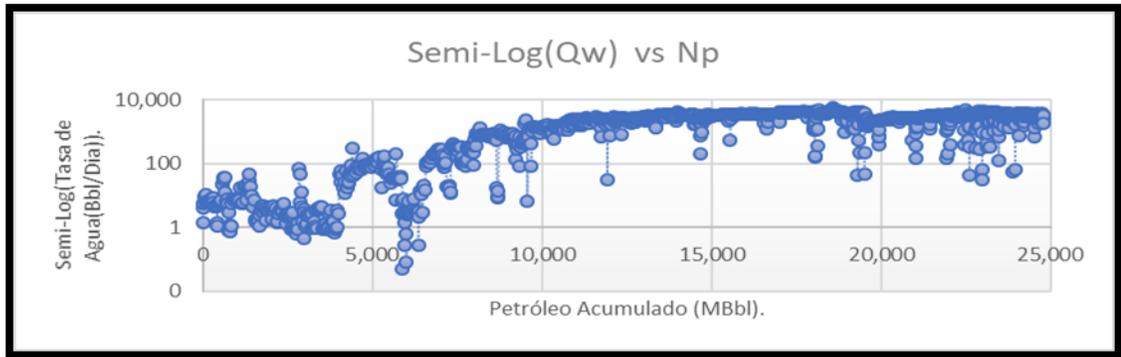


Figura 4.8 Gráfico Semi-Log de la tasa de agua (Qw) respecto al acumulado de petróleo (Np) del pozo F-14.

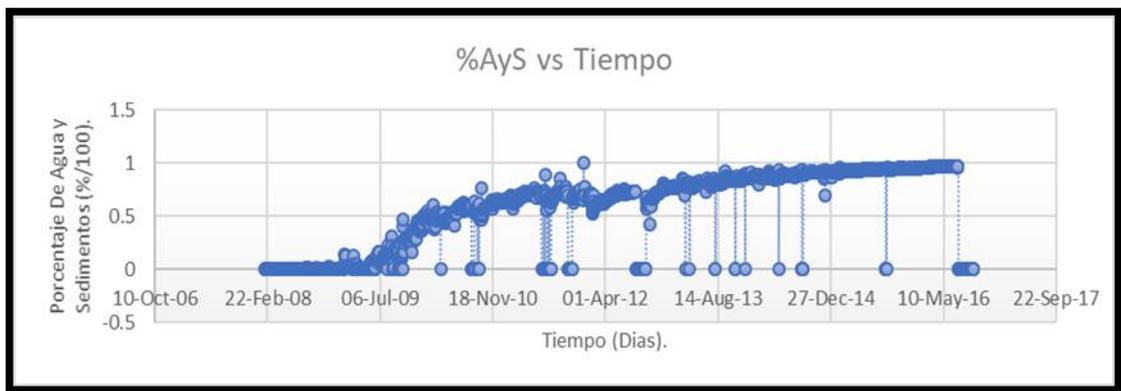


Figura 4.9 Gráfico del porcentaje de agua y sedimentos (%AyS) respecto al tiempo del pozo F-14



Figura 4.10 Gráfico del petróleo acumulado (Np) respecto al tiempo del pozo F-14.

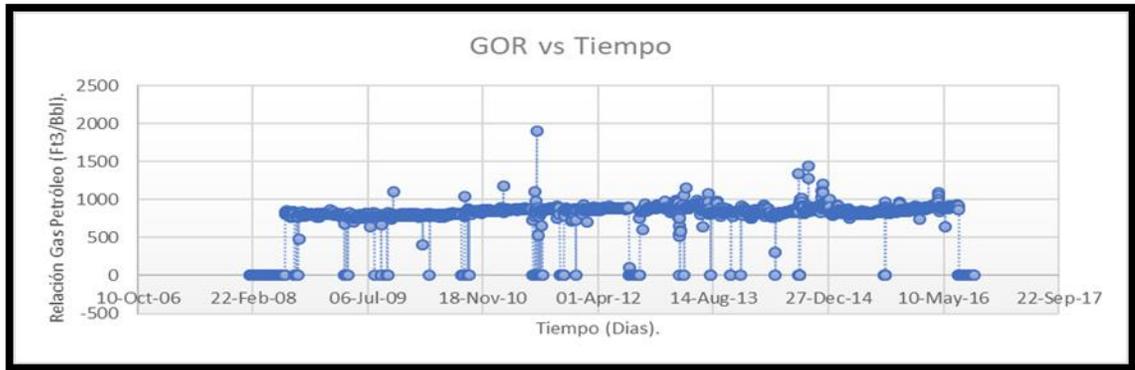


Figura 4.11 Gráfico de la relación gas petróleo (GOR) respecto al tiempo del pozo F-14.

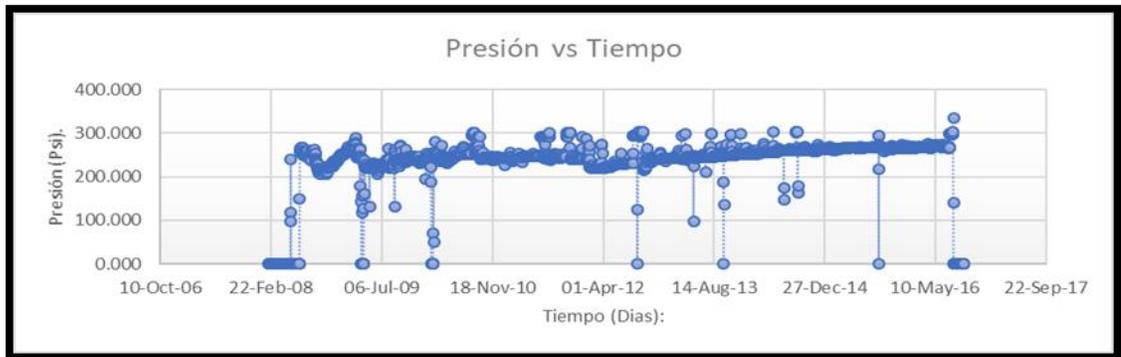


Figura 4.12 Gráfico de la presión (P) respecto al tiempo del pozo F-14.

En la Figura 4.12 se observa que, al momento de contabilizar la producción, en octubre del 2008 ocurre un aumento en la presión de fondo del mismo. Se estima que esta variación fue resultado de la perturbación por parte de la inyección de agua aplicada en zonas cercanas al pozo en estudio. Cabe destacar, que esto fue observado en la tendencia de la gráfica y no solo para la fecha mencionada sino en otros períodos: junio del 2009 y febrero del 2012.

Aunque este pozo presenta un periodo similar a la vida productiva del campo, el mismo fue descartado para el análisis de las gráficas descritas, ya que el proceso de inyección de agua afecto el comportamiento de producción desde el comienzo operacional del mismo.

➤ **Pozo F-15D**

El pozo F-15D es un pozo productor que comenzó su etapa de producción el 16 de enero del 2014 y termino la misma el 7 de Julio del 2016. Las gráficas realizadas mediante el uso de la información aportada por la compañía, en hojas de cálculo, son presentadas en la Figuras 4.13, 4.14, 4.15, 4.16, 4.17 y 4.18.

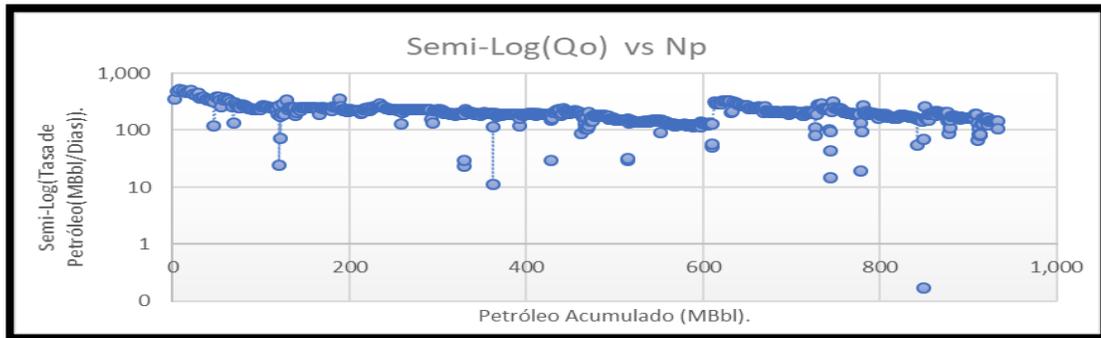


Figura 4.13 Gráfico Semi-Log de la tasa de petróleo (Qo) respecto al acumulado de petróleo (Np) del pozo F-15D.

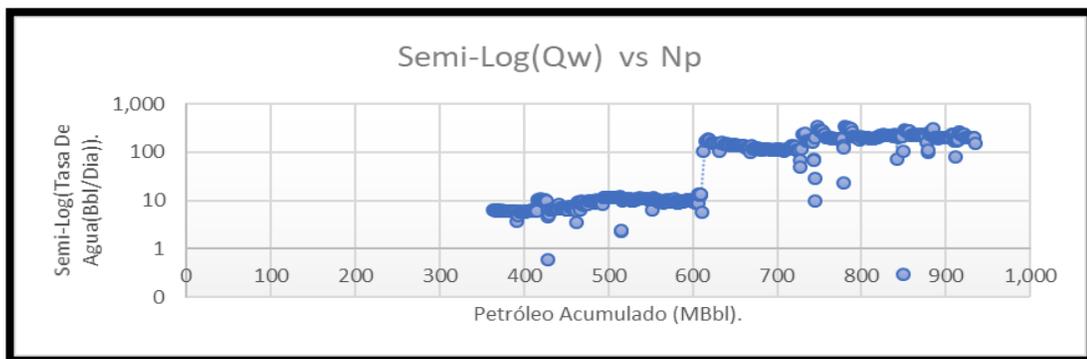


Figura 4.14 Gráfico Semi-Log de la tasa de agua (Qw) respecto al acumulado de petróleo (Np) del pozo F-15D.

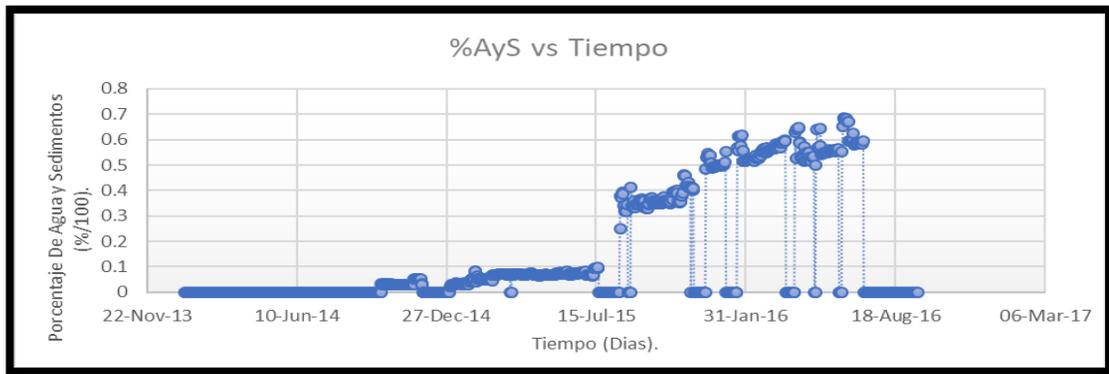


Figura 4.15 Gráfico del porcentaje de agua y sedimentos (%AyS) respecto al tiempo del pozo F-15D.

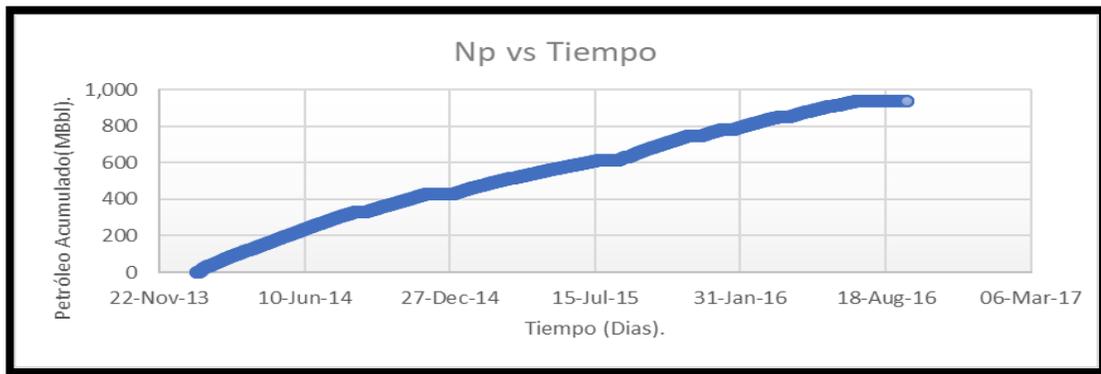


Figura 4.16 Gráfico del petróleo acumulado (Np) respecto al tiempo del pozo F-15D.

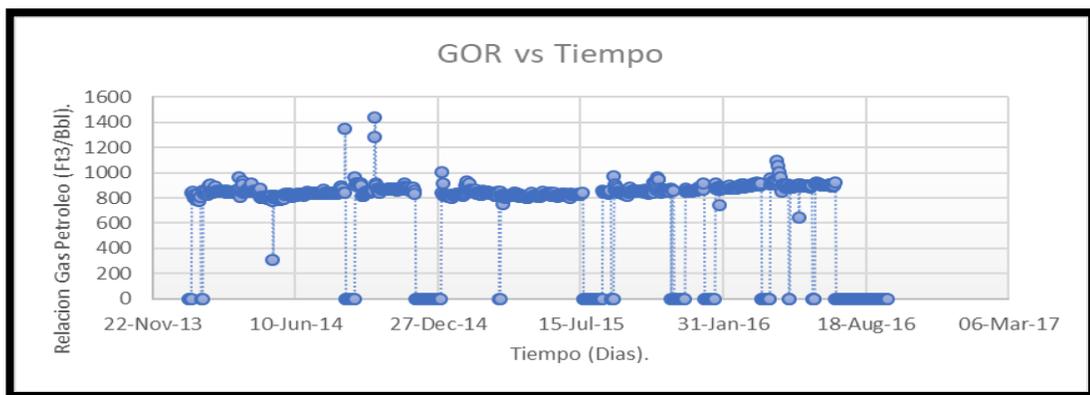


Figura 4.17 Gráfico de la relación gas petróleo (GOR) respecto al tiempo del pozo F-15D.

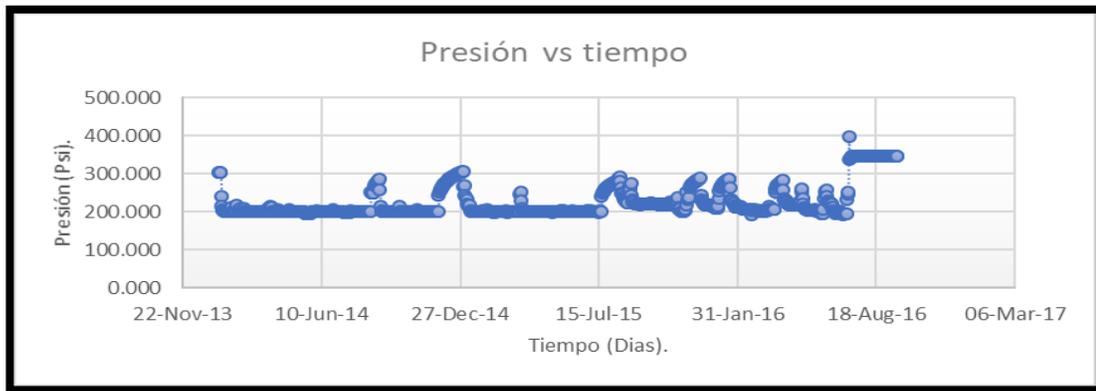


Figura 4.18 Gráfico de la presión (P) respecto al tiempo del pozo F-15D.

En este caso, el periodo de estudio es muy pequeño, ya que la operación de este pozo en cuanto a producción, comenzó en una etapa en la cual el yacimiento presentaba características de campo maduro. Esto permitió descartar al pozo F-15D, ya que este se ve afectado tanto por la inyección de agua de los pozos inyectoros, así como por la operación de los pozos productores adyacentes al mismo.

➤ **Pozo F-1C**

El pozo F-1C comenzó sus operaciones según el archivo de producción, el 22 de abril del 2014 y finalizó su etapa operacional el 7 de abril del 2016, lo que significó el inicio de la producción a una etapa madura.

Las Figuras 4.19, 4.20, 4.21, 4.22, 4.23 y 4.24 representan el comportamiento de la producción del pozo.

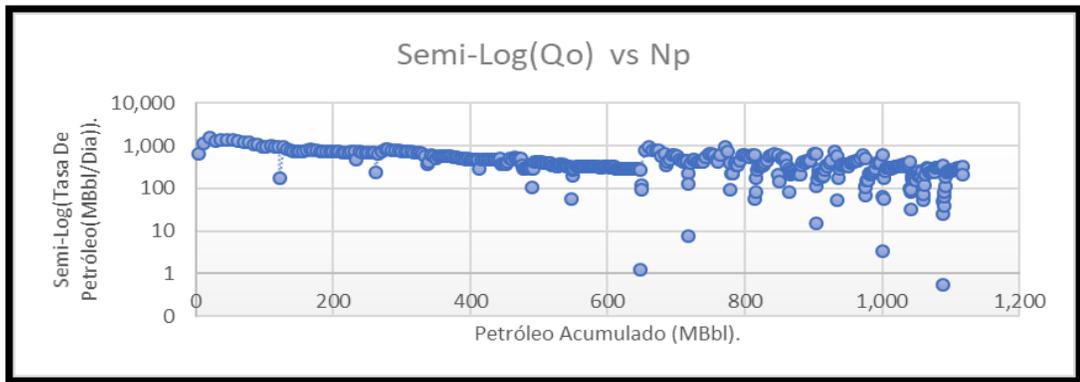


Figura 4.19 Gráfico Semi-Log de la tasa de petróleo (Qo) respecto al acumulado de petróleo (Np) del pozo F-1C.

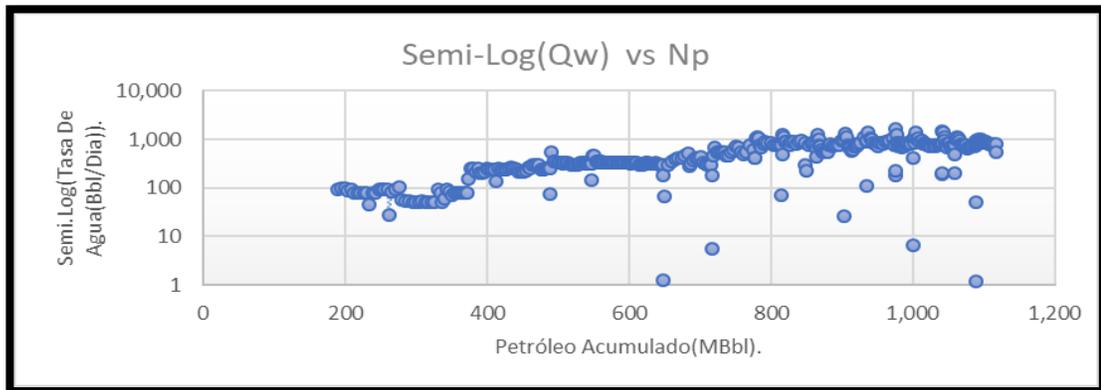


Figura 4.20 Gráfico Semi-Log de la tasa de agua (Qw) respecto al acumulado de petróleo (Np) del pozo F-1C.

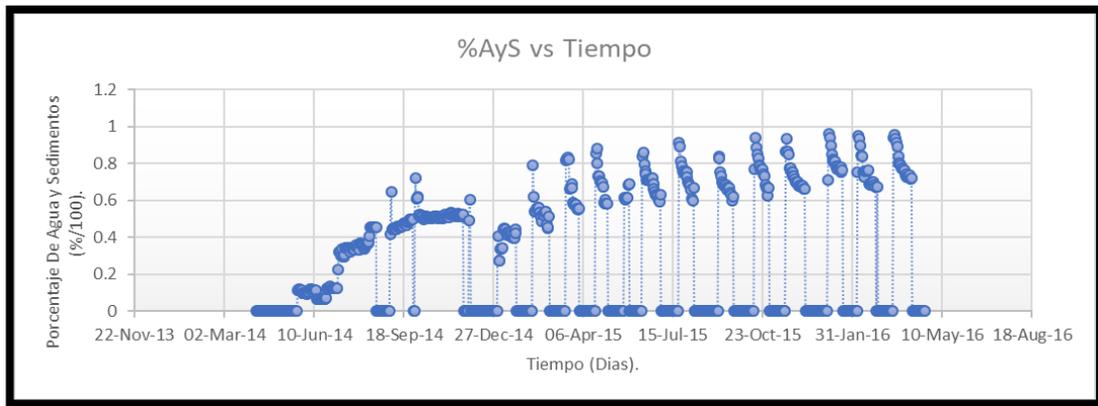


Figura 4.21 Gráfico del porcentaje de agua y sedimentos (%AyS) respecto al tiempo del pozo F-1C.

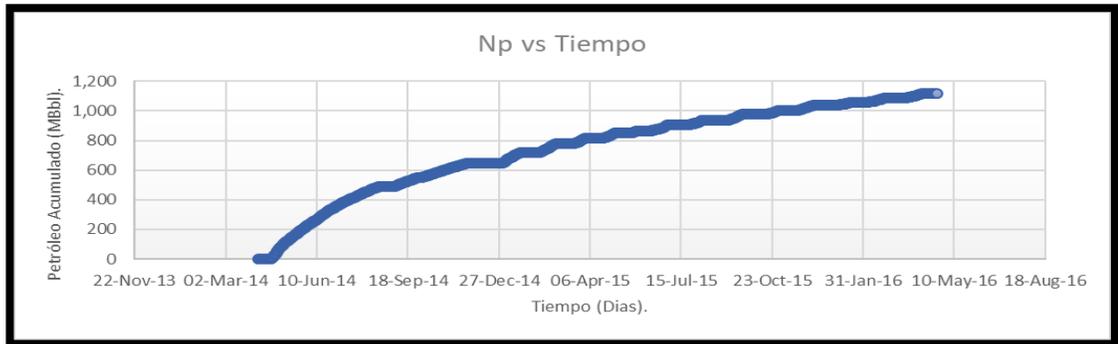


Figura 4.22 Gráfico del petróleo acumulado (Np) respecto al tiempo del pozo F-1C.

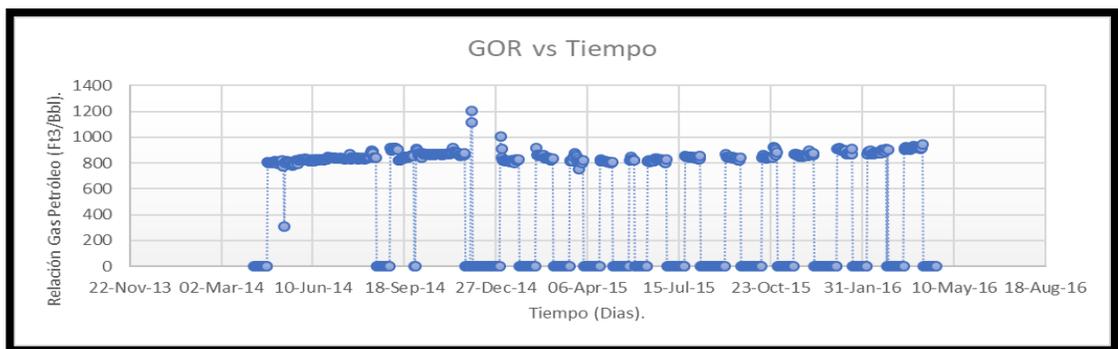


Figura 4.23 Gráfico de la relación gas petróleo (GOR) respecto al tiempo del pozo F-1C.

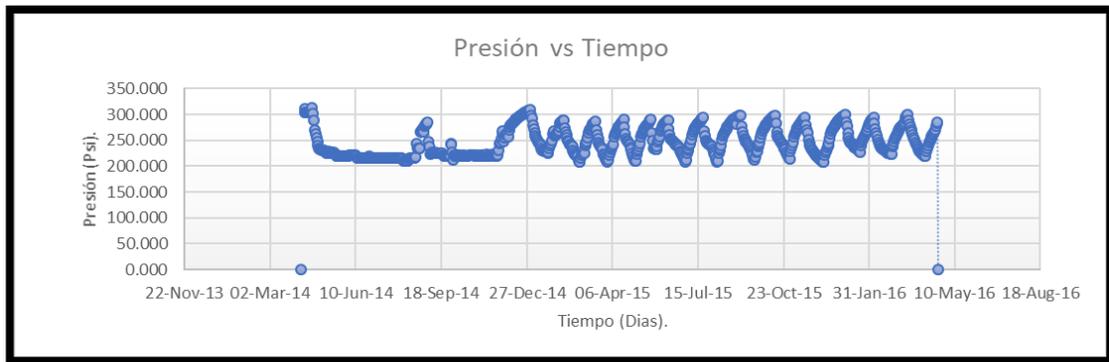


Figura 4.24 Gráfico de la presión (P) respecto al tiempo del pozo F-1C.

Puede observarse que la aplicación del método de recuperación secundaria aplicado por la compañía y los pozos que producen en conjunto con el pozo en estudio, afectan de manera significativa el flujo natural del pozo, por lo que la estimación del mecanismo de producción a partir de la información aportada por este pozo, presenta gran incertidumbre.

Finalmente, el pozo fue descartado en la evaluación.

➤ **Pozo F-12**

El pozo F-12 es uno de los pozos más antiguos que se encuentran perforado en el campo Volve del Mar del Norte. Basándose en los archivos registrados por parte de la compañía, este comenzó su producción el 12 de febrero del 2008 y finalizó el 13 de agosto del 2016.

El comportamiento de producción fue descrito en las siguientes Figuras 4.25, 4.26, 4.27, 4.28, 4.29 y 4.30.

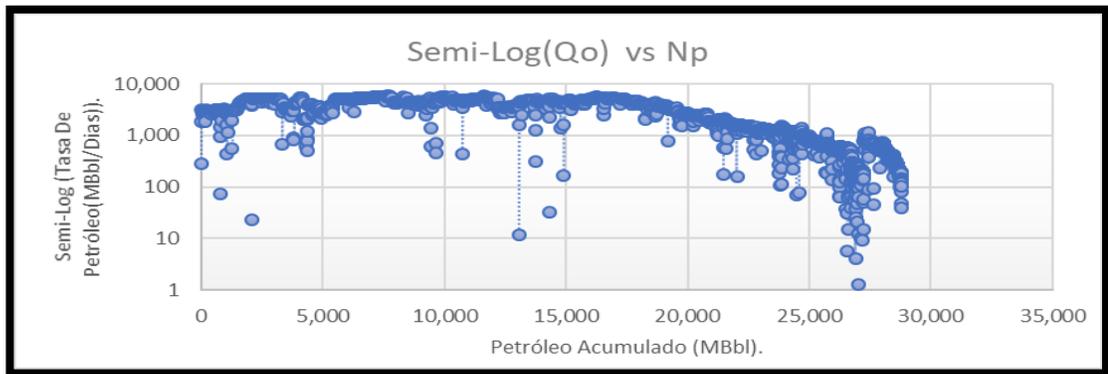


Figura 4.25 Gráfico Semi-Log de la tasa de petróleo (Qo) respecto al acumulado de petróleo (Np) del pozo F-12.

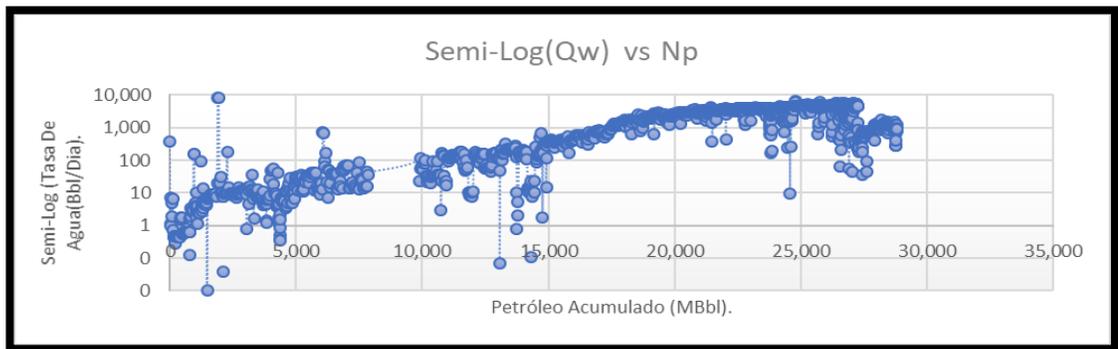


Figura 4.26 Gráfico Semi-Log de la tasa de agua (Qw) respecto al acumulado de petróleo (Np) del pozo F-12.

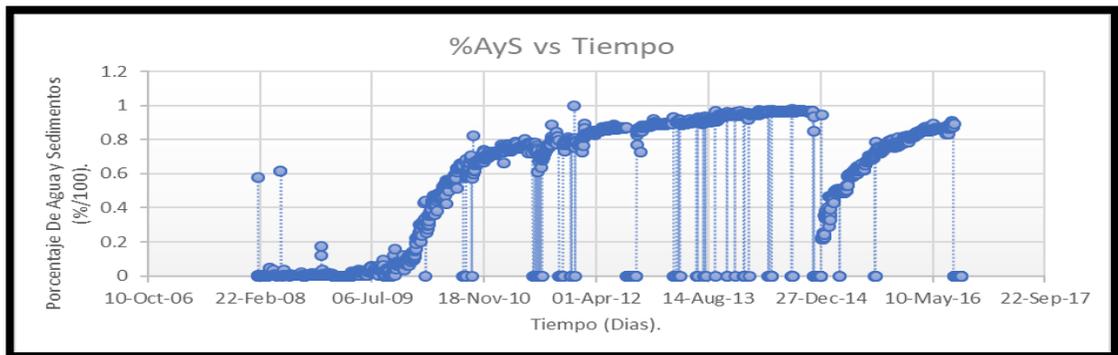


Figura 4.27 Gráfico del porcentaje de agua y sedimentos (%AyS) respecto al tiempo del pozo F-12.

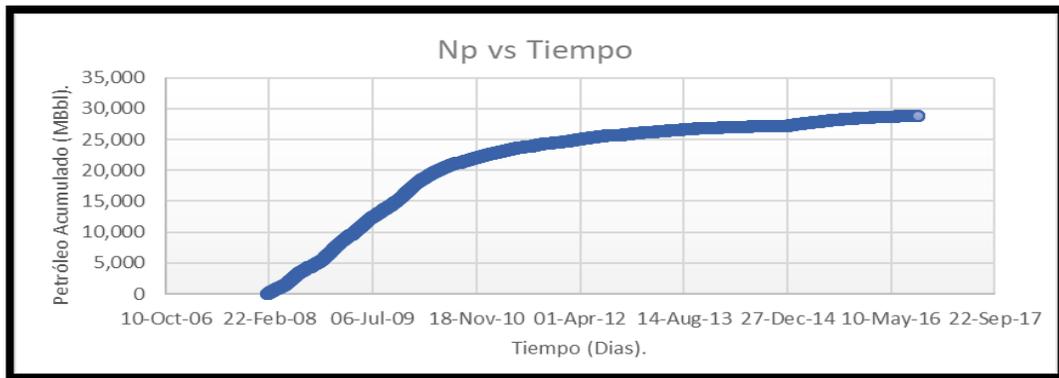


Figura 4.28 Gráfico del petróleo acumulado (Np) respecto al tiempo del pozo F-12.

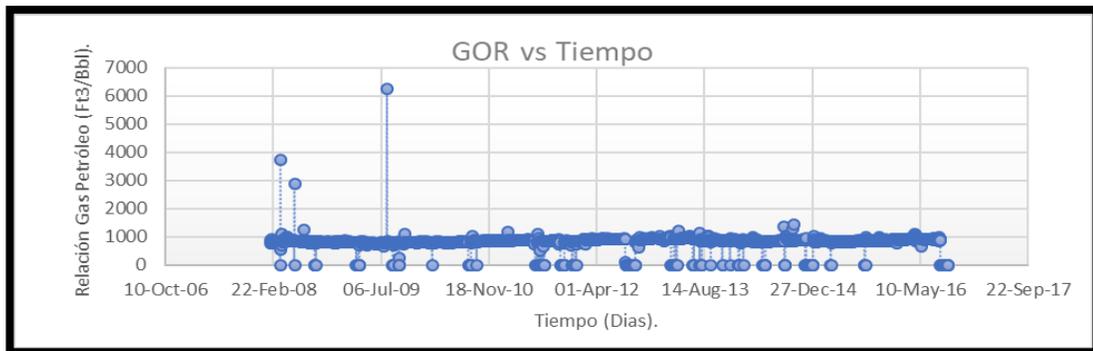


Figura 4.29 Gráfico de la relación gas petróleo (GOR) respecto al tiempo del pozo F-12.

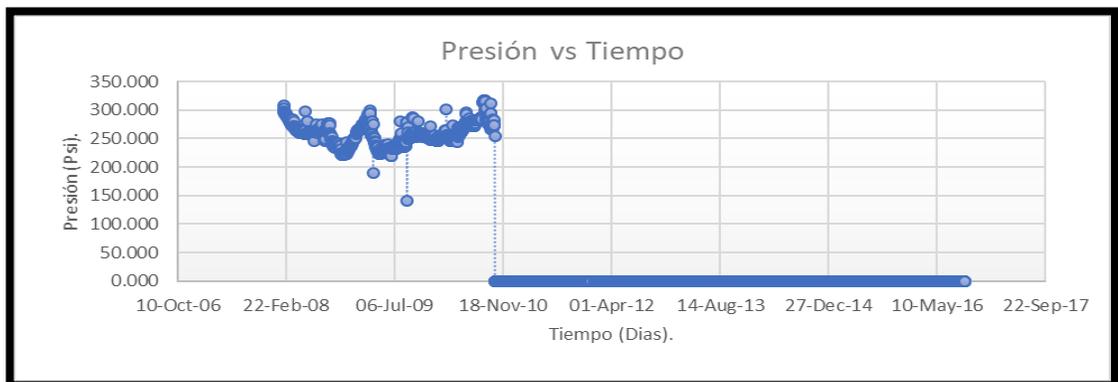


Figura 4.30 Gráfico de la presión (P) respecto al tiempo del pozo F-12.

En la Figura 4.30, se refleja una caída drástica de la presión del yacimiento, pero la misma no ocurrió así en la realidad, sino que la compañía que aportó los datos, no los

reflejo en el documento a partir del mes de noviembre del año 2010. A pesar de esto dicho pozo continuó en funcionamiento hasta su cierre en agosto de 2016.

Cabe destacar, que este pozo también se vio afectado tanto por los pozos perforados en el yacimiento, así como por la inyección de fluidos en las adyacencias de la zona en estudio. Por tal motivo el comportamiento, que se pretendía analizar, no fue posible debido estos efectos descritos.

Por tal motivo, solo analizar la información aportada por la empresa en el archivo Excel no fue suficiente para cumplir con el objetivo planteado.

➤ **Pozo F-11**

Este pozo comenzó su producción el 24 de Julio del 2013 según los archivos de la compañía y concluyo dicha etapa el 17 de septiembre del 2016. El comportamiento de estos pozos, fueron descritos por las gráficas expresadas en las Figuras 4.31, 4.32, 4.33, 4.34, 4.35 y 4.36.

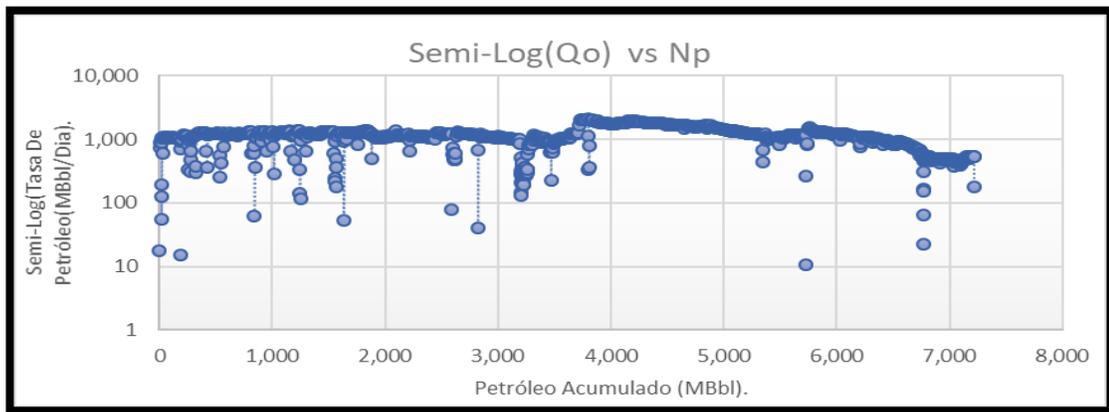


Figura 4.31 Gráfico Semi-Log de la tasa de petróleo (Qo) respecto al acumulado de petróleo (Np) del pozo F-11.

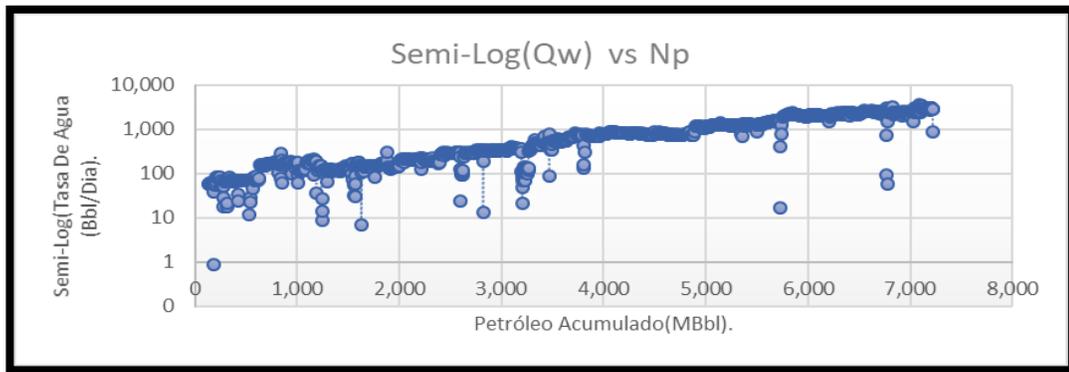


Figura 4.32 Gráfico Semi-Log de la tasa de agua (Q_w) respecto al acumulado de petróleo (N_p) del pozo F-11.

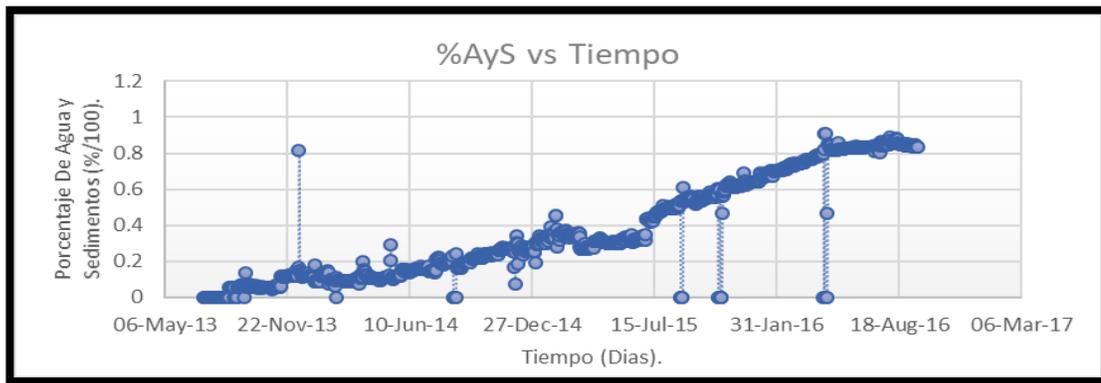


Figura 4.33 Grafico del porcentaje de agua y sedimentos (%AyS) respecto al tiempo del pozo F-11.

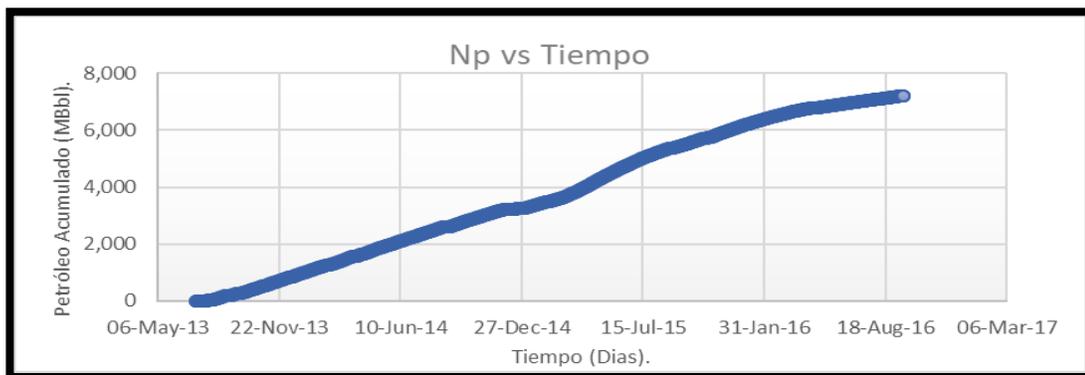


Figura 4.34 Gráfico del petróleo acumulado (N_p) respecto al tiempo del pozo F-11.

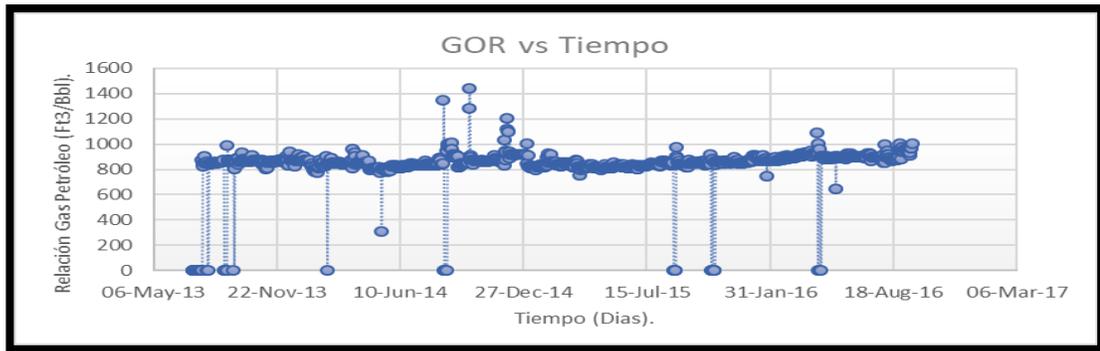


Figura 4.35 Gráfico de la relación gas petróleo (GOR) respecto al tiempo del pozo F-11.

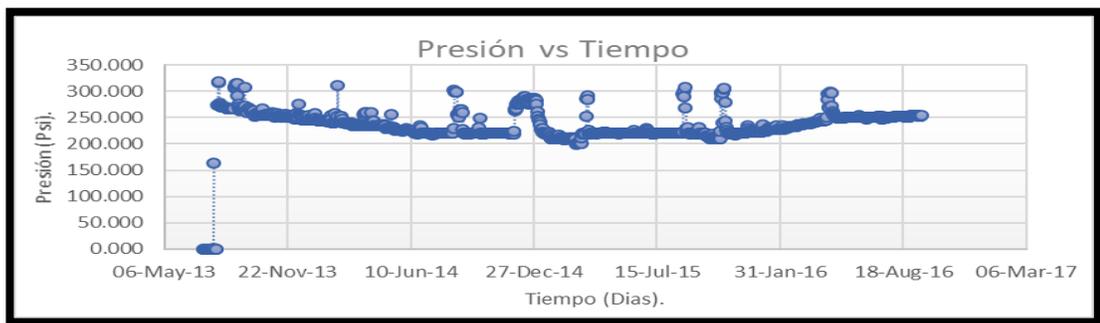


Figura 4.36 Gráfico de la presión (P) respecto al tiempo del pozo F-11.

Debido a su corto tiempo de operación, y con un inicio de 5 años después de que el campo comenzara su proceso de declinación de presión debido a la producción de fluidos. Hace difícil la identificación del mecanismo de producción solo con el archivo que publicó la empresa en su base de datos. Por lo tanto, este pozo fue descartado para tal objetivo.

Finalmente, el análisis mostrado previamente, para cada uno de los pozos, no permitió estimar el mecanismo de empuje como fue propuesto previamente en la metodología, ya que, los pozos propuestos para la etapa de producción fueron afectados por distintos factores. Entre estos, la inyección de agua por parte del pozo F-5 a una etapa temprana de producción. Esto no permitió que el yacimiento

declinara su presión de manera natural, ya que, como es de esperar, el objetivo de los métodos de recuperación secundaria se basa en el mantenimiento de la presión en el yacimiento.

Por tal motivo, el estudio del primer periodo de producción genera incertidumbre en la investigación. Junto a aquella producida por la puesta en marcha de nuevos pozos productores a lo largo de la vida productiva del campo, lo cual no permite observar de manera clara si las variaciones en el comportamiento del yacimiento se deben a su declinación natural o a perforaciones nuevas a lo largo de la estructura.

Al presentar resultados inconclusos a través del análisis de las curvas de producción, se procedió a realizar la simulación para estimar el mecanismo de producción mediante el uso del simulador IMEX.

4.1.1 Simulación del mecanismo de producción (caso Flujo Natural)

Para la simulación del caso bautizado como Flujo Natural, en primer lugar, se procedió a seleccionar aquel pozo que presentara el mayor periodo de producción en el campo, basándose en las fechas expuestas de cada pozo, dentro del archivo Excel denominado “Volve production data”. Luego se generó un caso hipotético en el modelo de simulación, en el cual fueron eliminados todos los pozos (productores e inyectores), a excepción del pozo seleccionado en esta sección.

Esto fue de gran ayuda, ya que, al seleccionar un solo pozo, el comportamiento de este, no se vería afectado por pozos productores ni de pozos inyectores perforados en la zona de estudio, además de, representar de una mejor manera un historial de producción, que fuera resultado del flujo natural de los fluidos hacia superficie.

La Tabla 4.2 muestra los pozos registrados en el archivo “Volve production data” junto a sus fechas de producción (inicio y cierre).

Tabla 4.2 Fechas de operación de los pozos en el campo Volve.

Pozo	Inicio	Cierre	Período
F-5	20 de Abril del 2016	27 de Agosto del 2016	< 1 año
F-14	13 de julio del 2008	14 de julio del 2016	8 años
F-15D	16 de Enero del 2014	7 de Julio del 2016	2 años < x < 3 años
F-1C	22 de abril del 2014	7 de abril del 2016	1 año < x < 2 años
F-12	12 de Febrero del 2008	13 de Agosto del 2016	8 años < x < 9 años
F-11	24 de Julio del 2013	17 de septiembre del 2016	3 años < x < 4 años

A partir del estudio del periodo de producción más largo, el pozo que fue seleccionado para ser introducido en el simulador resulto ser el pozo F-12. Con este, al poseer un periodo de actividad mayor a 8 años, se podrá analizar el efecto del mecanismo de empuje que predomina en el yacimiento sobre la producción, ya que como fue descrito en el marco teórico, estos aportan la energía cuando el desplazamiento de fluidos se debe al flujo natural. Por esta razón, mientras mayor sea el periodo de estudio, mejor será el análisis realizado sobre dicho parámetro en la investigación.

4.1.2 Validación de datos del pozo F-12 cuando los pozos productores e inyectores se encuentran activos dentro del mallado de simulación

Previo a la simulación, se procedió a validar los datos reales que presenta la compañía en el archivo “Volve production data” del pozo F-12. Para esto se utilizó el modelo de simulación completo, con todos los pozos inyectores y productores. Esto fue realizado con el objetivo de verificar si las restricciones o “constraints” que fueron colocados dentro del simulador, para el pozo F-12, presentan las mismas características que el pozo real, pudiendo generar el comportamiento del histórico de producción que tuvo este pozo (F-12) en su etapa productiva, cuando fue influenciado por la actividad de los pozos productores e inyectores perforados a su alrededor.

En las Figuras 4.37, 4.38, 4.39, 4.40 y 4.41, está representado el cotejo histórico de producción para el pozo F-12. Estas gráficas son expresadas en las unidades del sistema internacional de unidades (Petróleo acumulado en m^3 , Presión en kPa y RGP en m^3/m^3) ya que el modelo de simulación fue realizado previamente con base al sistema de unidades métricas, por lo que al introducir los archivos *.fhf, ambos comportamientos fueron graficados, basándose en el mismo sistema de unidades (el del modelo).

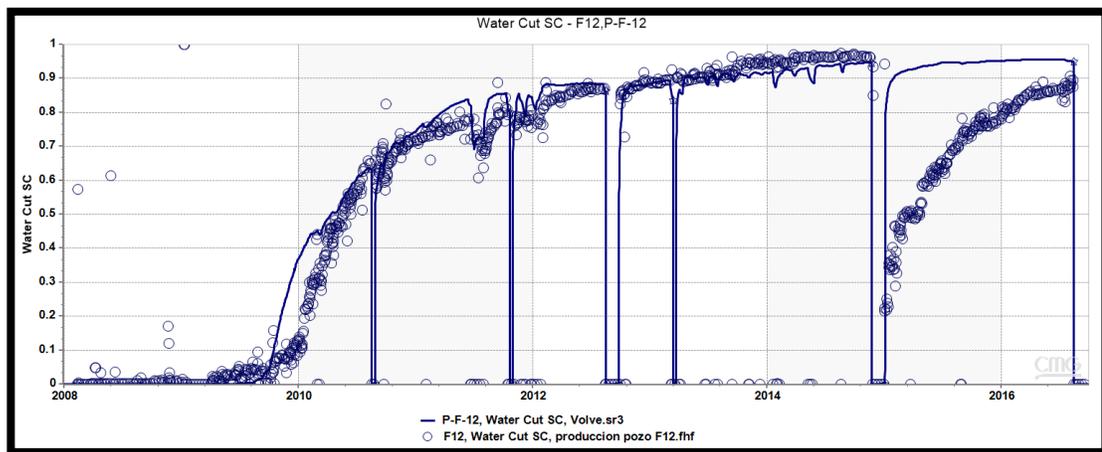


Figura 4.37 Gráfico del corte de agua respecto al tiempo de pozo F-12 (real junto al resultado de la simulación).

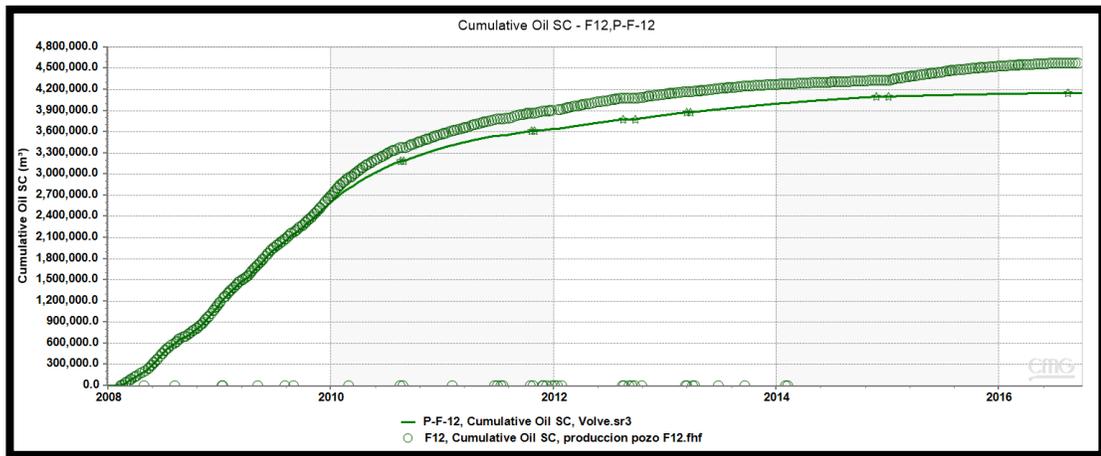


Figura 4.38 Gráfico del petróleo acumulado respecto al tiempo del pozo F-12 (real junto al resultado de la simulación).

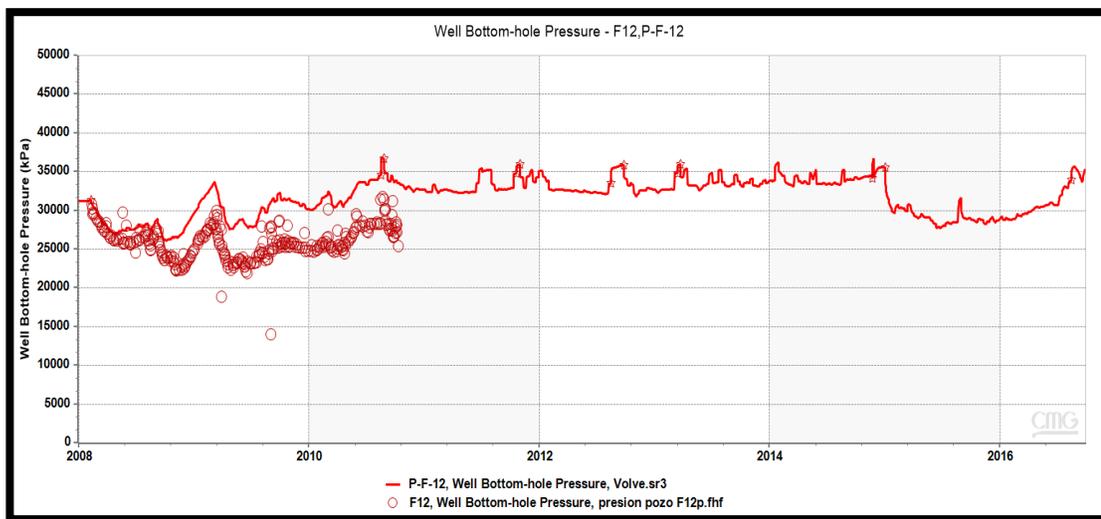


Figura 4.39 Gráfico de la presión respecto al tiempo del pozo F-12 (real junto al resultado de la simulación).

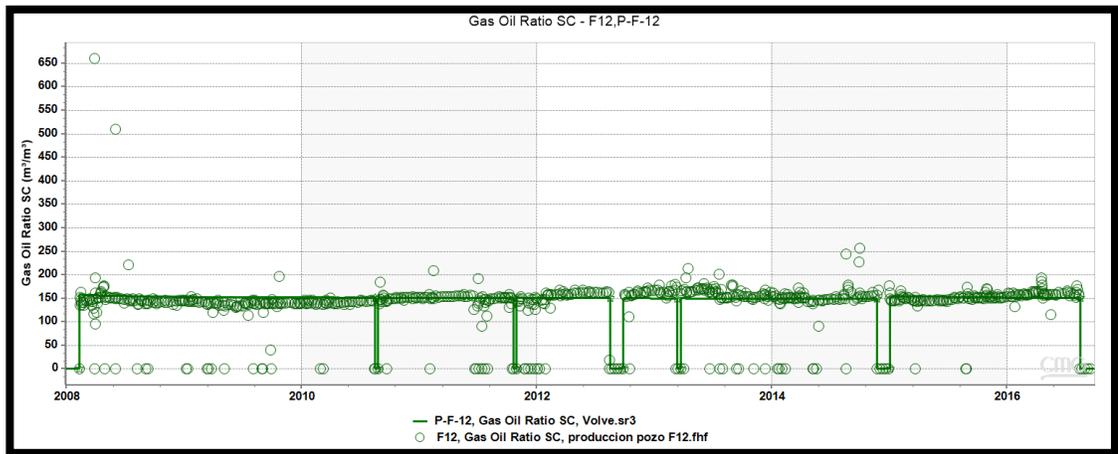


Figura 4.40 Gráfico de la relación gas petróleo respecto al tiempo del pozo F-12 (real junto al resultado de la simulación).

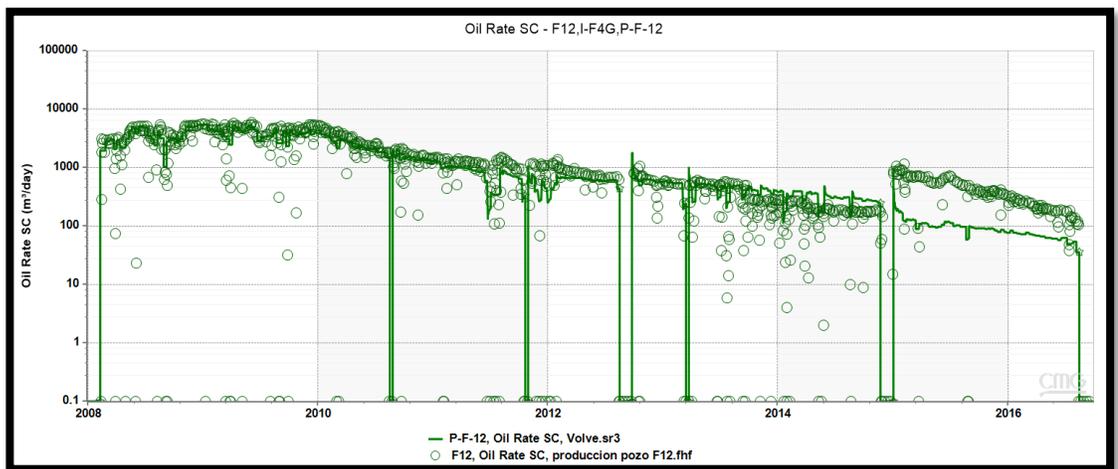


Figura 4.41 Gráfico semi-log de la tasa de petróleo respecto al tiempo del pozo F-12 (real junto al resultado de la simulación).

Es de resaltar que la gráfica de presión respecto al tiempo (Figura 4.39) no pudo ser comparada en su totalidad, ya que en el archivo que agregó la compañía en su base de datos, no aparecen más registros de presión a partir del 12 de octubre del año 2010.

Finalmente, al analizar el cotejo histórico, se puede observar que la tendencia que representó el simulador es relativamente similar a la mostrada por la historia real de producción del pozo F-12, dentro del archivo Excel de la compañía. Por tal motivo, el pozo F12, puede ser utilizado para realizar la estimación del mecanismo de producción mediante la generación de un caso (Flujo Natural), en el que el único pozo perforado dentro del yacimiento, sea este, de manera que la influencia de pozos inyectores o productores, no afecten el comportamiento natural de dicho pozo. Cabe destacar, que se mantienen todas las restricciones o “constraints” y especificaciones originales del pozo, en el modelo utilizado para la generación del caso descrito.

4.1.3 Estimación del mecanismo de producción

Se realizaron una serie de gráficos de análisis de parámetros de producción del pozo F12, derivados del simulador (IMEX) y mostrados en las Figuras 4.42, 4.43, 4.44, 4.45, 4.46, 4.47, 4.48 y 4.49, junto un breve análisis que sirvieron para sustentar y luego inferir el mecanismo de empuje de este yacimiento.

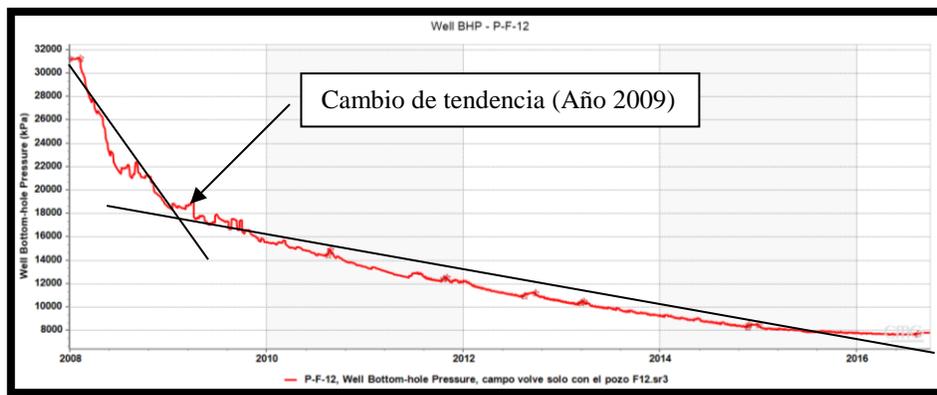


Figura 4.42 Gráfico de la presión respecto al tiempo del pozo F-12.

La Figura 4.42, refleja una caída rápida al comenzar la producción, pero a partir del año 2009, se observa una caída suave y constante, hasta concluir su etapa de producción en el año 2016.



Figura 4.43 Gráfico de la tasa de petróleo respecto al tiempo del pozo F-12.

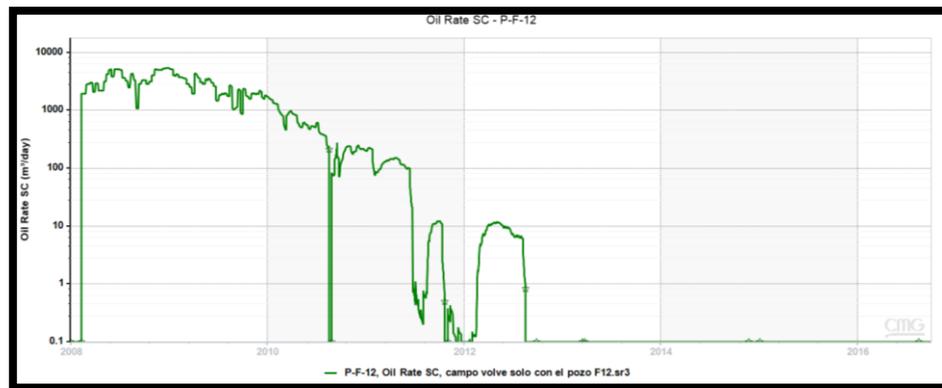


Figura 4.44 Gráfico semi-logarítmico de la tasa de petróleo respecto al tiempo del pozo F-12.

Con respecto a las tasas de petróleo, se realizaron tanto graficas semi-log como gráficas cartesianas, de producción de petróleo versus tiempo, donde en la gráfica semi-log se pudo detallar mejor que la tasa de producción de petróleo refleja una caída constante hasta el año 2013 (aproximadamente), momento en el cual no se volvió a registrar un aumento considerable de la misma hasta el año 2016.



Figura 4.45 Gráfico cartesiano de la tasa de agua respecto al tiempo del pozo F-12.

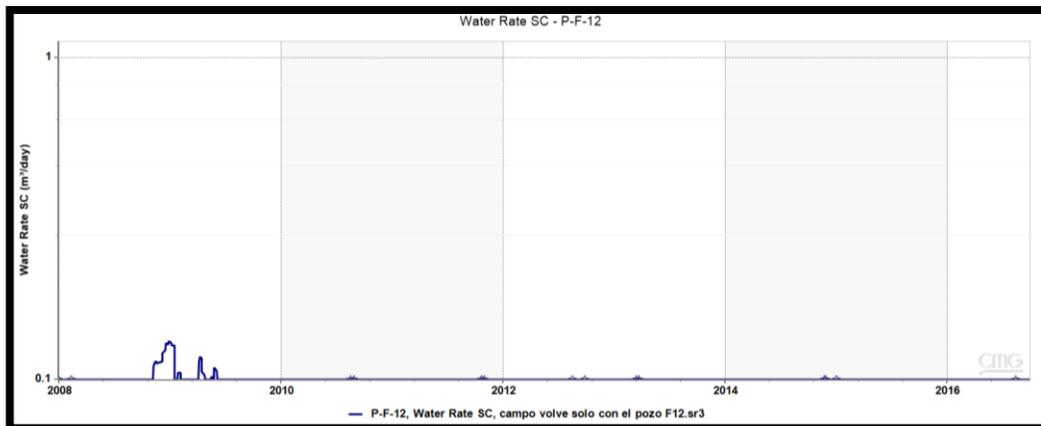


Figura 4.46 Gráfico semi-logarítmico de la tasa de agua respecto al tiempo del pozo F-12.

Al observar la producción de agua registrada por el pozo F-12, se pudo apreciar que esta fue insignificante, en comparación a la producción de petróleo, lo cual permite estimar que la producción de agua no afecto las operaciones de dicho pozo. Cabe destacar, que de esta información se registraron gráficas semi-log y cartesianas de las tasas de producción de agua versus el tiempo.

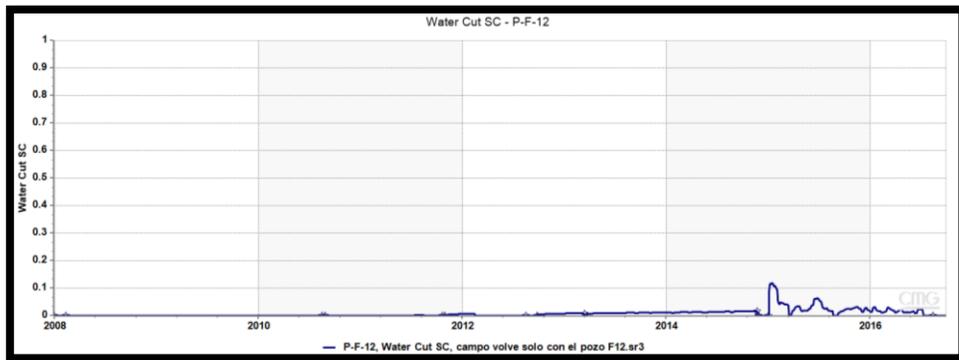


Figura 4.47 Gráfico del corte de agua respecto al tiempo del pozo F-12.

La Figura 4.47, refleja un aumento muy pequeño del corte de agua, llegando a un pico en el año 2015 de 12 % aproximadamente, considerándose así, un corte de agua bajo. Esto se debe a que, en la tasa de total de líquidos producidos por el mismo, existe un mayor porcentaje de agua en comparación a la de petróleo, para ese momento, lo cual resulta en un aumento como en el observado en dicha gráfica.

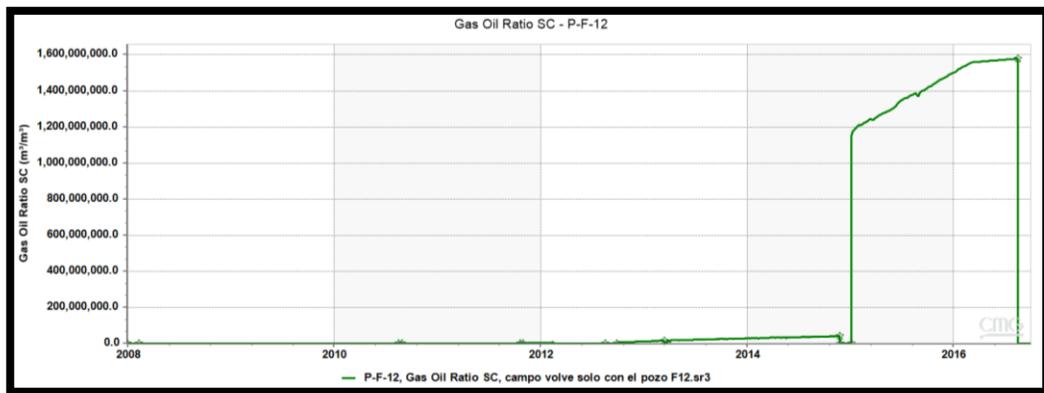


Figura 4.48 Gráfico de la relación gas-petróleo respecto al tiempo del pozo F-12

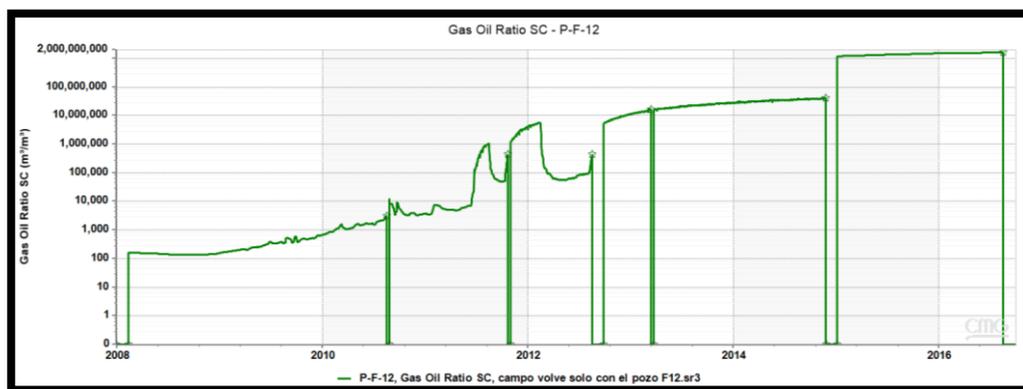


Figura 4.49 Gráfico semi-logarítmico de la relación gas-petróleo respecto al tiempo del pozo F-12

Finalmente, las gráficas que representaban la relación gas-petróleo (RGP) con respecto al tiempo fueron generadas en formato semi-log y formato cartesiano (Figuras 4.48 y 4.49), donde la primera (semi-log) fue la que mejor reflejó el comportamiento de la relación gas-petróleo con respecto al tiempo, donde se mostró baja al inicio, llegando a un tope de manera abrupta, cayendo suave y lentamente hasta el año 2009, momento en el cual, el aumento del RPG comenzó a aumentar de manera progresiva hasta el año 2016. Además, a partir de la simulación se pudo obtener los resultados mostrados en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3 Resultados obtenidos en la simulación del Pozo F-12

Variable	(MMm ³)	(MMbbl)
Producción de Petróleo (Np)	2,34	14,7
POES	17,89	112,5
Factor de Recobro	13 %	

Finalmente, a partir del estudio realizado, se compararon las características del yacimiento observadas en las gráficas previas con respecto a las características sugeridas por Thakur y Satter (1998), donde mencionan el comportamiento de las principales variables en función del mecanismo de producción predominante (Tabla 4.4).

Tabla 4.4 Características generales de los mecanismos de empuje según Thakur y Satter (1998).

Mecanismo	Presión del Yacimiento	RGP	Producción de Agua	Eficiencia
Empuje por agua	Permanece alta. La presión es sensible a las tasas de producción de petróleo, agua y gas	Permanece baja si la presión permanece baja	Aumenta apreciablemente y los pozos buzamiento abajo producen agua temprano	35-80 % Promedio 50 %
Empuje por gas en solución	Declina rápida y continuamente	Primero baja, luego sube a un máximo y cae nuevamente	Ninguna (excepto en yacimientos con alta S_w)	5-35 % Promedio 20 %
Expansión de la roca y los fluidos	Declina rápida y continuamente $P_i > P_b$	Permanece baja y constante	Ninguna (excepto en yacimientos con alta S_w)	1-10% Promedio 3 %
Empuje por capa de gas	Cae suave y continuamente	Aumenta continuamente en pozos buzamiento arriba	Ausente o insignificante	20-40 % Promedio > 25%

Drenaje por gravedad	Declina rápida y continuamente	Permanece baja en pozos buzamiento abajo y alta en pozos buzamiento arriba	Ausente o insignificante	40-80 % Promedio 60%
-----------------------------	--------------------------------	--	--------------------------	-------------------------

En la Tabla 4.5, se muestra el análisis realizado considerando las características que mencionaron Thakur y Satter (1998), marcándose con una “X” para mostrar aquellas características que pudieron observarse a través del análisis realizado previamente.

Tabla 4.5 Comparación de las características de los mecanismos de empuje según Thakur y Satter (1998), con respecto a las características observadas en el caso del pozo F-12.

Mecanismo	Presión del Yacimiento		RGP		Producción de Agua	Eficiencia	
Empuje por agua	Permanece alta. La presión es sensible a las tasas de producción de petróleo, agua y gas	X	Permanece baja si la presión permanece baja		Aumenta apreciablemente y los pozos buzamiento abajo producen agua temprano	35-80 % Promedio 50 %	
Empuje por gas en solución	Declina rápida y continuamente	X	Primero baja, luego sube a un máximo y cae nuevamente	X	Ninguna (excepto en yacimientos con alta Sw)	5-35 % Promedio 20 %	X
Expansión de la roca y los fluidos	Declina rápida y continuamente $P_i > P_b$	X	Permanece baja y constante		Ninguna (excepto en yacimientos con alta Sw)	1-10% Promedio 3 %	

Empuje por capa de gas	Cae suave y continuamente	X	Aumenta continuamente en pozos buzamiento arriba	X	Ausente o insignificante	X	20-40 % Promedio > 25%
Drenaje por gravedad	Declina rápida y continuamente	X	Permanece baja en pozos buzamiento abajo y alta en pozos buzamiento arriba		Ausente o insignificante	X	40-80 % Promedio 60%

Cabe destacar, que el pozo F12 se encuentra ubicado en la zona central del yacimiento por lo que el efecto en los bordes del mismo, no pudieron ser registrados por el pozo propuesto. Para observar tales características, se procedió a analizar el mapa de saturaciones de agua, con el objetivo de identificar si la presencia de un acuífero asociado pudiera haber afectado al comportamiento registrado en el yacimiento. La Figura 4.50, muestra el mapa de saturaciones de agua para el año 2007 y 2016.

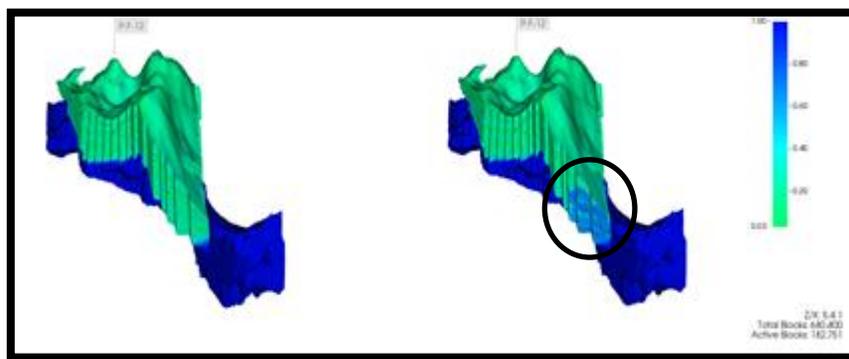


Figura 4.50 Mapa de saturaciones de agua del campo Volve para el año 2007 (Izquierda) y 2016 (Derecha)

Al analizar los mapas de saturación de agua, se observa que el yacimiento presenta un acuífero asociado, además de que en la sección 2.2.11.4, fue mencionada la existencia de este, mediante un CAPO asociado a 10.236 pies por debajo del nivel del mar, el cual, para este caso, presento un desplazamiento hacia zonas menos profundas a lo largo del período en estudio, hasta entrar en contacto con los fluidos acumulados dentro de la roca yacimiento.

Por tal motivo, se añadió una comparación entre el comportamiento general de los mecanismos de producción según Satter y Thakur (1994), y el comportamiento registrado en el campo Volve, para una gráfica de presión con respecto al acumulado de petróleo (Figura 4.51 y 4.52, respectivamente).

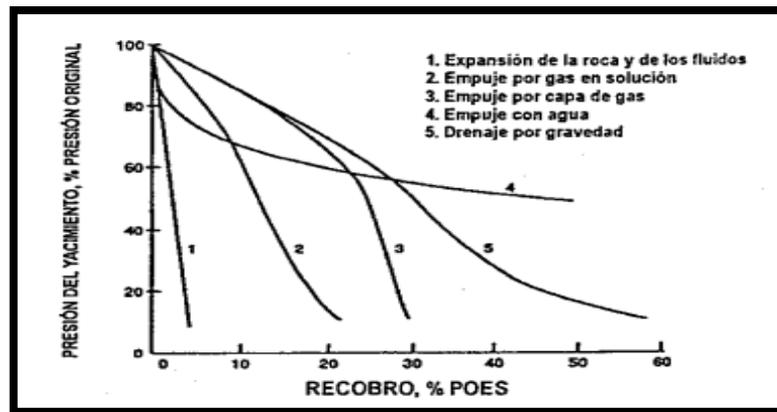


Figura 4.51 Gráfica del comportamiento general de presión respecto al acumulado de petróleo para cada mecanismo de empuje según Satter y Thakur (1994)

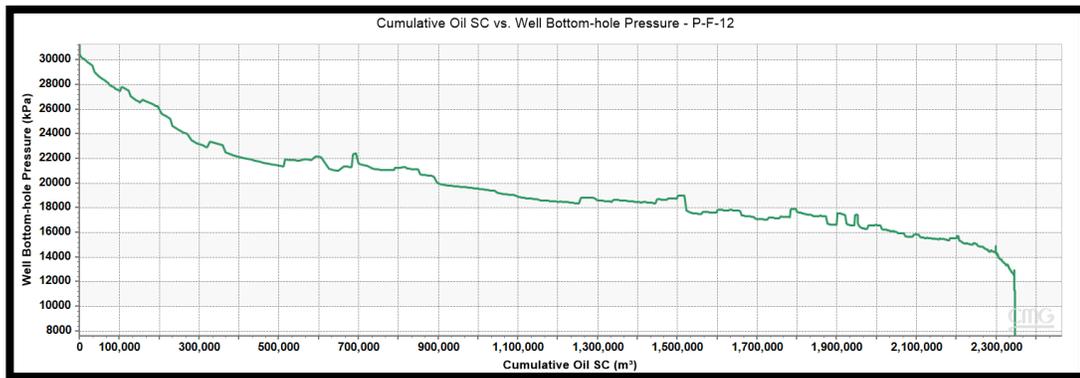


Figura 4.52 Gráfica del comportamiento de presión respecto al acumulado de petróleo (Np) para el campo Volve

Al observar la Figura 4.52, la tendencia de la curva registró una caída de presión muy lenta a medida que ocurría la etapa de producción en el campo, lo cual, al ser comparada con la Figura 4.51, el comportamiento de dicho diagrama fue parecido, en parte, al generado por un empuje de agua. Por lo que se concluye, que el acuífero asociado aportó energía en el desplazamiento de fluidos, de manera natural, hacia superficie.

Además, al correlacionar las características descritas a partir de las gráficas generadas en la simulación, con la Tabla 4.4 y la Figura 4.51, se observó que la energía aportada en la producción, fue debido a tres mecanismos. Al inicio, presentó las características de una producción debido a la liberación de gas en solución, para luego fluir mediante el aporte del mecanismo por capa de gas (Figuras 4.53 y 4.54), hasta concluir su etapa de producción por empuje hidráulico. En la Figura 4.55 se indica las tres etapas observadas por los investigadores.

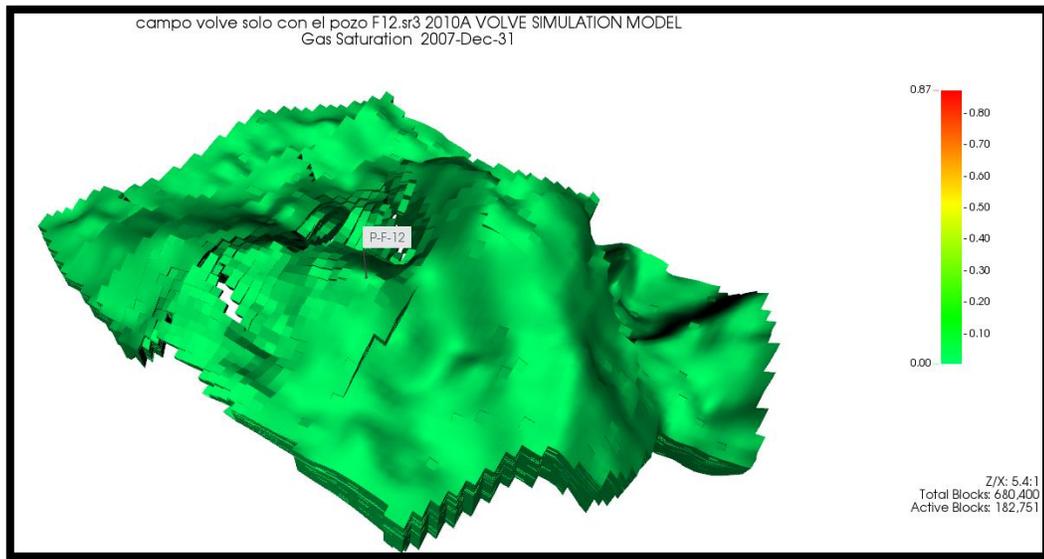


Figura 4.53 Diagrama de saturación de gas del campo Volve (inicio de producción)

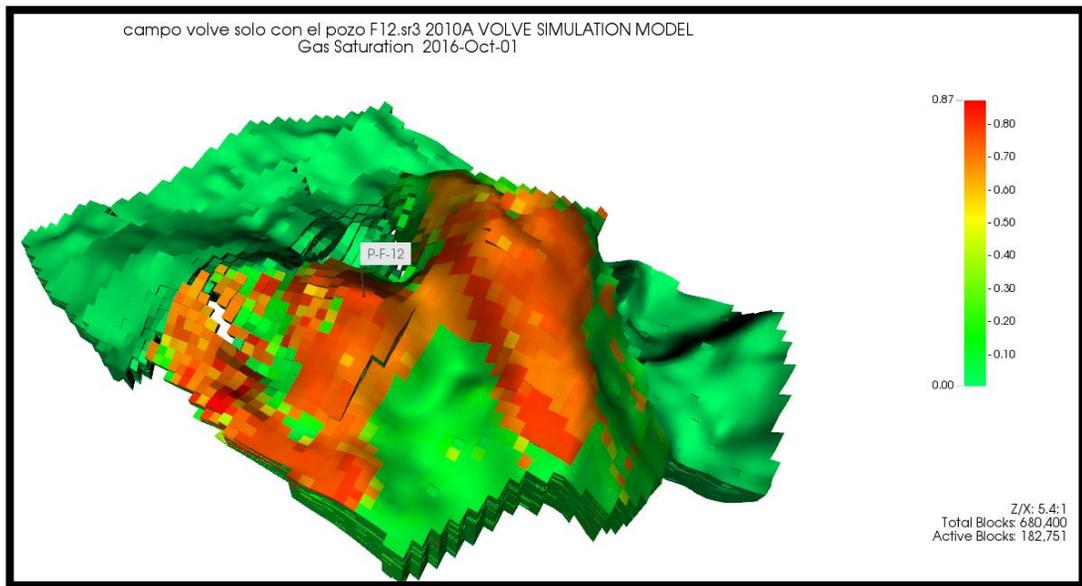


Figura 4.54 Diagrama de saturación de gas del campo Volve (final de producción)

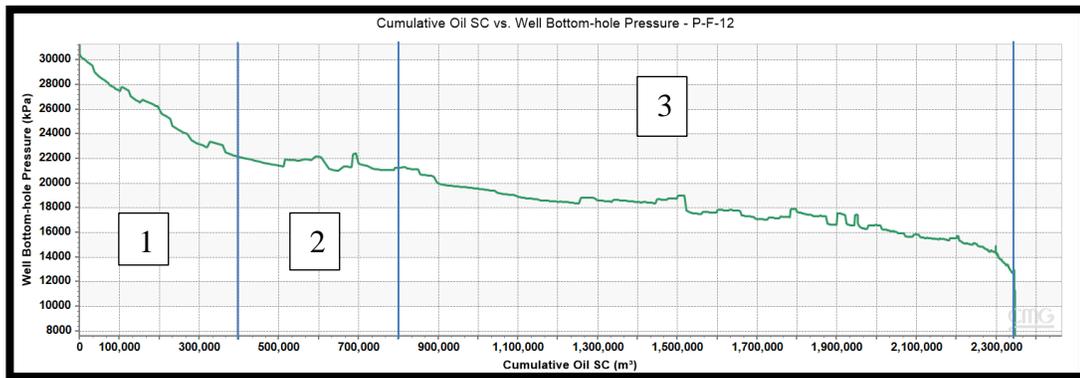


Figura 4.55 Gráfica del comportamiento de presión respecto al acumulado de petróleo (Np) para el campo Volve, donde se observa el aporte de energía por parte del mecanismo de empuje por gas en solución (1), capa de gas (2) y empuje hidráulico (3).

Finalmente, a partir del análisis realizado en esta sección, se estima que los mecanismos de producción que predominan en el yacimiento son:

- Empuje hidráulico
- Empuje por capa de gas secundaria
- Empuje por gas en solución

A continuación, se procederá estudiar las propiedades de la roca y los fluidos, ya que el criterio de diseño para una inyección de surfactantes toma en cuenta, tanto el mecanismo de producción como éstas propiedades, debido a que dependerá que el proyecto se vea favorecido o no (esta explicación se describe en la sección 4.3).

4.2 Propiedades de la roca y los fluidos

Inicialmente, el análisis de las propiedades de la roca y los fluidos, fue el enfoque previo a la simulación de la invasión química (surfactantes). Para el cumplimiento de dicho objetivo, se analizó el modelo del campo, generado en Eclipse (simulador de la compañía francesa Schlumberger) mediante un lector de código de programación, conocido como Notepad⁺⁺. En este se pudo observar las distintas propiedades que los ingenieros introdujeron en el preprocesador, y que les permitió realizar el mallado original del campo Volve del Mar del Norte. Cabe destacar, que parte de esta

información fue consultada en la base de datos de la compañía, en el cual, se encuentran, entre otras cosas, los modelos originales del yacimiento.

A continuación, se presentan dichas características, junto a las gráficas pertinentes que se generaron mediante el uso de hojas de cálculo (Excel).

4.2.1 Curvas de permeabilidades relativas

Las curvas de permeabilidad relativa, son analizadas con el objetivo de verificar la mojabilidad de la roca. Esta propiedad es de gran importancia, ya que la solución química que se pretende estudiar para este proyecto, entre otras cosas, genera un cambio en dicha propiedad, es decir, si la preferencia de la roca es tal, que el fluido mojante es el petróleo, el surfactante perturba dicha propiedad, lo que resultará en que, dependiendo del surfactante y la cantidad que se agregue a la solución, esa tendencia de mojabilidad pueda ser modificada.

En la Figura 4.56, se muestra las curvas de permeabilidad relativa agua/petróleo vs saturación de agua, que fueron usadas en el modelo original (Eclipse).

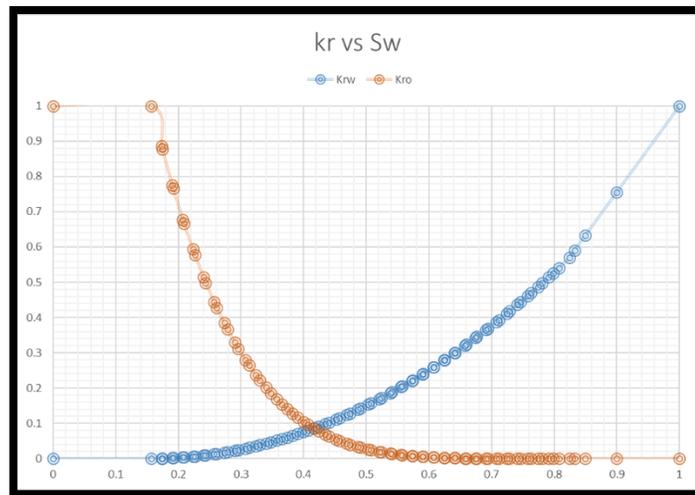


Figura 4.56 Curvas de Permeabilidad Relativa versus saturación de agua

Mediante el uso de dicha grafica se realizó un análisis de las curvas de permeabilidad relativa (K_r) con el fin de conocer el tipo de yacimiento, con base a la mojabilidad de la roca. Estas reflejaron un bajo valor de saturación residual petróleo ($S_{or}=0.176$), una saturación de agua inicial ($S_{wi}= 0.173$), una pendiente más inclinada de la curva de permeabilidad relativa de agua (K_{rw}) con respecto a la curva de permeabilidad de petróleo (K_{ro}), lo cual, al observar las curvas a una saturación de agua (S_w) de 50%, la curva que más se acercaba al eje horizontal, fue la de color naranja (petróleo), determinándose en este caso que el yacimiento está siendo humectado por petróleo, un resultado favorable para la inyección de surfactantes y que podría permitir que en las zonas de interés pueda ser invertida la mojabilidad, facilitando mucho más la movilidad del petróleo (en caso de ser efectiva la inyección).

Cabe destacar, que al utilizar el editor de código en el archivo (*.DATA) del modelo original (Eclipse), se pudo observar que la compañía genero tales curvas a partir de una correlación teórica (Corey). Estas no pudieron ser validadas a través de una correlación, debido a la poca información ofrecida en los reportes de la compañía, o índices que sugirieran un análisis especial de núcleos para la generación de estas curvas. Por tal motivo, solo se pudo verificar su origen, al leer el código del archivo (*.DATA).

4.2.2 Propiedades PVT del petróleo

Para este fluido se determinó que la empresa introdujo dos estudios PVT dentro del modelo original (Eclipse). Estos fueron extraídos de los pozos SR-19, F-12 y F-14 (PVT-1) y del pozo 19A (PVT-2), y distribuidos entre las 13 regiones en las que dividieron el modelo de simulación (esto con el objetivo de recrear un modelo heterogéneo).

4.2.3 Características del petróleo

Entre las características reportadas por la empresa en los años 1993 y 2005, fueron tomadas en consideración para este trabajo de investigación, la gravedad API,

viscosidad y composición de componentes pesados, medianos y livianos del crudo. Estas características se muestran en las Tablas 4.6 y 4.7.

Tabla 4.6 Propiedades del petróleo del campo Volve

Propiedades	Crudo
Gravedad API	27-29 ° API
Viscosidad @ 230 °F	< 3 cp
Bo	< 1,6 bbl/stb

El valor de viscosidad del petróleo fue representado a partir del comportamiento de la viscosidad en los reportes de PVT (Figuras 4.57 y 4.58), donde se pudo observar que a medida que aumenta la presión, la viscosidad del petróleo incrementa para cada una de las curvas Rs, pero sin sobrepasar el valor de 3 cp (para ambos PVT). Esto ocurre, ya que a medida que la muestra presenta mayor gas en solución, la viscosidad es afectada, disminuyéndola y generando un petróleo menos viscoso. Esto se pudo observar mediante el análisis de las curvas generadas con la herramienta “Results” de la compañía CMG (Figura 4.59).

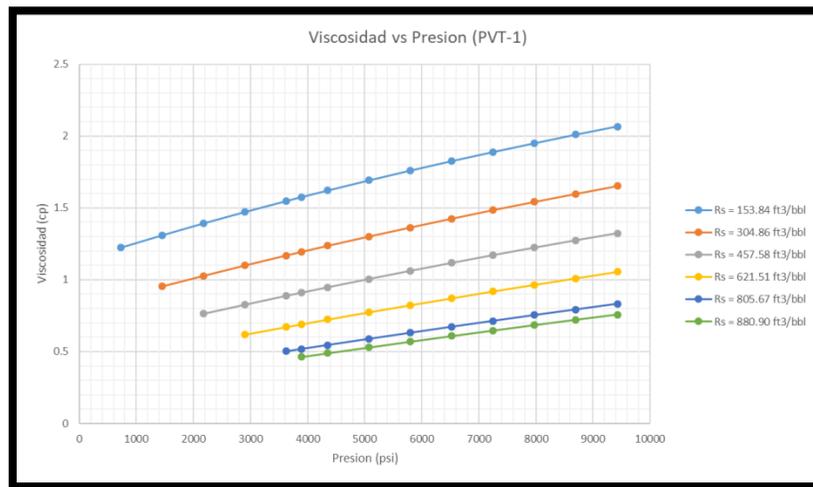


Figura 4.57 Gráfico PVT-1 que representa la variación de viscosidad de petróleo respecto al cambio de presión, para una relación gas petróleo en solución (Rs) de 153,84 SFC/STB, 304,86 SFC/STB, 457,58 SFC/STB, 621,51 SFC/STB, 805,67 SFC/STB y 880,90 SFC/STB.

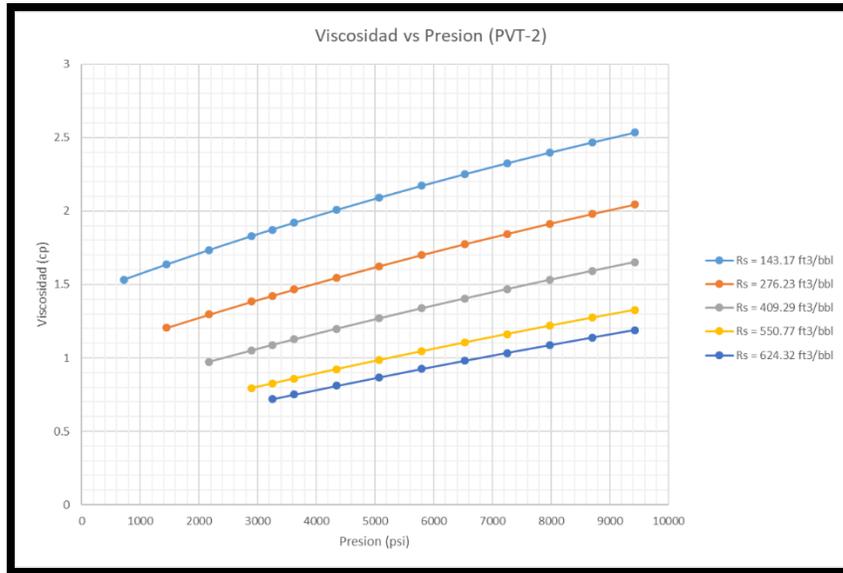


Figura 4.58 Gráfico PVT-2 que representa la variación de viscosidad de petróleo respecto al cambio de presión, para una relación gas petróleo en solución (Rs) de 143,17 SFC/STB, 276,23 SFC/STB, 409,29 SFC/STB, 550,77 SFC/STB, y 624,32 SFC/STB.

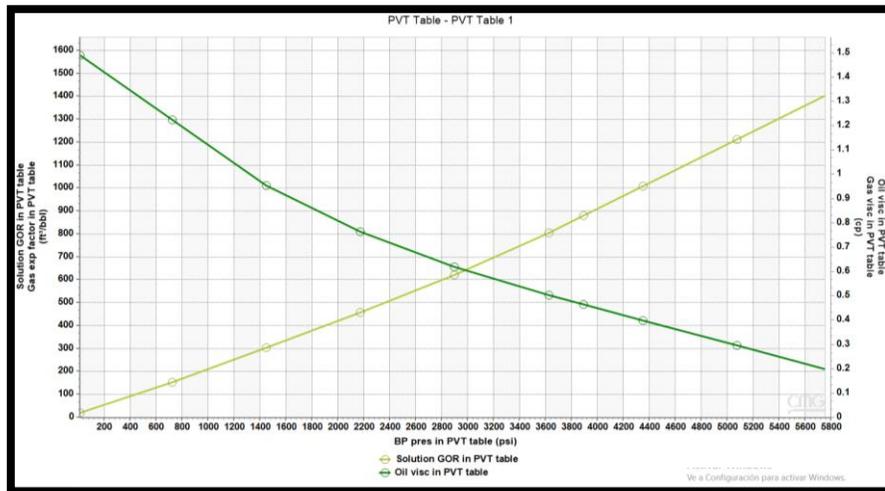


Figura 4.59 Gráfico PVT del modelo de simulación (Relación gas petróleo en solución y viscosidad de petróleo con respecto a la presión).

Tabla 4.7 Composición registrada de la prueba TS-29-06.

Elemento	Porcentaje molar (%)
Metano	0,25
Etano	0,26
Propano	0,96
i-Butano	0,29
n-Butano	1,61
i-Pentano	1,11
n-Pentano	2,18
Hexano	4,46
Heptano	8,36
Octano	8,92
Nonano	6,75
Decano plus	64,86

Con respecto al factor volumétrico de petróleo (B_o), este fue representado a partir de los datos PVT-1 y PVT-2 del modelo original (Eclipse), y de la tendencia observada en las Figuras 4.60 y 4.61. Estos presentan una tendencia creciente a medida que aumenta la R_s , ya que, al presentar mayor gas en solución, el volumen de petróleo en subsuelo será mayor que el volumen de petróleo obtenido en superficie, incrementando el factor volumétrico de petróleo para este caso (esta explicación pudo verificarse en la Figura 4.62, la cual fue obtenida a partir del modelo de simulación en estudio, mediante el uso de la herramienta “Results”).

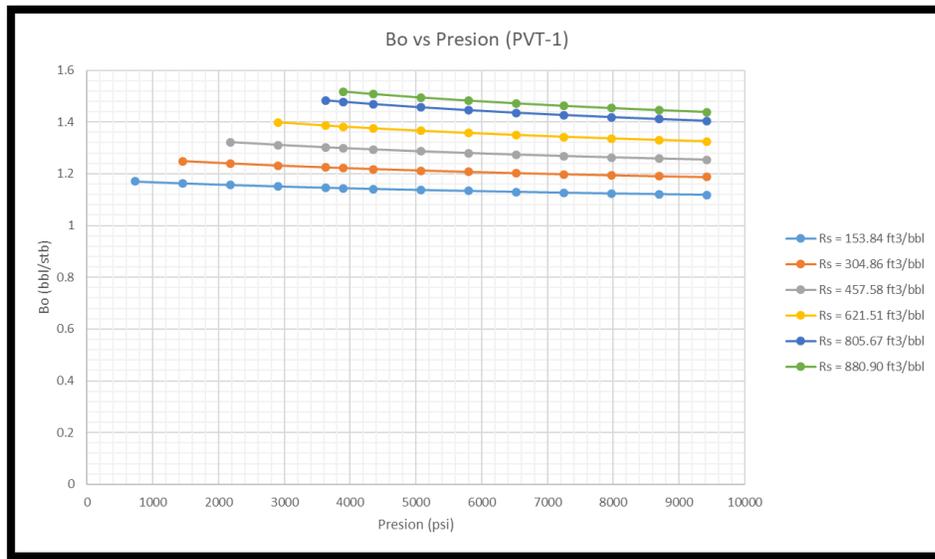


Figura 4.60 Gráfico PVT-1 que representa la variación del factor volumétrico de petróleo (Bo) respecto al cambio de presión, para una relación gas petróleo en solución (Rs) de 153,84 SFC/STB, 304,86 SFC/STB, 457,58 SFC/STB, 621,51 SFC/STB, 805,67 SFC/STB y 880,90 SFC/STB.

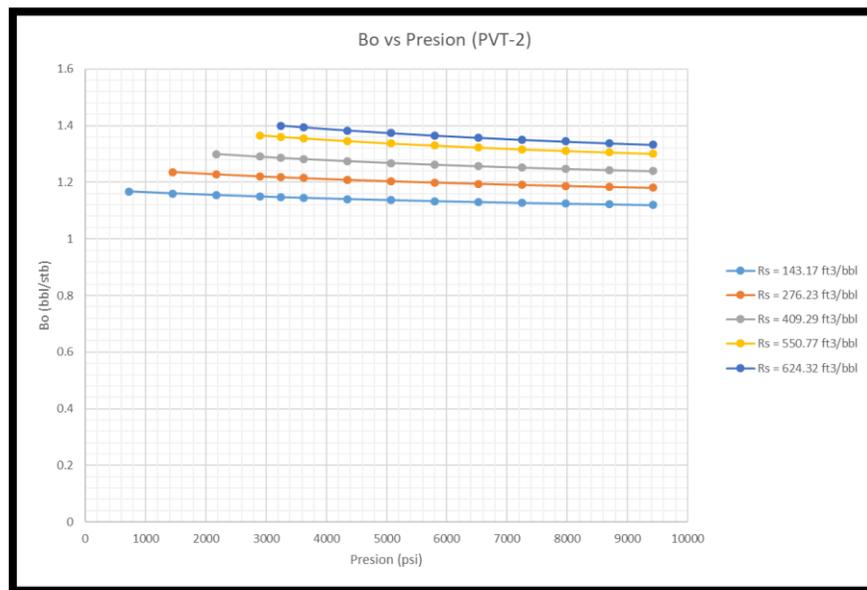


Figura 4.61 Gráfico PVT-2 que representa la variación del factor volumétrico de petróleo (Bo) respecto al cambio de presión, para una relación gas petróleo en solución (Rs) de 143,17 SFC/STB, 276,23 SFC/STB, 409,29 SFC/STB, 550,77 SFC/STB, y 624,32 SFC/STB.

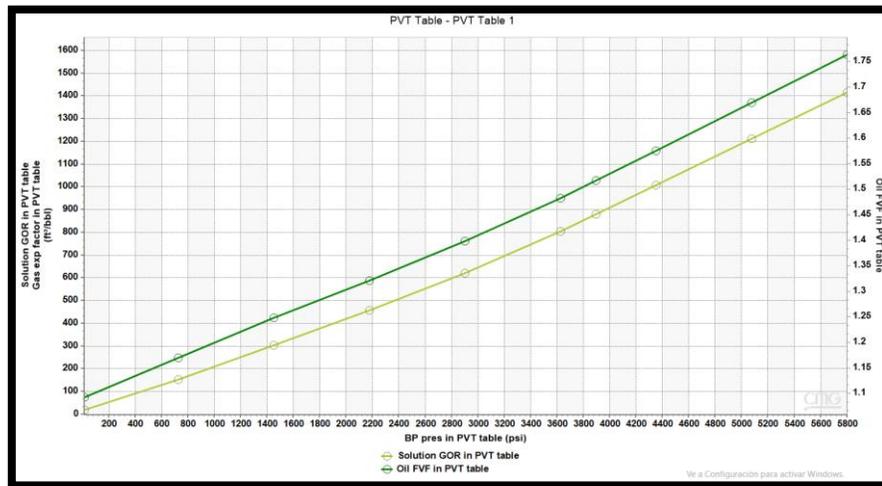


Figura 4.62 Gráfico PVT del modelo de simulación (Relación gas petróleo en solución y factor volumétrico de petróleo (FVF) con respecto a la presión).

Finalmente, mediante los últimos tres gráficos (Figuras 4.60, 4.61 y 4.62), se pudo validar que a partir del Bo registrado ($B_o < 2$ bbl/stb), el petróleo en estudio puede ser clasificado como un petróleo Black-Oil.

4.2.4 Propiedades del agua

Estas propiedades fueron recolectadas del modelo original (Eclipse) pero por falta de información en los reportes, no pudieron ser validadas.

En la Tabla 4.8, se muestran los valores promedio de compresibilidad, viscosidad, presión promedio generada a partir de la presión de referencia indicada para cada uno de los pozos, al momento de registrar las propiedades del agua, y factor volumétrico del agua. Dicho promedio se realizó a partir de los datos reportados en el Anexo A.

Tabla 4.8 Propiedades del agua.

Propiedades del agua	Simulador
Viscosidad (μw)	0,38 cp
Compresibilidad (Cw)	2,18e-06 1/psi
Factor Volumétrico (βw)	1,04 bbl/stb
Presión de referencia promedio (Ref. P)	3.712,11 psi

Finalmente, dentro de los datos introducidos en el modelo, se pudo verificar que la densidad del agua utilizada en el estudio por parte de la compañía fue de 9,19 lpg (libras por galón).

4.2.5 Salinidad del agua

Para la salinidad del agua, se consultó la información que fue introducida en el modelo original junto a los reportes que realizó la empresa en el año 2005, donde, mencionan que las muestras recolectadas en la formación Sleipner Vest, fueron muestras representativas del campo Volve (derivada de correlación). En esta se pudo observar los componentes del agua. En la Tabla 4.9, se muestran dichos parámetros.

Tabla 4.9 Composición del agua referente a la salinidad

Ion	Sleipner Vest
Na (mg/l)	44.620
K (mg/l)	2.740
Mg (mg/l)	1.740
Ca (mg/l)	8.380
Sr (mg/l)	355
Ba (mg/l)	510
Fe (mg/l)	2,5
Cl (mg/l)	92.050
SO₄ (mg/l)	14
HCO₃ (mg/l)	625
Ácidos Orgánicos (mg/l)	191
TDS (mg/l)	151.228

A partir de estos valores se pudo determinar que la salinidad del agua fue de 151.228 ppm, lo cual, al ser comparada con los valores introducidos en el modelo original, no discrepan, teniendo este último un valor de 151.200 ppm.

4.2.6 Características del yacimiento

Según los reportes de la compañía, la formación consiste en arenisca con presencia mínima de arcilla y otras heterogeneidades. Además, de estar dominada por granos de cuarzo. Entre las características más resaltantes tomadas en cuenta para la evaluación de este proyecto, se encontraron las mostradas en la Tabla 4.10.

Tabla 4.10 Características del yacimiento

Propiedades	Yacimiento
Porosidad (ϕ)	21 %
Permeabilidad (k)	310-2.900 mD
Temperatura	230 °F
Profundidad (Tope-Base)	9.022-10.236 ft

Cabe destacar que, en el caso de la permeabilidad, a partir de varias pruebas de núcleos, se determinó que esta propiedad no es homogénea a lo largo del yacimiento, por lo que explica el rango tan extenso reportado en la tabla anterior.

4.3 Criterios de diseño

A partir de los datos registrados previamente en este capítulo, el enfoque consideró evaluar si las características de los fluidos y del yacimiento pueden ser favorables para una aplicación de inyección de surfactantes en el campo Volve. Para esto, se compararon tales valores con el criterio de diseño presentado por Paris de Ferrer (2001) en su libro titulado “Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos” (Tabla 4.11).

Tabla 4.11 Comparación entre el criterio de diseño y las propiedades observadas de la roca y los fluidos en el campo Volve

Criterios de diseño: inyección de Surfactantes		Propiedades del modelo
Petróleo		
Viscosidad	< 30 cp a condiciones de yacimiento	< 3 cp
Gravedad API	>25 ° API	27-29 ° API
Composición	Livianos intermedios son deseables	Hay presencia de componentes livianos intermedios

Yacimiento		
Temperatura	< 175 °F	230 °F
Saturación de petróleo	> 30 %	-
Permeabilidad	>20 mD	310-2.900 mD
Espesor Neto	>10 ft	-
Profundidad	> 8000 ft	> 9.022 ft
Agua		
< 5000 ppm de calcio y magnesio (se requiere pre-lavado)		9.480 ppm
< 100.000 ppm de sólidos totales disueltos (se requiere pre-lavado)		151.200 ppm
Agua suave de baja salinidad, debe estar disponible para un tapón de limpieza		-
Litología		
Solamente arenisca, con bajo contenido de arcillas, sin yeso ni anhidrita		Arenisca con presencia mínima de arcilla u otras heterogeneidades

Al analizar dicha tabla, se observa que la mayoría de los parámetros se encuentran en el rango establecido por el criterio de diseño, a excepción de la salinidad del agua y la temperatura del yacimiento. En el caso de la primera, podría ser un problema al evaluar económicamente el proyecto, ya que esto aumentaría los costos, debido a la necesidad de instalaciones para tratar el agua disponible cerca de la zona en estudio. Además, la temperatura del yacimiento podría afectar al tipo de surfactantes a utilizar, porque puede degradarlo, ocasionando la pérdida de alguna de sus cualidades, y eventualmente, la efectividad del método.

Cabe destacar, que al haber analizado el mecanismo de empuje del yacimiento y haber descubierto la presencia de una capa de gas secundaria, esta pudiera afectar de

manera desfavorable la inyección de surfactantes (dependiendo del tamaño de la misma con respecto al yacimiento).

Finalmente, todos estos factores deben tomarse en cuenta al analizar los resultados obtenidos en la simulación del proyecto de inyección de surfactantes a aplicarse en la zona en estudio, de manera que pueda explicarse el comportamiento del proyecto.

4.4 Herramienta de simulación seleccionada

Previamente a la simulación, se realizó un análisis de distintas investigaciones, con el objetivo de seleccionar la herramienta que mejor representara el comportamiento de la inyección, y que además pudiera ajustarse, con la menor incertidumbre posible, al yacimiento propuesto.

A medida que se recopiló información pertinente a la invasión química y trabajos de investigación previos, se pudo observar que, en aquellos, donde la herramienta fue aportada por la compañía canadiense CMG, la tendencia de selección, fue en su gran mayoría, STARS.

Esto fue de gran importancia, ya que aportó gran conocimiento sobre cómo utilizarla, mediante el aporte de los distintos algoritmos que fueron usados por los científicos, y las distintas propiedades que necesitaba la misma para poder procesar y generar los resultados necesarios en una corrida. Este fue el caso de una tesis especial de grado presentada por la Universidad Autónoma de México, donde mencionan algunas características de la herramienta referentes a la inyección química, así como papers consultados en la base de datos de OnePetro, en los cuales se usó STARS, lo que permitió obtener los panoramas con respecto a la herramienta a utilizar.

Sin embargo, se presentaron algunas limitaciones con el modelo de estudio debido a la incongruencia que se presentó entre los “keywords” y códigos al momento de realizar la conversión del modelo (IMEX a STARS), los cuales generaron problemas, planteándose como una solución, la realización del caso de inyección de surfactantes, mediante el uso de los dos (2) simuladores:

- **Con STARS:** a través del uso de un estudio de núcleos, donde se observaron el comportamiento de la tensión interfacial, los efectos de la temperatura en la solución química y la variación de la saturación residual de petróleo, luego de aplicar este tipo de procesos en la roca en estudio.
- **Con IMEX:** para observar el comportamiento de la producción dentro del campo.

Aunque este último no es usado para la estimación de inyección de surfactantes, las recomendaciones de expertos en el área de simulación, para resolver las limitantes descritas en esta sección, permitieron comprender que las nuevas funcionalidades del simulador, incluidas en su versión 2019, pueden ser aprovechadas para la estimación de proyectos, donde las curvas de permeabilidad relativas son afectadas, como resultado de la invasión químicas dentro de la roca.

Este proceso es usado de la misma forma en la herramienta **STARS**, donde la estimación es apoyada (junto a otras variables) en tres (3) curvas de interpolación que son generadas, y relacionadas con cada curva de permeabilidad relativa existente en el modelo, lo cual permite representar aquellos cambios, como la variación de mojabilidad, en cada uno de los bloques que conforman el mallado de simulación.

En el caso del simulador **IMEX**, la opción de interpolación de curvas de permeabilidad relativas (*INTCOMP), puede ser incluidas en el archivo .DAT, con la herramienta de código “**cEdit**” de la compañía CMG.

Finalmente, este comportamiento puede ser representado, pero con algunas limitaciones, ya que el **IMEX**, al ser una herramienta que no toma en cuenta reacciones químicas, ni el cambio de la tensión interfacial, solo puede estimar el comportamiento tomando en cuenta esta variación en las curvas de K_r vs S_w . Al momento de representar el caso de inyección de surfactantes, se usaron aquellas características que permitieran obtener un comportamiento similar al obtenido en

STARS, como resultado del análisis de núcleos mencionados previamente, y que pueda reducir el nivel de incertidumbre, al utilizar esta metodología en el estudio.

A partir de esta selección, se procedió a evaluar el comportamiento de producción de cada uno de los casos planteados.

4.5 Evaluación de la efectividad del proyecto

En esta sección, se planteó la generación de casos de estudio, los cuales una vez evaluados, se compararon con el objetivo de determinar que método fuese el más efectivo para mejorar la producción en la zona de estudio. Cabe destacar que, para los dos primeros casos, las simulaciones realizadas fueron hechas solamente usando el simulador **IMEX** de la empresa canadiense CMG, ya que al sólo evaluar pozos productores y en otros casos pozos productores y pozos inyectores de agua, la herramienta cumplía con lo necesario para realizar la evaluación. Esta decisión fue tomada al consultar la página web de la compañía CMG, donde especifican que dicha herramienta es utilizada para modelar métodos de recuperación primaria y secundaria en yacimientos convencionales y no convencionales, junto a la tendencia de su uso en otros proyectos. En la Figura 4.63, se muestra el mallado analizado en cada uno de los casos propuestos en la metodología.

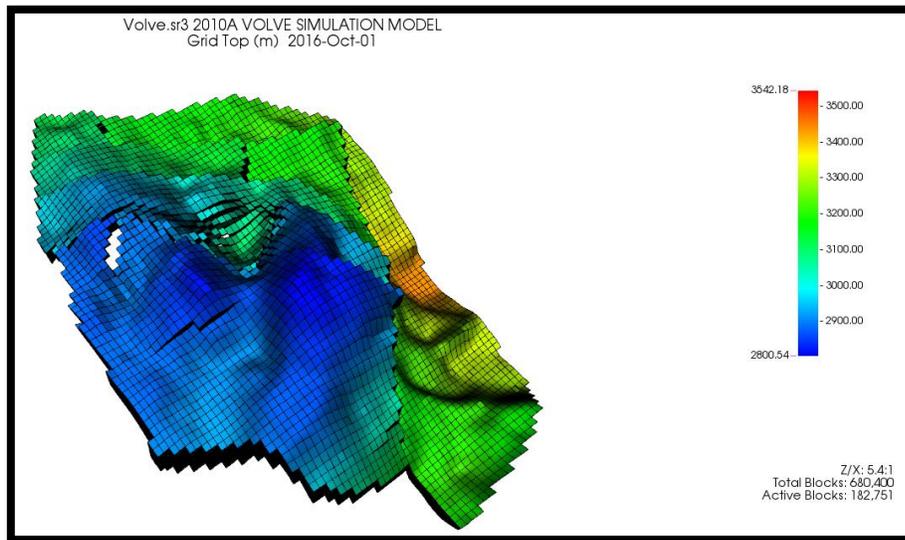


Figura 4.63 Mallado del modelo de simulación del campo Volve

A continuación, los resultados obtenidos que permitieron representar el comportamiento del yacimiento para caso planteado, a partir de la presentación de gráficas pertinentes:

4.5.1 Caso Base

El caso base fue generado tomando el modelo original en formato **IMEX**, y eliminando los tres pozos inyectoros de agua especificados por la compañía. Esto permitió obtener el comportamiento del yacimiento producido por el efecto natural de la variación de energía, junto al efecto de los siete pozos productores que fueron perforados originalmente a lo largo de la vida productiva del yacimiento. Cabe destacar, que el pozo inyector de agua (F-5) cumplió la función de pozo productor, a partir de abril del año 2016, por lo que este período fue tomado en cuenta para el estudio del caso base. Esto generó una idea de cómo hubiera sido la producción en la zona de estudio, sin la aplicación de un método de recuperación secundario o terciario, dando un punto de partida para la evaluación de los otros casos planteados en esta investigación. En la Figura 4.64, se muestra el mallado utilizado para esta sección.

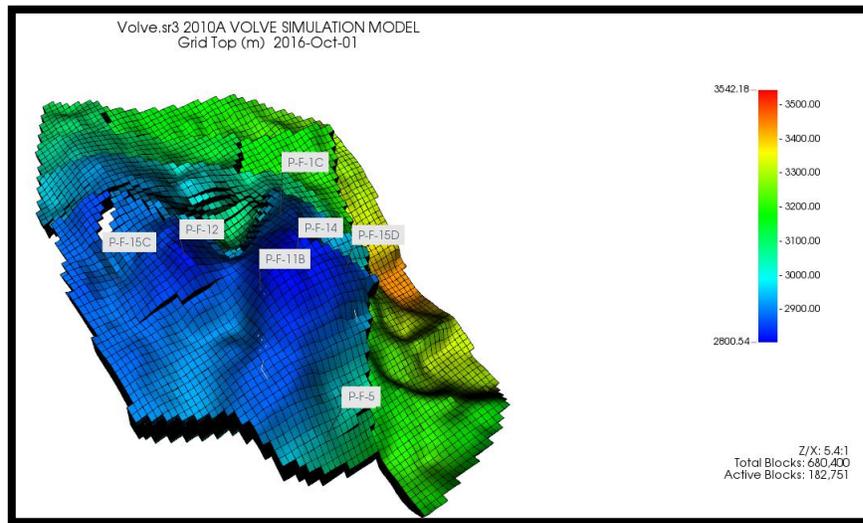


Figura 4.64 Distribución de pozos productores para el estudio del caso base

En primer lugar, fueron evaluadas las gráficas de tasa de petróleo y tasa de líquido con tiempo (Figuras 4.65 y 4.66), ya que su comportamiento es similar. En estas se pudo observar que, a mediados del año 2008, las tasas de producción de petróleo y de líquido fueron incrementando hasta llegar a un pico de $4.700 \text{ m}^3/\text{día}$ ($29.563 \text{ bbl}/\text{día}$), para luego experimentar un descenso hasta el año 2010, con una producción diaria de $100 \text{ m}^3/\text{día}$ ($629 \text{ bbl}/\text{día}$) aproximadamente, lo cual se mantuvo hasta mediados de 2016, donde hubo un aumento como resultado de la perforación de un nuevo pozo productor en la estructura.

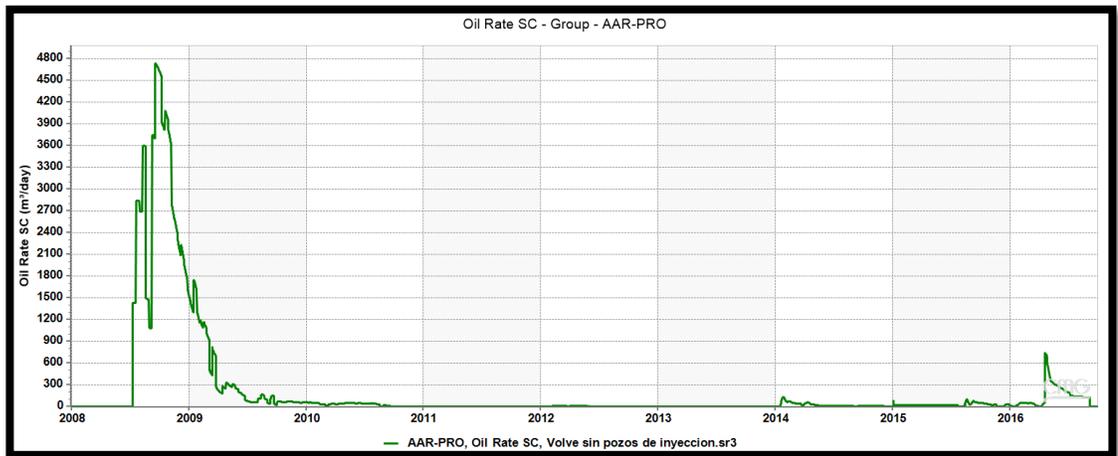


Figura 4.65 Comportamiento de la tasa de petróleo con respecto al tiempo del campo (Caso base)

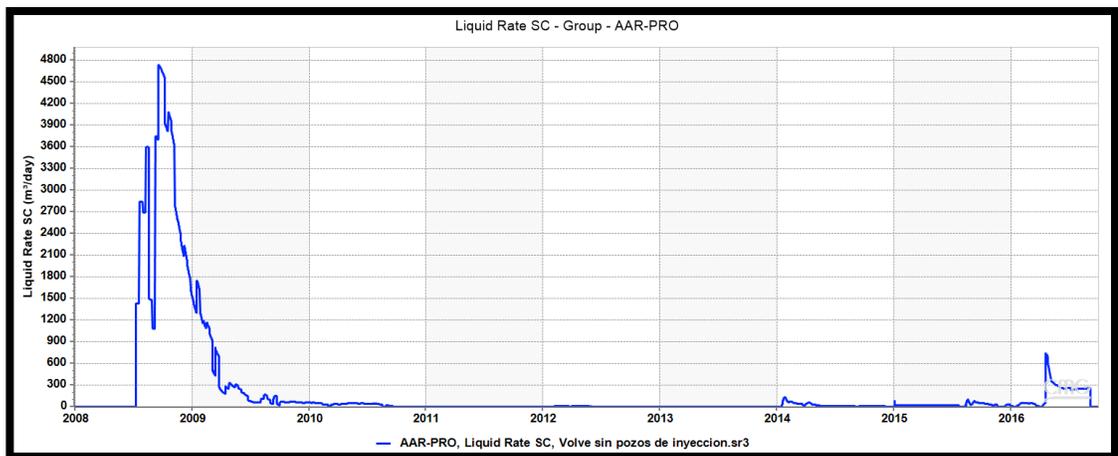


Figura 4.66 Comportamiento de la tasa de líquido con respecto al tiempo del campo (Caso base)

El corte de agua (Figura 4.67) observado en el yacimiento fue bajo a lo largo de la vida productiva del campo (menor al 5 %), pero se observó un aumento considerable al final de la producción, llegando a presentar un corte de agua del 50% aproximadamente, lo cual indica que la zona de transición y el acuífero asociado al yacimiento, entró en contacto con alguno de los pozos perforados en la formación, otorgando condiciones desfavorables en la producción. Dicho análisis fue realizado ya que, al observar el comportamiento de las gráficas a mediados del año 2016, un

aumento en la tasa de petróleo y un aumento del corte de agua en la producción generado en simultáneo, pudo ser debido a la perforación de pozos productores entre los años 2015 y 2016.

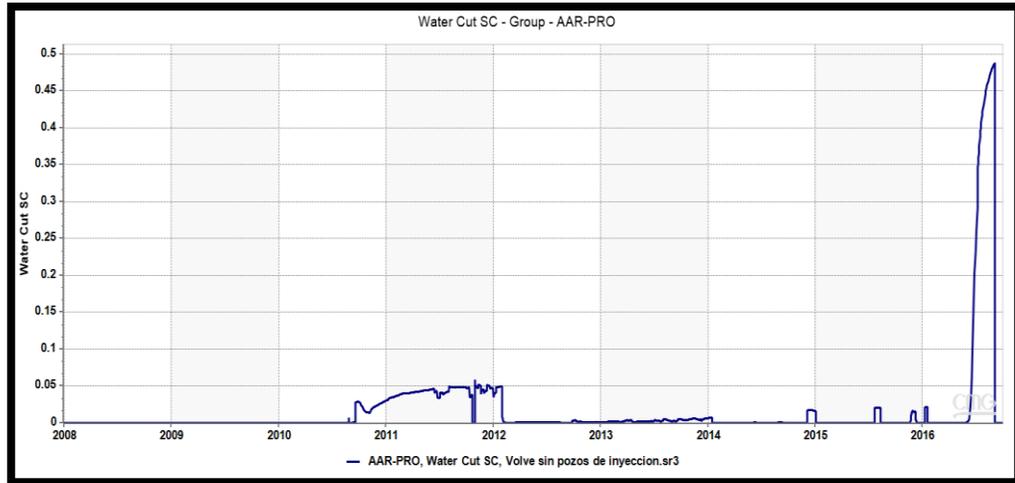


Figura 4.67 Comportamiento del corte de agua con respecto al tiempo del campo (Caso base)

Con respecto a la caída de presión (Figura 4.68), se pudo observar que la declinación de la presión fue continua y constante hasta el final de la vida productiva del campo, lo cual es de esperar en un yacimiento donde solo fueron perforados pozos productores y del cual, su producción se debe a la variación de energía registrada en el mismo. Esto permitió obtener una producción total de petróleo de 2.800.000 m³ (17,6 MMbbl) aproximadamente, la cual es mostrada en la Figura 4.69.

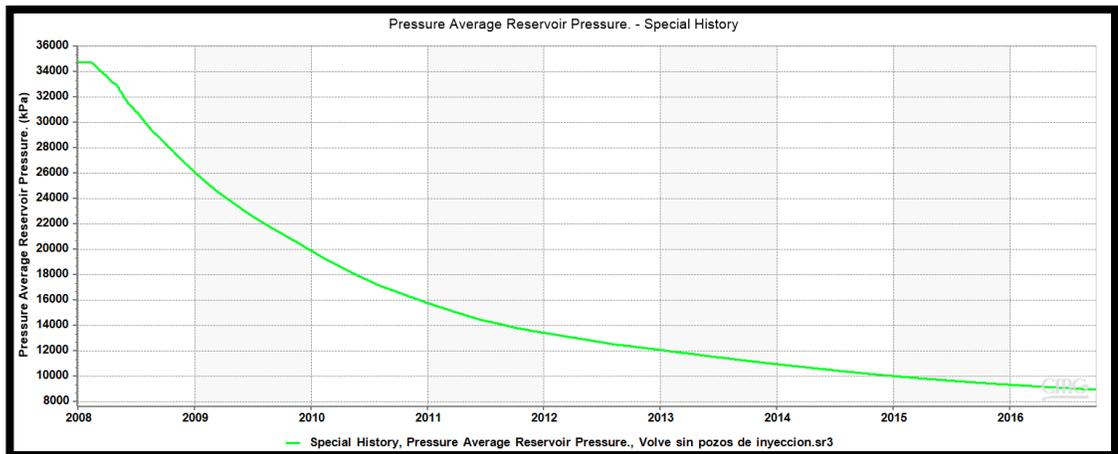


Figura 4.68 Comportamiento de la presión con respecto al tiempo del campo (Caso base). Además, la Figura 4.69 refleja un aumento considerable en la producción de petróleo, que comienza en el periodo comprendido entre los años 2013 y 2014, lo cual se debe al agregado de nuevos pozos productores en la zona en estudio. Este es el caso del pozo F-11, ya que fue perforado en julio del año 2013, en conjunto a los pozos F-15D, F-1C y F-5, puestos en marcha en enero y abril del 2014, y abril del 2016, respectivamente.

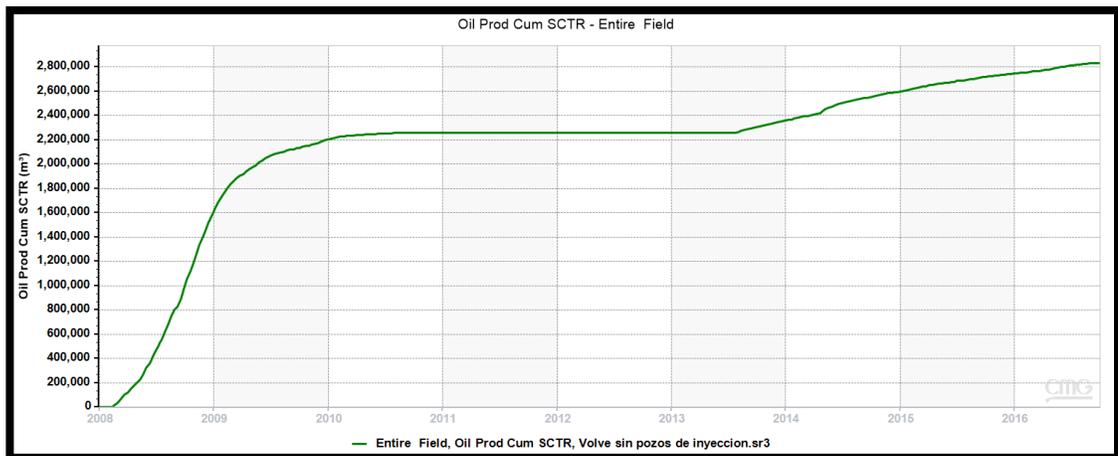


Figura 4.69 Comportamiento del volumen de petróleo acumulado con respecto al tiempo del campo (Caso base).

Finalmente, los mapas de saturación de petróleo y mapa de presiones fueron realizados con el objetivo de identificar aquellas zonas donde permanecieron acumulaciones de petróleo no aprovechadas luego de concluir las operaciones en el año 2016, permitiendo así observar que tan efectiva fue la producción primaria en la zona de estudio. Estos mapas pueden consultarse en las Figuras 4.70, 4.71, 4.72 y 4.73.

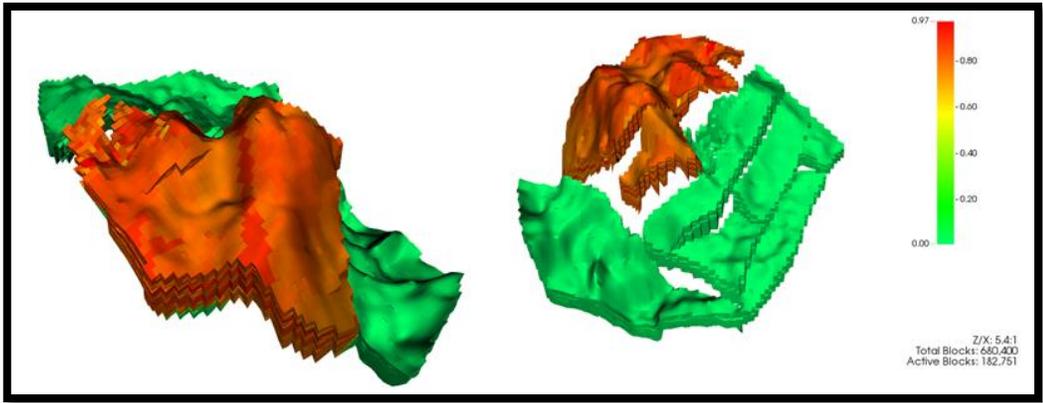


Figura 4.70 Mapa de saturaciones del campo Volve para el año 2007

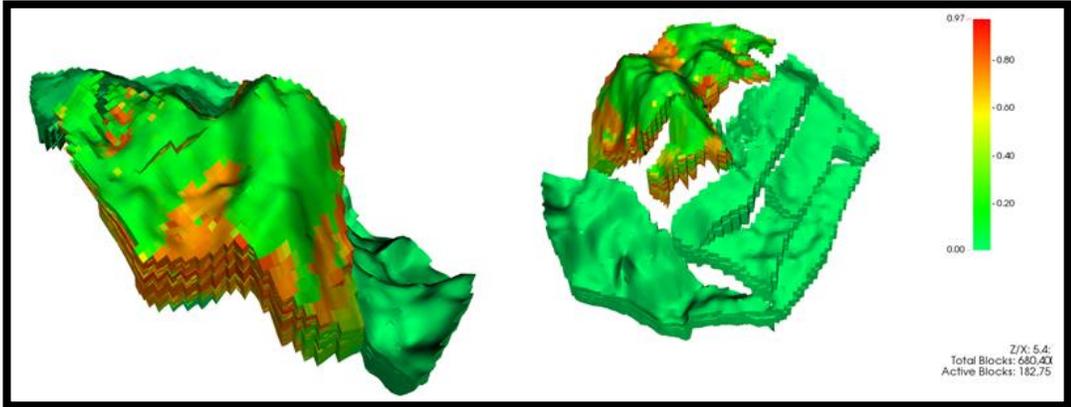


Figura 4.71 Mapa de saturaciones del campo Volve para el año 2016

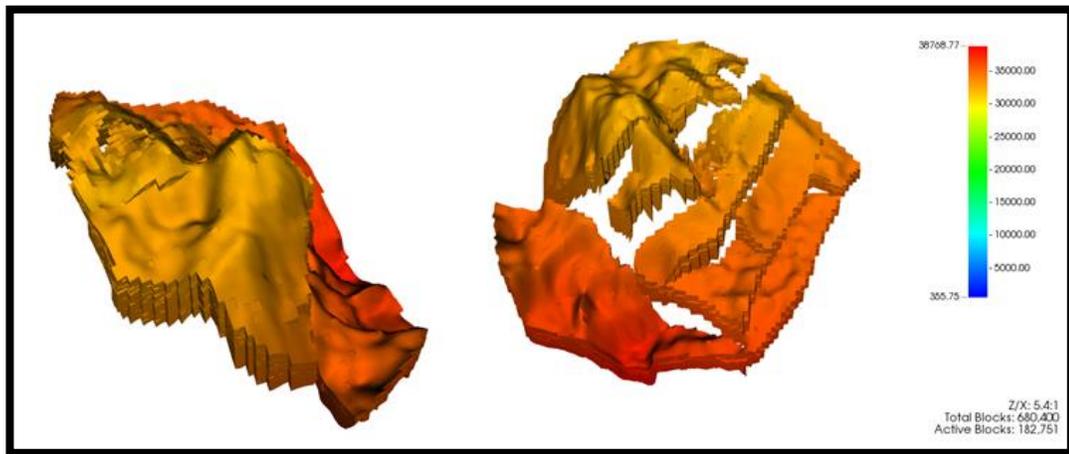


Figura 4.72 Mapa de presiones del campo Volve para el año 2007

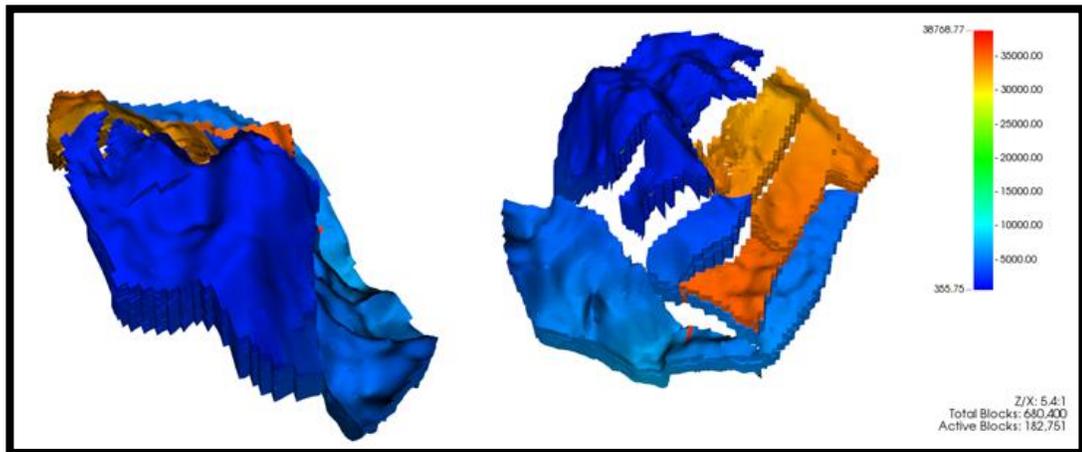


Figura 4.73 Mapa de presiones del campo Volve para el año 2016

4.5.2 Inyección de agua

Para el caso denominado con el nombre de inyección de agua, se propuso un estudio del modelo con los pozos productores e inyectores que la compañía propuso inicialmente en el campo, es decir, aquellos que generaron los datos de producción históricos del campo Volve del Mar del Norte, sin ninguna modificación. En la Figura 4.74 se muestra el mallado junto a la distribución de pozos para este caso de estudio.

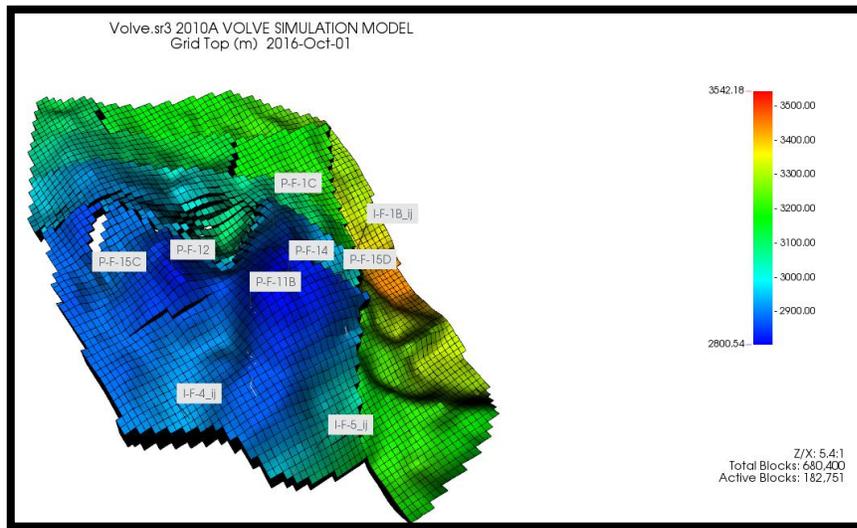


Figura 4.74 Distribución de pozos inyectoros y productores para el estudio del caso denominado como “Inyección de agua”

A continuación (Figuras 4.75, 4.76, 4.77, 4.78 y 4.79), se muestran una serie de gráficas, junto a una breve descripción de comportamientos puntuales para cada una de estas.

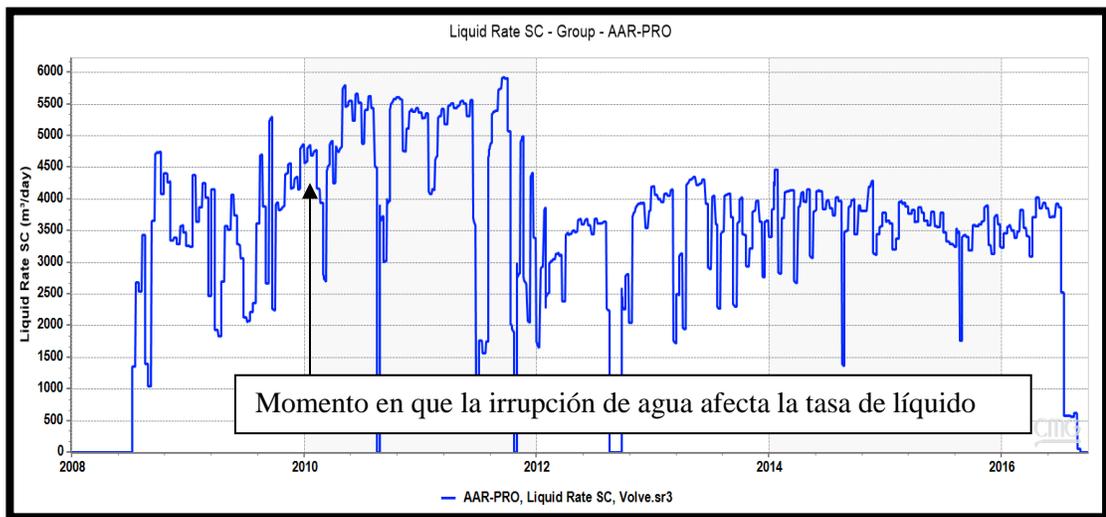


Figura 4.75 Comportamiento de la tasa de líquido con respecto al tiempo del campo (Inyección de agua)



Figura 4.76 Comportamiento de la tasa de petróleo con respecto al tiempo del campo (Inyección de agua).

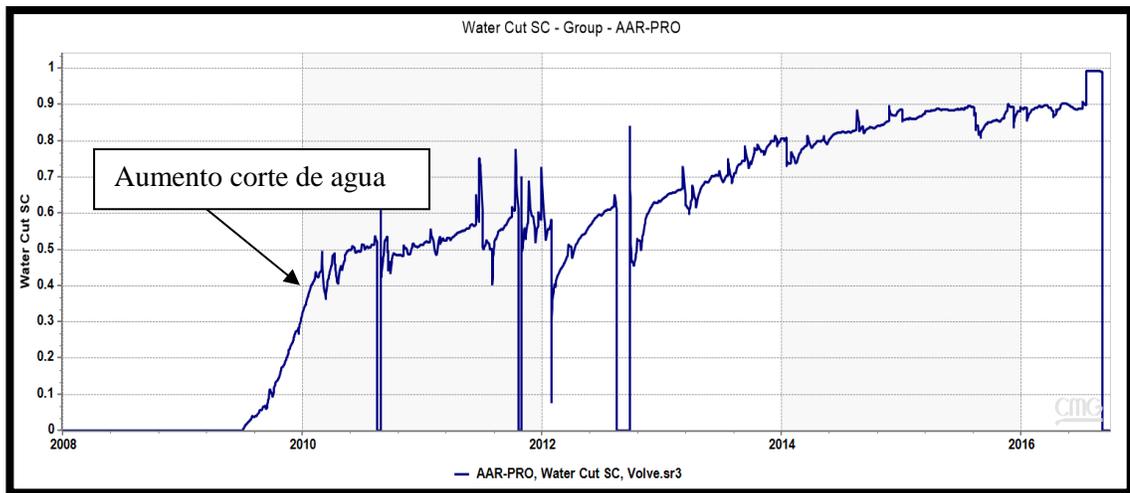


Figura 4.77 Comportamiento del corte de agua con respecto al tiempo del campo (Inyección de agua)

Al observar la gráfica de la tasa de líquido producido (Figura 4.75) con respecto al tiempo, se observó que la misma se mantuvo, generalmente por encima de 2.000 m³/día (12.580 bbl/día) a lo largo del período productivo del campo. Esto al

correlacionarlo con las Figuras 4.76 y 4.77 (la tasa de líquido es igual a la tasa producida de petróleo más la tasa producida de agua), permitió estimar que tales resultados fueron debido a la temprana producción de agua, en el momento en que la tasa de petróleo registraba una caída (año 2010) posiblemente debido a la inyección temprana de agua aplicada en el campo.

Esto fue favorable, ya que la producción de petróleo se mantuvo alta en comparación al caso base, descrito en la sección 4.5.1., aunque al momento de concluir la etapa operativa del campo, la tasa de petróleo declinó constantemente de 4.500 m³/día (28.305 bbl/día) a 500 m³/día (3.145 bbl/día) hasta el año 2016.

Con respecto a la presión (Figura 4.78), se observó que la misma comenzó a declinar desde el inicio de la producción hasta comienzos del año 2009, momento en el cual, la presión comenzó a ascender hasta llegar a los 40.000 kPa (5.800 psi). Esto pudo ser debido al proceso de inyección de fluidos aplicado en el campo, el cual afectó entre otras cosas la presión del yacimiento favorablemente y que pertenece a los objetivos que se pretende obtener en este tipo de métodos de recuperación (mantener la presión del yacimiento o aumentar en este caso).

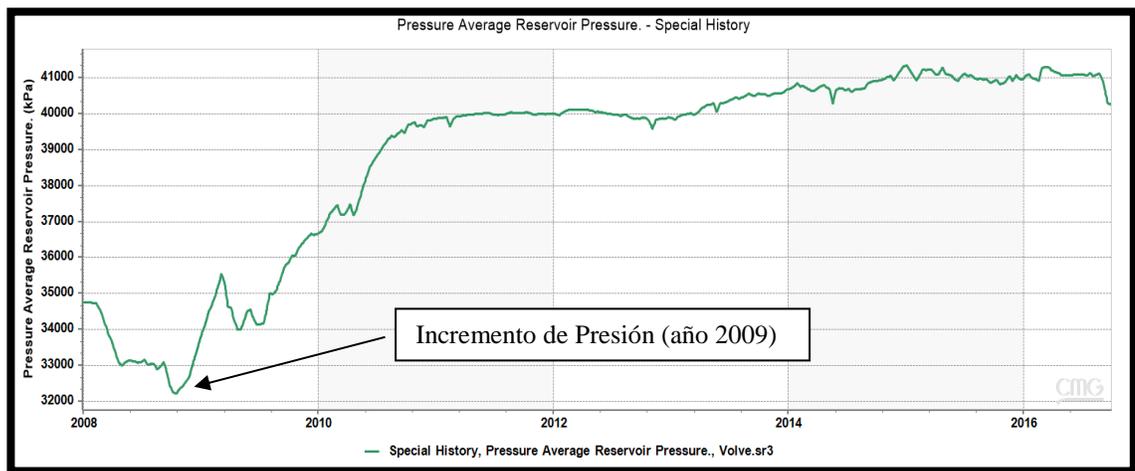


Figura 4.78 Comportamiento de la presión con respecto al tiempo del campo (Inyección de agua)

Finalmente, este proceso de inyección favoreció en la recuperación de petróleo del campo, ya que al compararlo con el caso base hubo un aumento de 2.800.000 m³ (17,6 MMbbl) producidos, a 9.500.000 m³ (56,6 MMbbl) (Figura 4.79). Esto al ser observado, representa una gran diferencia en los activos de la empresa y los beneficios obtenidos.

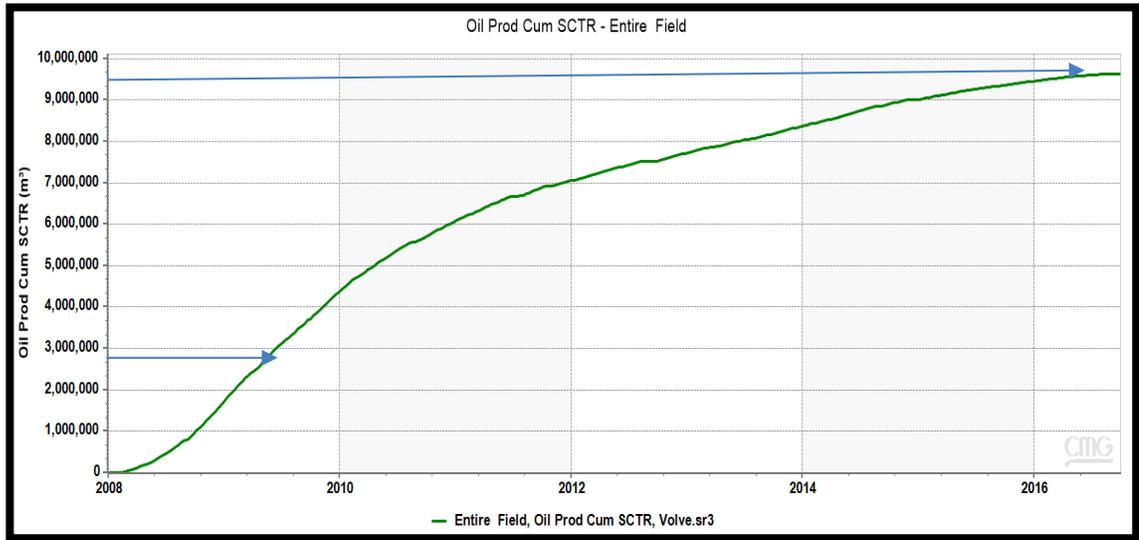


Figura 4.79 Comportamiento del volumen de petróleo acumulado con respecto al tiempo del campo

Para mostrar el barrido generado por el proyecto de este caso, se generaron los mapas de saturación de petróleo para los años 2007 y 2016 (Figuras 4.80 y 4.81), además de los mapas de presiones para los años mencionados (Figuras 4.82 y 4.83) de manera que pueda determinarse las zonas donde ocurrió un aumento de presión, y que afectaron en el comportamiento registrado de presión versus tiempo en la Figura 4.78.

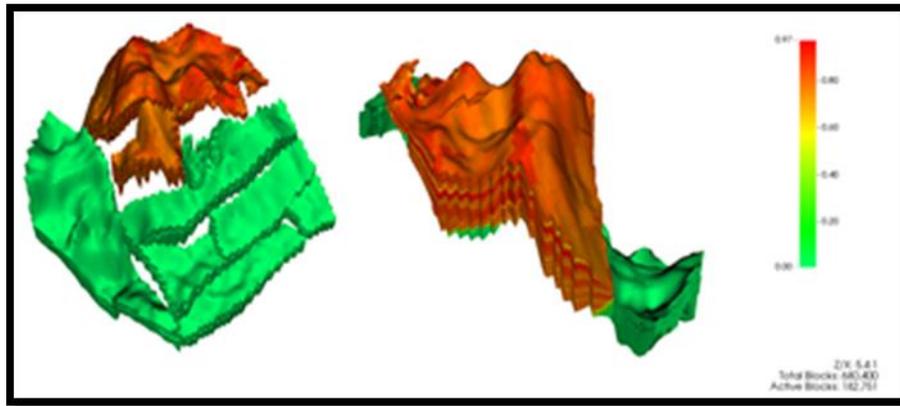


Figura 4.80 Mapa de saturación de petróleo del campo Volve para el año 2007

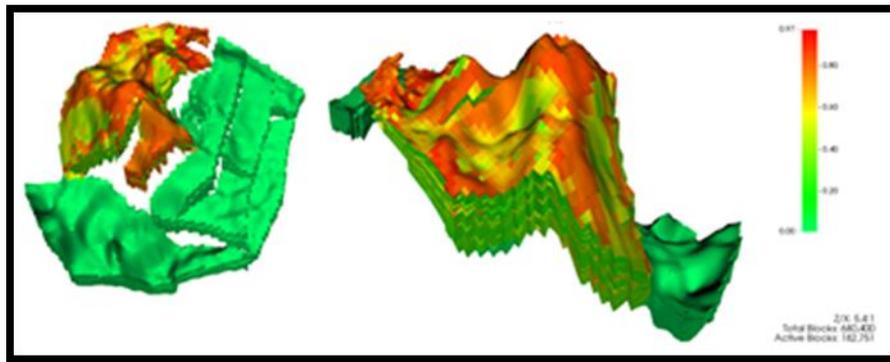


Figura 4.81 Mapa de saturación de petróleo del campo Volve para el año 2016

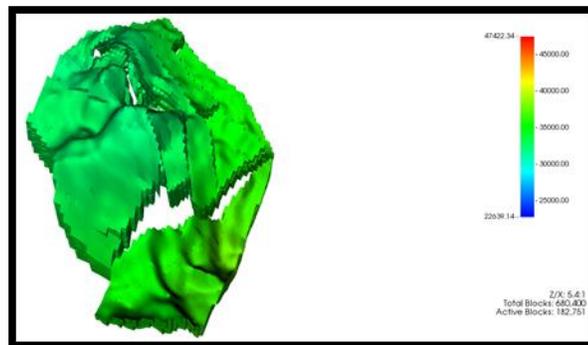


Figura 4.82 Mapa de presiones del campo Volve para el año 2007

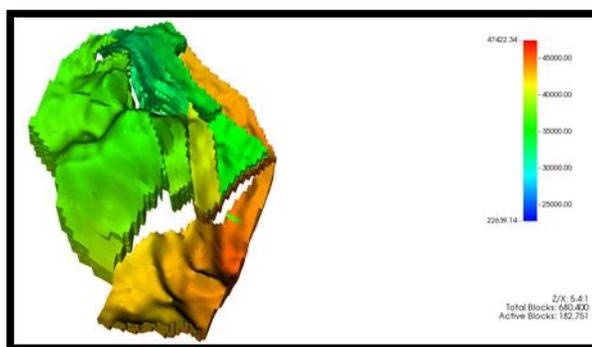


Figura 4.83 Mapa de presiones del campo Volve para el año 2016

4.5.3 Inyección de surfactantes

Inicialmente, el análisis de este caso fue dividido en dos fases, las cuales son explicadas a continuación:

4.5.3.1 Inyección de surfactantes en un núcleo genérico de la formación

Comenzando con la investigación, se procedió a generar un núcleo con mallado cartesiano, en escala 1:1 (1cm en la realidad es igual a 1m en el simulador), utilizando la herramienta **STARS** y relacionando, de manera pertinente, esta investigación, con bibliografía relacionada a este tipo de estudios (Modelaje numérico de invasiones químicas en núcleos, como una TEG del profesor Carlos Gil y papers consultados en la base de datos de OnePetro). Para esto, las dimensiones y propiedades introducidas en este modelo (en la sección “*Reservoir*”) fueron extraídas de los reportes de la compañía y del modelo original del campo Volve.

En la Tabla 4.12 se muestra dichas características, junto a una imagen del núcleo generado (Figura 4.84).

Tabla 4.12 Propiedades introducidas para la generación de un núcleo genérico para la formación Volve del Mar del Norte

Propiedades y características	Magnitud
Longitud	10 m (10 divisiones de 1 m)
Ancho	3,28 m (1 división de 3,28 m)
Espesor	3,28 m (1 división de 3,28 m)

Porosidad	0,21
Permeabilidad i, j	850 mD
Permeabilidad k	210 mD
Saturación residual de petróleo	0,176
Saturación inicial de agua	0,157

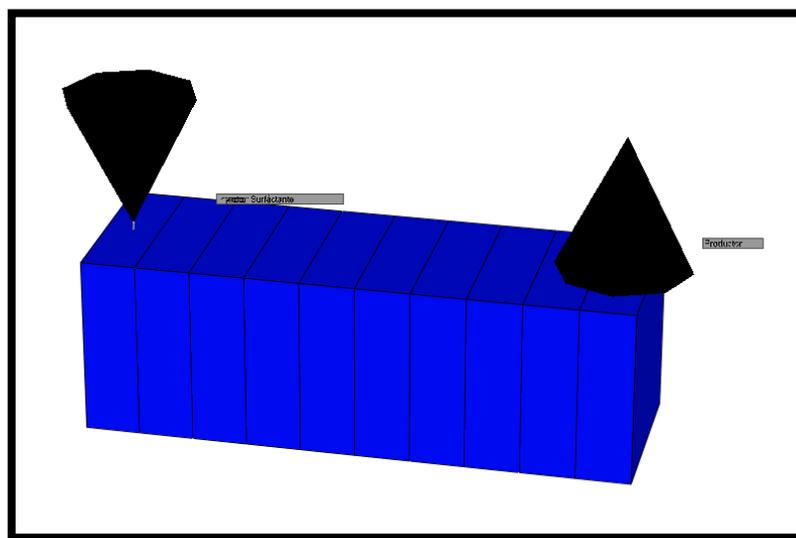


Figura 4.84 Núcleo genérico del campo Volve en mallado cartesiano en el cual se presenta un pozo inyector (Izquierda) y un pozo productor (Derecha) en cada extremo del mismo

Luego, fueron introducidas en la sección “*Components*” aquellas curvas de permeabilidad relativa del modelo original, las cuales fueron mostradas en la sección 4.2.1. Además, en la sección “*Numerical*” del modelo, fue especificada que la corrida fuera realizada de manera isotérmica, con el objetivo de que el comportamiento generado por la inyección de surfactantes fuera realizada a temperatura de yacimiento (110 °C), de manera que pudiera observarse el efecto de esta, en la solución química utilizada.

En la sección “*Wells*” fueron especificados, la perforación de un pozo inyector en el bloque 1,1,1 (extremo izquierdo de la Figura 4.84) y un pozo productor en el bloque 10,1,1 (extremo derecho de la Figura 4.84). Cabe destacar que el tiempo de corrida fue de diez (10) horas, junto a un “*Constraint*” que detalló que la presión de fondo en el pozo productor fuera cercana a la presión del yacimiento, con el objetivo de que el efecto en el desplazamiento de fluidos, fuera debido a la inyección aplicada en uno de los extremos del núcleo.

4.5.3.1.1 Proceso para el agregado de surfactantes en el pozo inyector

Al realizar la evaluación de un proyecto de inyección de surfactante, mediante el uso de la herramienta **STARS**, inicialmente debe incluirse este proceso en la sección “*Components*”, de la barra de herramientas ubicada en la parte superior de la interface de la herramienta “*Builder*”. Específicamente en aquella opción bautizada como “*Process Wizard...*” (Figura 4.85). Esta despliega una nueva ventana (Figura 4.86), en la cual, el usuario debe seguir una serie de pasos, introduciendo valores y, aquellas propiedades y características relacionadas a la solución química de surfactantes.

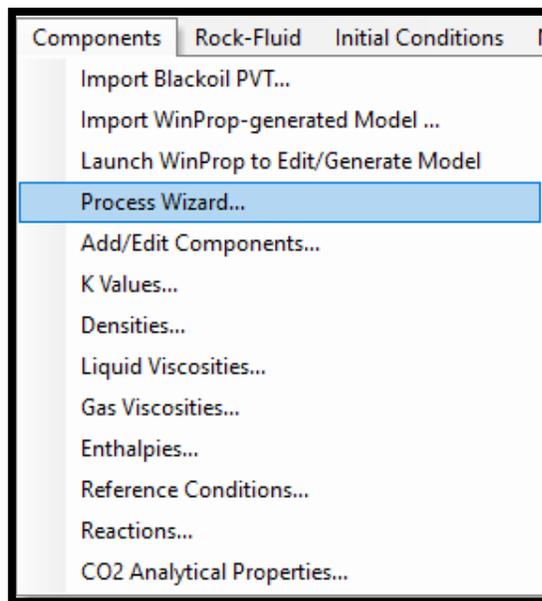


Figura 4.85 Ubicación del Process Wizard para el estudio de una inyección de surfactantes en el simulador **STARS**

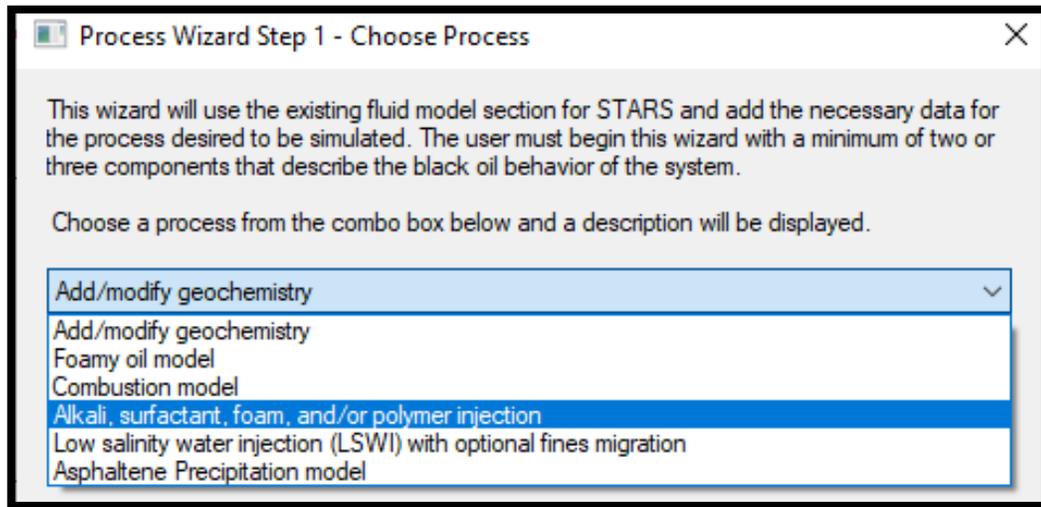


Figura 4.86 Ventana de ayuda en el cual puede ser seleccionado el tipo de inyección que quiera ser estudiado en el proyecto

Es importante resaltar que esta herramienta cuenta con una base de datos por *Default* que pueden ser utilizadas para caracterizar esta clase de inyecciones químicas. Estas han sido generadas a partir de todos los estudios realizados por la compañía CMG, a lo largo de todos sus años de actividad en la industria petrolera. Por lo cual, se caracteriza la inyección química, mediante la opción descrita. La Figura 4.87 muestra las propiedades que fueron consideradas para una inyección de surfactantes en areniscas, pero sin tomar en cuenta el intercambio iónico de los fluidos dentro de la misma y que además fueron aplicadas en el análisis del núcleo genérico del campo Volve del Mar del Norte. Cabe destacar que la especificación de los iones Cl^- , Na^+ , CO_3^{2-} , Ca^{++} y Mg^{++} fueron agregadas, tomando en cuenta la tabla de salinidad del agua presentada en la sección 4.2.5.

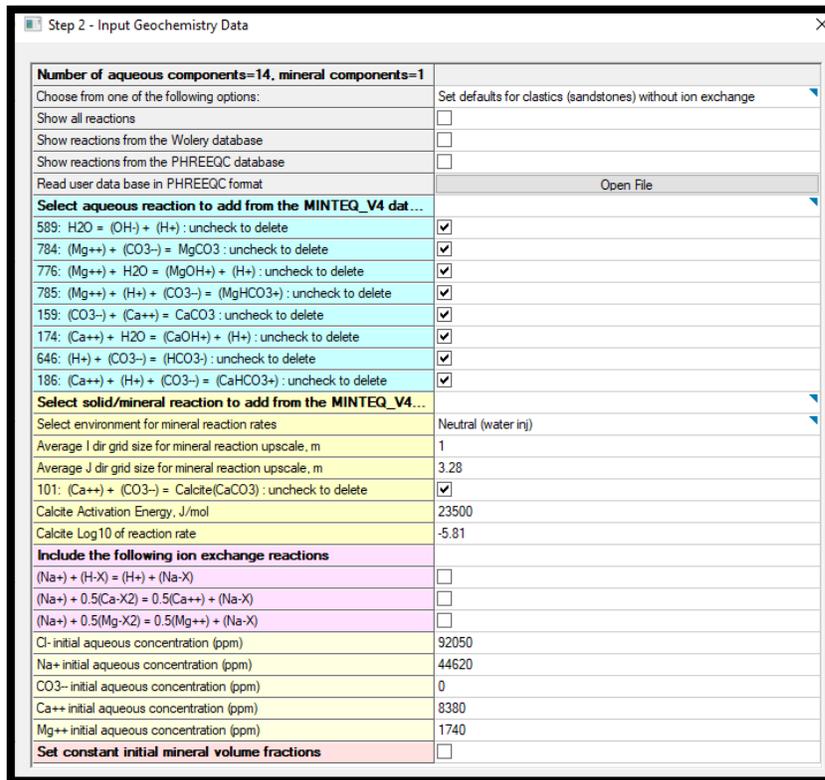


Figura 4.87 Propiedades consideradas en la inyección de surfactantes para el estudio en la herramienta **STARS**

Al finalizar la especificación de estas propiedades, el simulador genero los primeros resultados, presentando aquellos porcentajes en peso, de surfactantes disueltos en la fase acuosa, utilizados para reducir la tensión interfacial de una manera óptima cuando la salinidad del agua (Na^+ en ppm) tiene un valor determinado. Esto es de gran ayuda, ya que parte como una recomendación, a la hora de especificar los constraints en los pozos de inyección del modelo.

La gráfica generada para este estudio, puede observarse en la Figura 4.88, donde a medida que aumenta el porcentaje en masa de surfactantes dentro de la fase acuosa, mayor es la reducción de la tensión interfacial dentro de la roca, lo cual favorecería a la reducción de la saturación de petróleo residual, en conjunto al aumento de la producción de petróleo en el campo.

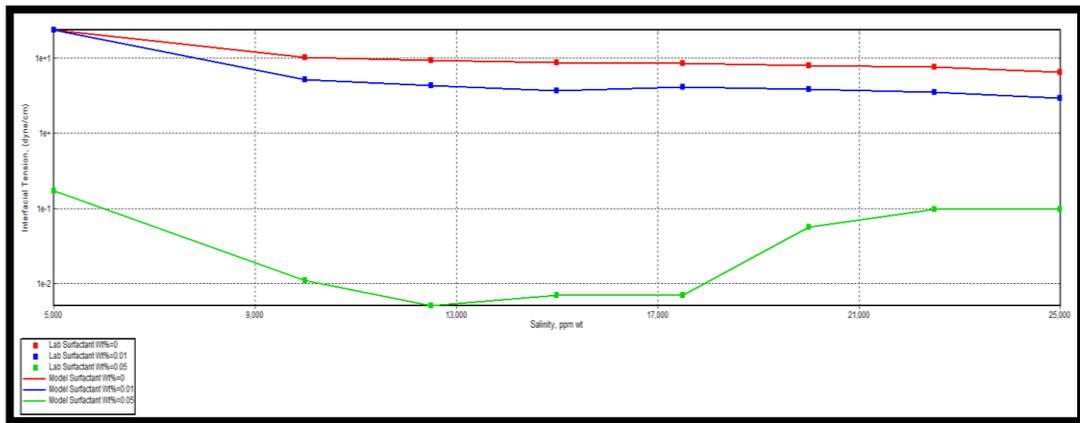


Figura 4.88 Comportamiento de la tensión interfacial a partir del aumento de salinidad (Na^+ en ppm) dentro de la solución

Al haber concluido el paso a paso del “Wizard Process”, el análisis se enfocó en los cambios generados en la interface del simulador, en cuanto a las curvas de permeabilidad relativa, además de los cambios registrados en la tensión interfacial, el efecto de la temperatura en la solución de surfactantes, la reducción de la saturación residual de petróleo y el aumento de la producción en comparación a una inyección de agua aplicado en el núcleo del yacimiento genérico.

4.5.3.1.2 Análisis de los cambios generados por la invasión química

Inicialmente, al haber concluido el paso a paso del “Wizard Process”, se observó que dentro de la sección “Components”, las curvas de permeabilidad relativa fueron subdivididas en tres sets de curvas de interpolación, utilizadas por el programa **STARS** en la estimación del comportamiento de inyección química dentro de la roca. Estas curvas son mostradas en la Figura 4.89.

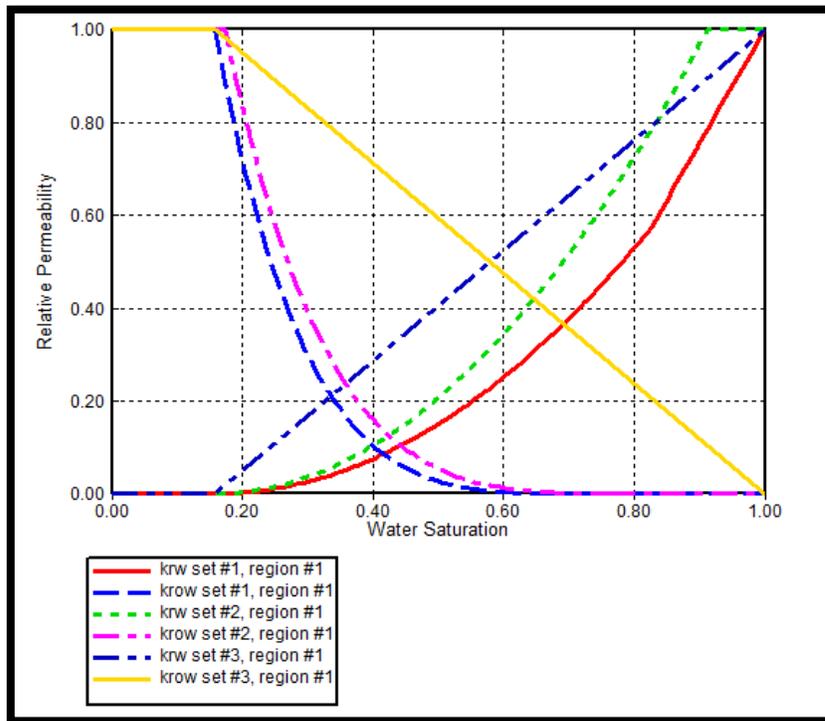


Figura 4.89 Curvas de permeabilidad relativa arrojadas por el simulador STARS luego de haber concluido los pasos del Process Wizard

Seguidamente, se evaluó el efecto de distintas variables (mostradas a continuación) sobre la inyección de surfactantes con el objetivo de comprender, el comportamiento de esta dentro de la roca, cuando es inyectado a tasas de 1 y 5 cm³/min respectivamente.

➤ **Evaluación de la tasa de inyección**

Inicialmente cuando es utilizada una inyección continua de surfactantes y una inyección continua de agua dentro del núcleo (a lo largo de un estudio de diez (10) horas) y al comparar las tasas de inyección de 1 y 5 cm³/min, se observó que la solución química mejora considerablemente la recuperación de petróleo, obteniendo un aumento de 4 cm³ de petróleo, en comparación con la inyección de agua (Figura 4.90 y 4.91). Esto permite comprender la importancia de la tasa de inyección, la cual, dependiendo de su magnitud, resulta en un alcance máximo de recuperación de petróleo en un período más corto, si es usada una tasa de inyección más alta (5

cm³/min), o en un período más largo si es usada una tasa de inyección más baja (1cm³/min).

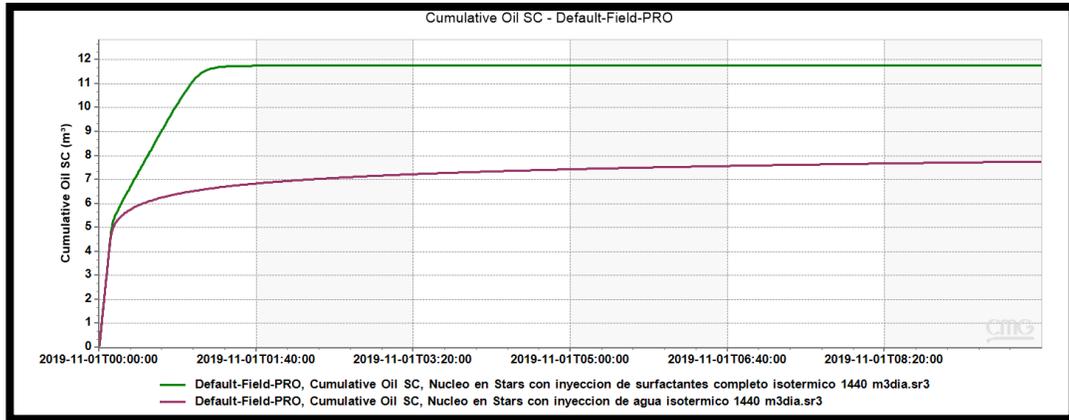


Figura 4.90 Comparación entre la recuperación de petróleo aportada por una inyección de surfactantes (color verde) y una inyección de agua (color rojo), ambas a una tasa de 1 cm³/día en el núcleo genérico.

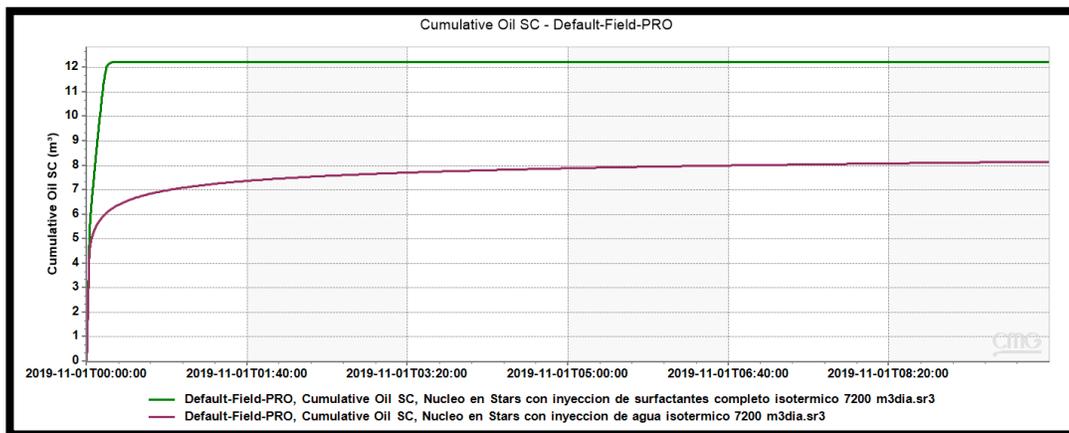


Figura 4.91 Comparación entre la recuperación de petróleo aportada por una inyección de surfactantes (color verde) y una inyección de agua (color rojo), ambas a una tasa de 5 cm³/día en el núcleo genérico.

➤ **Evaluación del tiempo de inyección**

En el caso del tiempo de inyección, se evaluó a la mitad del estudio (luego de 5 horas de haber aplicado la inyección de agua), tiempos de inyección de surfactantes de 5, 10 y 15 minutos, para luego continuar con la inyección de agua, es decir, se utilizaron

baches de surfactantes; utilizando las mismas tasas de inyección de $1\text{cm}^3/\text{min}$ y $5\text{cm}^3/\text{min}$.

En la Figura 4.92, se muestra el comportamiento de la recuperación, cuando es inyectada dicha solución química a una tasa $1\text{cm}^3/\text{min}$. En este caso, a medida que aumentaba el tiempo de inyección (solución de surfactantes), mejor resultado generaba. Esto se debe a que, a medida que aumenta el volumen de surfactantes inyectado dentro de la roca, mayor es la eficiencia de barrido, lo cual permite abarcar mayor distancia área dentro de la zona en estudio, para que los surfactantes surtan efecto, y aumenten la recuperación de petróleo. Cabe destacar que la mayor recuperación obtenida, fue aquella donde el tiempo en la cual se inyectó el bache de surfactantes, fue de 15 minutos.

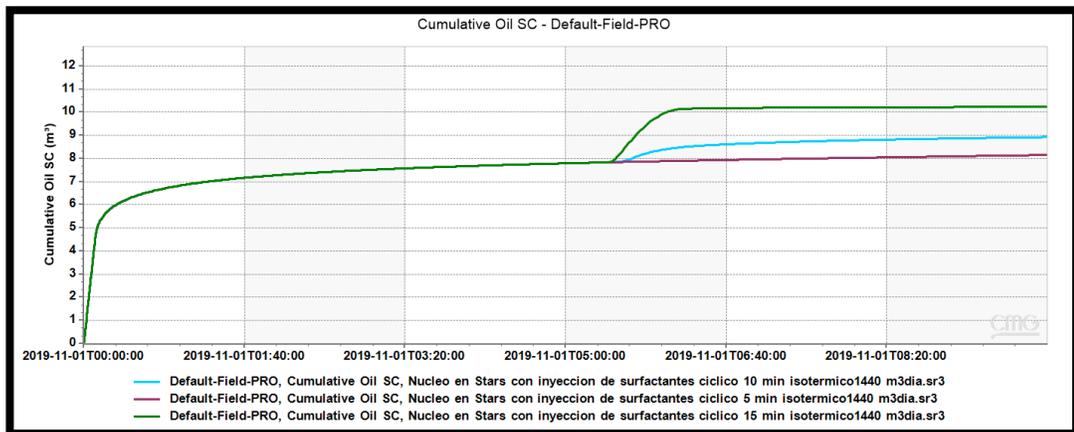


Figura 4.92 Comparación entre la recuperación de petróleo aportada por una inyección de surfactantes en periodos de 5 min (color rojo), 10 min (color azul) y 15 min (color verde), todas realizadas a una tasa de $1\text{cm}^3/\text{día}$

En la Figura 4.93, el comportamiento fue generado utilizando los mismos parámetros de inyección de la Figura 4.92 pero utilizando una tasa de inyección de $5\text{cm}^3/\text{min}$ a lo largo del estudio. En este caso, los resultados no presentaron una mejora al variar los tiempos de inclusión de químicos en la roca, por lo cual, la recuperación fue siempre la misma, posiblemente porque al haber aplicado una tasa muy alta, el efecto de los surfactantes pudo abarcar una mayor distancia, antes de que la temperatura degradara

parte de esta solución química (en este caso llego al otro extremo del núcleo, afectando a toda la sección longitudinal de los fluidos acumulados en éste).

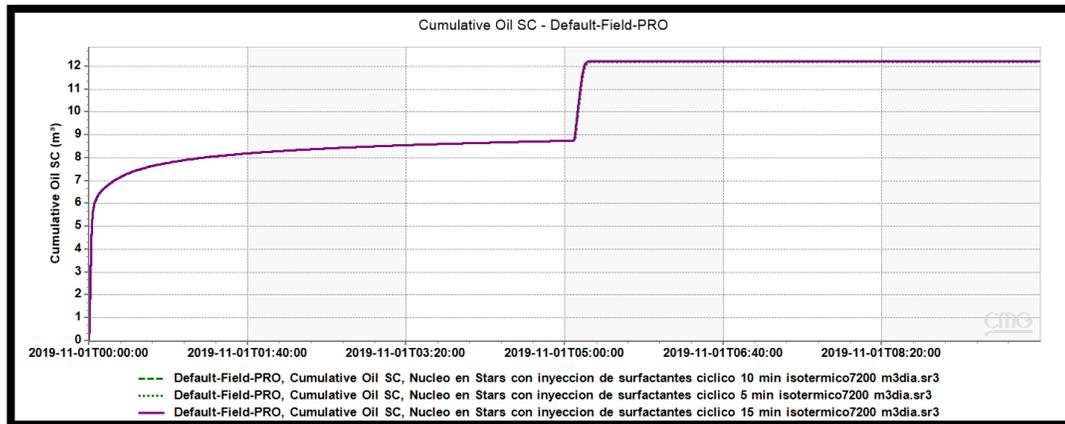


Figura 4.93 Comparación entre la recuperación de petróleo aportada por una inyección de surfactantes en periodos de 5, 10 y 15 min, todas realizadas a una tasa de $5 \text{ cm}^3/\text{día}$

➤ Evaluación de la concentración surfactantes

En la Figura 4.94, se muestra el comportamiento de la inyección de surfactantes a lo largo de las diez horas de estudio, utilizando una tasa de inyección de $1 \text{ cm}^3/\text{min}$, ya que con esta tasa se puede observar mejor el comportamiento de la recuperación, y el análisis del comportamiento de las curvas, sin que el efecto de la tasa de inyección utilizada, afecte de manera considerable los comportamientos registrados.

Para este caso se utilizaron concentraciones en porcentaje molar de **0,0** (es decir, sin adición de surfactantes), **0,001** y **0,004**, con las cuales se pudo observar que a medida que aumentan las concentraciones de surfactantes en el fluido inyectado, mayor es la recuperación obtenida. Esto debe tomarse en consideración, ya que se debe encontrar un equilibrio, entre la concentración utilizada y el costo de estos materiales químicos, con el objetivo de que el proyecto pueda ser efectivo, pero al mismo tiempo, económicamente rentable.

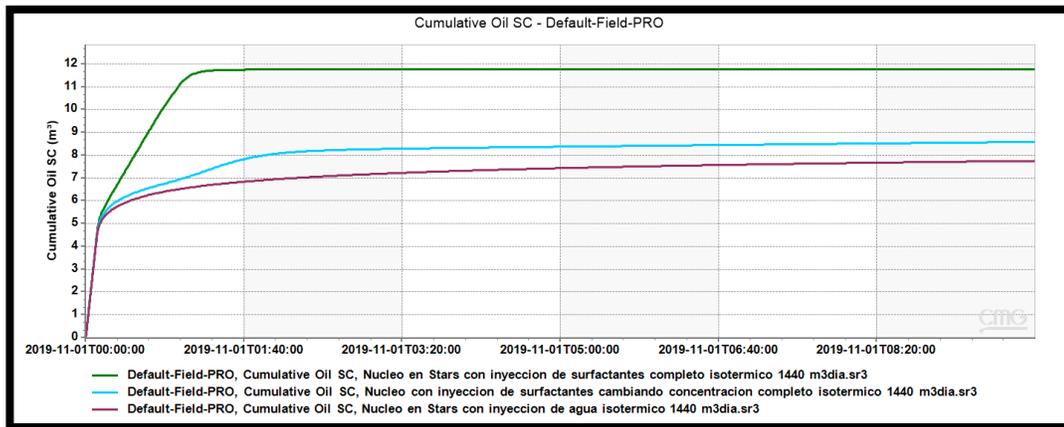


Figura 4.94 Comparación entre la recuperación aportada por una inyección de surfactantes con concentraciones, en porcentaje molar, de 0 (color rojo), 0,001 (color azul) y 0,004 (color verde), todas realizadas a una tasa de 1 cm³/día.

➤ **Evaluación de la tensión interfacial (ITF)**

En el caso de la tensión interfacial, la herramienta **STARS** permite observar los cambios de dicha variable, en conjunto con la herramienta “Results”, utilizando el diagrama 3D (Figura 4.95).

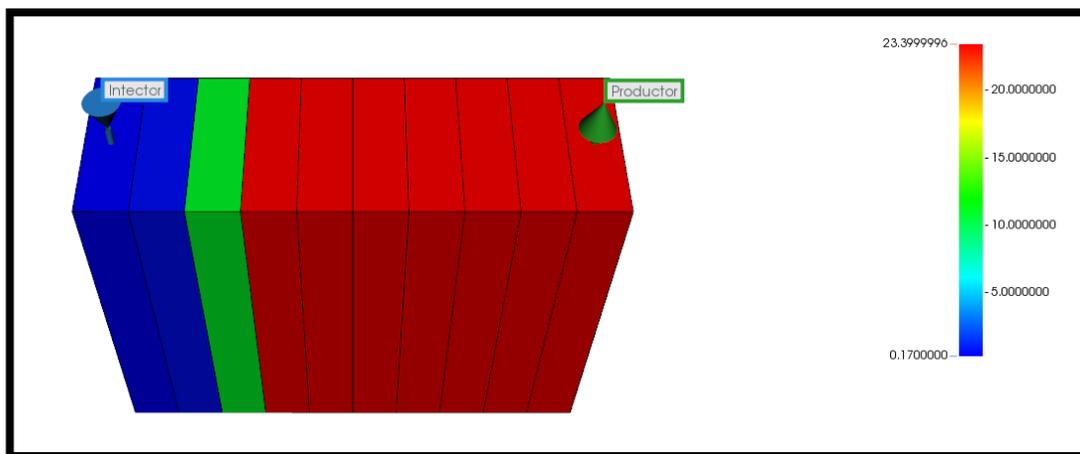


Figura 4.95 Imagen del diagrama 3D mostrado por la herramienta Results, y que es usada para registrar el cambio de la tensión interfacial

Para dicho estudio, se utilizaron las mismas concentraciones y parámetros de la sección anterior, con el objetivo de ver la variación en la tensión interfacial, para cada una de estas. En la Tabla 4.13 se muestra dichos resultados.

Tabla 4.13 Reducción máxima de la tensión interfacial entre los fluidos dentro de la roca, para concentraciones molares de surfactantes de 0 %, 0,001 % y 0,004 %

Concentración de surfactantes (%molar)	ITF inicial (Dynes/cm)	Reducción máxima ITF (Dynes/cm)
0	23,33	23,33
0,001	23,33	3,04
0,004	23,33	0,17

Tales resultados demuestran que a medida que aumenta la concentración de surfactantes dentro de la solución, la tensión interfacial se ve reducida de manera considerable, lo cual explica el porqué del aumento en las recuperaciones de petróleo cuando se utiliza una concentración específica. Además, del efecto de esta en cuanto a la mojabilidad de la roca o la disminución de la saturación residual de petróleo.

➤ **Evaluación de la temperatura**

Este factor pudo evaluarse en cada uno de los casos evaluados previamente. En estas se planteó que la temperatura utilizada en la prueba de núcleos sea igual a la del yacimiento (110 °C), y que no variara a lo largo del período estudiado (proceso isotérmico).

En estas se pudo destacar, que a medida que el surfactante pasaba más tiempo dentro de la roca, mayor era el efecto de la temperatura, resultando en la degradación de estos, y la disminución de la efectividad de barrido del mismo hacia distancias más lejanas del pozo inyector. Posiblemente, porque esta fue mayor a la recomendada por el criterio de diseño, lo cual pudo desfavorecer al método aplicado.

➤ **Evaluación de la saturación de petróleo (So)**

En el caso de la saturación de petróleo (So) se observó que a medida que aumentan las concentraciones de surfactante en la fase acuosa, mayor es la reducción registrada en la saturación. Al utilizar la herramienta **STARS**, para el estudio de dichos parámetros, se pudo obtener los resultados mostrados en la Tabla 4.14.

Tabla 4.14 Reducción generada en la saturación de petróleo dentro de la roca, cuando son utilizadas concentraciones molares de surfactantes de 0 %, 0,001 % y 0,004 %

Concentración de Surfactantes (%molar)	So inicial	Reducción máxima So
0	0,843	0,269
0,001	0,843	0,209
0,004	0,843	0,0296

Esto concuerda con lo esperado al utilizar un proceso de inyección química, en una zona en estudio, ya que la generación de micelas, debido al efecto de los surfactantes sobre los fluidos encontrados dentro la roca (petróleo y agua), permitiría desplazar los volúmenes de petróleo que no pudieron ser barridos, mediante la aplicación de una inyección de agua (concentración de surfactantes igual a cero 0).

4.5.3.2 Caso inyección de Surfactantes en el campo Volve

Para la generación del caso planteado a continuación, se utilizó la herramienta de simulación **IMEX**, junto a las curvas de permeabilidad relativa (Figura 4.96) que fueron generadas en el simulador **STARS** luego de haber incluido la inyección de surfactantes en el modelaje del caso anterior (núcleo genérico de la formación).

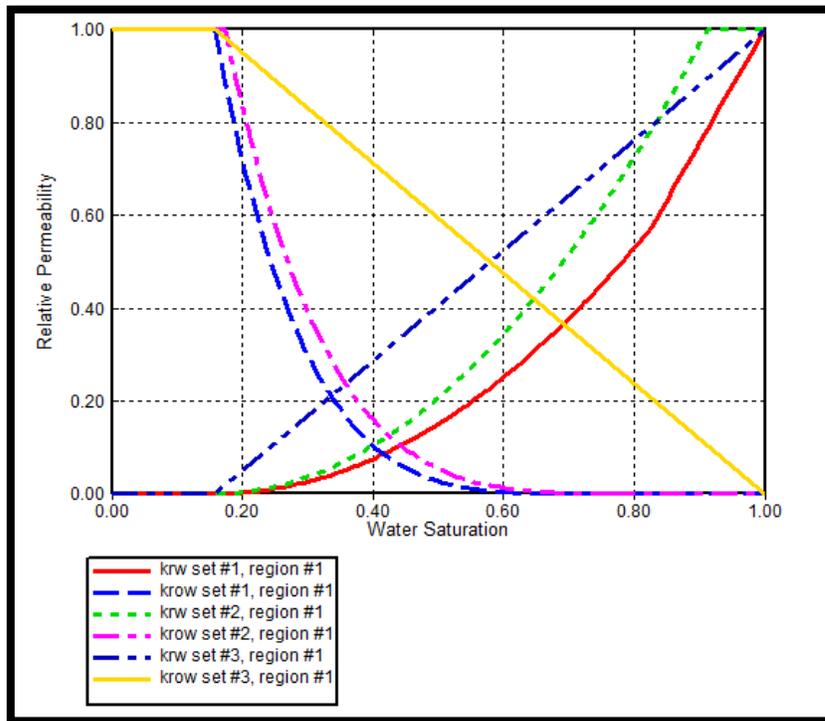


Figura 4.96 Curvas de permeabilidad relativa aportadas por la herramienta STARS y usadas en la creación del caso de inyección de surfactantes mediante IMEX.

Para la preparación de dicho caso, se utilizó la versión 2019 del simulador **IMEX**, en el cual son incluidas distintas opciones, como es el caso de nuevos modelos, en el apartado “Components”, que coincide con el lugar donde es especificado el modelo Black-Oil, para cualquier estudio de investigación con esta herramienta. En este caso, se utilizó el modelo Polymer, ya que se aprovechó la manera en que este modelo permite el agregado de sets de curvas de interpolación, para el caso de las curvas de permeabilidad relativa, y las cuales ayudan a representar el comportamiento de una inyección química, como resultado de la variación de las curvas de permeabilidad relativa. Esto coincide con el efecto que los surfactantes pueden generar en tales propiedades, por lo que, gracias a la consulta con expertos en la materia, plantearon que dicha herramienta puede funcionar, al basarse en estos parámetros.

Cabe destacar, que la herramienta **STARS** basa sus estimaciones con un algoritmo relativamente similar, por lo que la selección del simulador **IMEX** fue realizada al comprender este procedimiento.

Para el agregado de estas curvas de interpolación, se utilizó el lector de código de la empresa CMG, bautizada como **cEdit**. Esta permitió leer el código del archivo .DAT del campo en estudio (Volve), y en conjunto con los manuales incluidos dentro de la versión 2019 para la herramienta **IMEX**, permitió modificar el código de programación, para así poder incluir el procedimiento que fue utilizado para la estimación de este caso. El código que fue agregado fue incluido en el apéndice B, para una mejor comprensión del lector.

En la Figura 4.97, se observa el cambio que presentó el simulador al momento de abrir el archivo .DAT en la sección “Builder”, luego de incluir el código mencionado previamente.

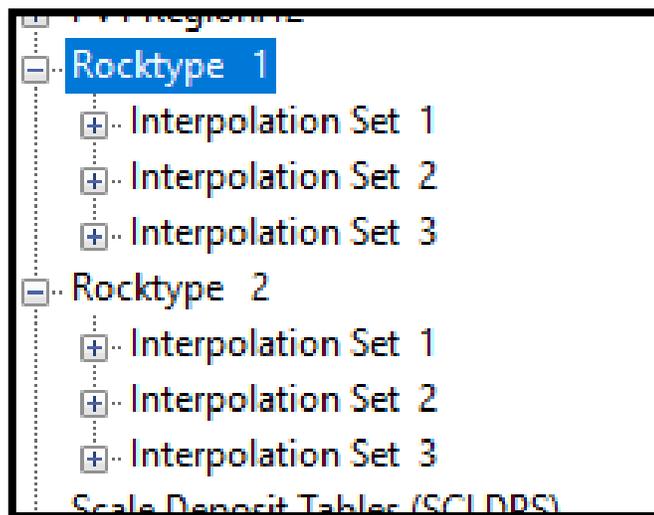


Figura 4.97 Sets de interpolación asociados a cada curva de permeabilidad relativa dentro de la interface del simulador IMEX

Finalmente, al haber realizado los cambios mencionados en esta sección, se procedió a generar tres casos de estudio en el mallado del campo Volve. Tomando en consideración, algunas bibliografías que fueron consultadas, y en las cuales incluyen

concentraciones que pueden ser utilizadas en una recuperación terciaria de este tipo y que además puedan generar resultados favorables, sin un costo que sobrepase el límite de rentabilidad para un proyecto de inyección de surfactantes.

Además, debido a que este tipo de procesos presentan costos muy elevados, se planteó el uso de los mismos pozos inyectoros de agua que la empresa desarrolló durante la vida productiva del campo, tomando en cuenta menos variables que permitan generar recuperaciones altas de petróleo, mediante la menor inversión de capital posible. Esto permitió obtener el resultado de un caso que planteara el agregado de instalaciones necesarias para la aplicación de un tipo de recuperación terciaria (invasión química) y su eventual recuperación de petróleo en el momento en que los precios del barril de petróleo eran favorables para la aplicación de este tipo de métodos. Tales variables, serán definidas en la evaluación económica de dicho proyecto, las cuales son presentadas en la sección 4.6.

Continuando con la generación del caso de inyección de surfactantes, se plantearon tres casos (Tabla 4.15)

Tabla 4.15 Descripción de cada uno de los casos que serán estudiados en esta sección

Caso	Descripción
1	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Pozo F5 será el encargado de la inyección de surfactantes ✓ Los pozos F5 y F1 mantendrán sus operaciones como pozos inyectoros de agua ✓ La inyección de surfactantes será realizada de manera cíclica. Esta será activada cada 7 meses y la duración de la misma será de 7 meses, es decir, que, en un periodo de un año y dos meses,

	<p>se cumplirá un ciclo que estará compuesto por un periodo activo y un periodo inactivo, los cuales constaran de tiempos similares (7-7)</p> <ul style="list-style-type: none"> ✓ La inyección de surfactantes comenzara el 04/07/2009 y finalizara el 04/01/2013 ✓ El proyecto constara de 4 ciclos de inyección de surfactantes (4 baches) ✓ La concentración utilizada será de 8 kg/m³
<p style="text-align: center;">2</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Pozo F4 será el encargado de la inyección de surfactantes ✓ Los pozos F4 y F1 mantendrán sus operaciones como pozos inyectoros de agua ✓ La inyección de surfactantes será realizada de manera cíclica. Esta será activada cada 7 meses y la duración de la misma será de 7 meses, es decir, que, en un periodo de un año y dos meses, se cumplirá un ciclo que estará compuesto por un periodo activo y un periodo inactivo, los cuales constaran de tiempos similares (7-7)

	<ul style="list-style-type: none"> ✓ La inyección de surfactantes comenzara el 04/07/2009 y finalizara el 04/01/2013 ✓ El proyecto constara de 4 ciclos de inyección de surfactantes (baches) ✓ La concentración utilizada será de 8 kg/m³
3	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Los pozos F4 y F5 serán los encargados de la inyección de surfactantes ✓ El pozo F1 mantendrá su rol como pozo inyector de agua ✓ La inyección de surfactantes será realizada de manera cíclica. Esta será activada cada 7 meses y la duración de la misma será de 7 meses, es decir, que, en un periodo de un año y dos meses, se cumplirá un ciclo que estará compuesto por un periodo activo y un periodo inactivo, los cuales constaran de tiempos similares (7-7) ✓ La inyección de surfactantes comenzara el 04/07/2009 y finalizara el 04/01/2013 ✓ El proyecto constara de 4 ciclos de inyección de surfactantes

	(baches) ✓ La concentración utilizada será de 8 kg/m ³
--	--

Para los casos descritos previamente, se mantienen las ubicaciones de pozos propuestas por la empresa, es decir, la misma geometría de pozos, inyectores y productores, en la zona en estudio, ya que se sabe que en tales localizaciones existen volúmenes de petróleo que pueden ser recuperados, gracias al barrido por parte de los fluidos inyectados dentro del yacimiento, lo cual aportaría menor incertidumbre al momento de seleccionar una zona en estudio para la aplicación del proyecto. Este, arreglos puede ser observado en la Figura 4.98.

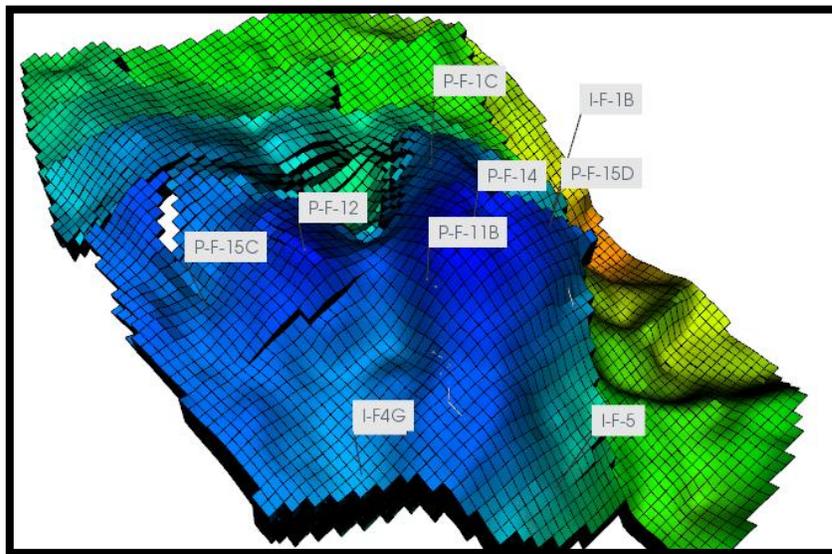


Figura 4.98 Distribución de pozos productores para el estudio del caso de inyección de surfactantes en IMEX.

Cabe destacar que tanto la concentración de surfactantes que será utilizada, como el número de ciclos de inyección y los periodos propuestos de actividad e inactividad, para la aplicación de la invasión, fueron seleccionados a partir de la consulta realizada en la tesis especial de grado denominada como “Estudio de la aplicación de Métodos Químicos en la arena Ui, mediante la plataforma Petrel para evaluar el

factor de recobro”, realizada en la Escuela Superior Politécnica del Litoral en el año 2015, donde se pudo observar las propuestas realizadas en el caso de los surfactantes, y sirvieron de base para la toma de decisiones en la generación de los casos planteados en esta sección.

Además, el pozo F1 no fue considerado como pozo inyector de surfactantes, debido a su corto periodo de actividad, lo cual presentaría un costo muy alto, para el aprovechamiento de un pozo inyector que no aporta un tiempo de actividad necesario para observar resultados favorables en el proyecto.

Finalmente, las fechas de inicio y cierre (2009-2013), para el proyecto de inyección de surfactantes, fueron seleccionadas con el objetivo de que al final de la inyección, exista un período de tres años, y que a partir de ese momento el agua que será inyectada, pueda barrer los fluidos encontrados dentro del yacimiento, y que eventualmente, fueron afectados por la solución de surfactantes inyectada previamente.

A continuación, se presenta en la Tabla 4.16, las recuperaciones obtenidas para cada uno de los casos descritos, se seleccionó el caso que presentó una mayor recuperación de petróleo para luego describir su comportamiento a partir de distintas gráficas.

Tabla 4.16 Recuperación de petróleo obtenida a partir de la aplicación del caso 1, 2 y 3

Caso	Np (m³)	Np (bbl)
1	9.869.700	62.080.413
2	9.868.300	62.071.607
3	10.181.000	64.038.490

En tal estudio, se observó que el mayor recobro fue obtenido en el caso número 3, momento en el cual son utilizados los pozos F5 y F4, para la invasión química dentro del yacimiento. Resulto en un aumento de 600.000 m³ (3.774.000 bbl) en comparación con aquella recuperación obtenida por la empresa originalmente en el

campo. Por tal motivo, el estudio de las gráficas presentadas a continuación, se enfocó al caso número tres (3).

Al representar el comportamiento de la producción en el yacimiento se observa, que, en comparación al caso de inyección de agua, las tasas de petróleo (Figura 4.99) fueron mayores, llegando a estar a un máximo de 9.000 m³/día (56.610 bbl/día). Esto repercutió en el caudal de líquido registrado (Figura 4.100), lo cual explica el aumento observado en la producción de líquido dentro del campo en estudio, llegando a una producción constante de 10.000 m³/día (62.900 bbl/día) aproximadamente, en la mayor parte del periodo en observado.



Figura 4.99 Comportamiento de la tasa de petróleo con respecto al tiempo del campo (Caso inyección de surfactantes)

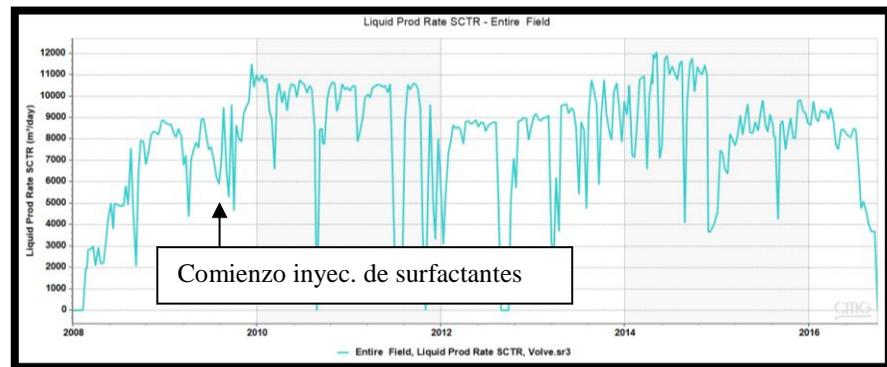


Figura 4.100 Comportamiento de la tasa de líquido con respecto al tiempo del campo (Caso inyección de surfactantes)

El corte de agua (Figura 4.101), no presento una variación considerable, por lo que el comportamiento del porcentaje de agua que afectó la tasa total de producción, fue relativamente similar al registrado en el caso de inyección de agua.



Figura 4.101 Comportamiento del corte de agua con respecto al tiempo del campo (Caso inyección de surfactantes)

En el caso de la presión registrada a lo largo del período en estudio (Figura 4.102), la misma presentó una tendencia parecida a la observada en el caso de inyección de agua. Además, la producción acumulada de petróleo fue una de las variables que más se vio afectada luego de la aplicación del proyecto (Figura 4.103), por lo que se pudo visualizar que la invasión química favoreció a la producción de petróleo total, generando un aumento del petróleo acumulado en 10.200.000 m³ (64.158.000 bbl) aproximadamente.



Figura 4.102 Comportamiento de la presión con respecto al tiempo del campo (Caso inyección de surfactantes).

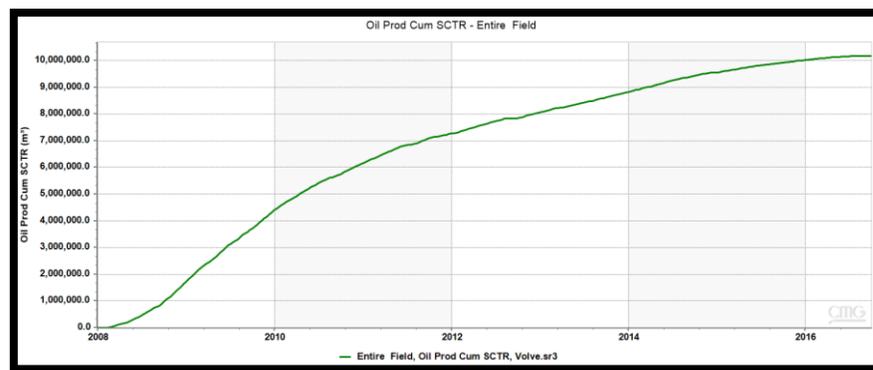


Figura 4.103 Comportamiento del volumen de petróleo acumulado con respecto al tiempo del campo (Caso inyección de surfactantes).

Para la evaluación de la cantidad de surfactantes utilizada, se registró, en la tasa de inyección de surfactantes (Figura 4.104), cuatro baches, los cuales, a medida que se van generando, presentan una reducción en sus topes. Esto es debido a que los constraints impuestos en cada uno de los pozos inyectoros (F5 y F4), presentan variaciones, tanto en presión de inyección, así como también, en tasas de inyección, lo cual afecta en la cantidad de químicos que actúan en la invasión de esta solución dentro de la roca.

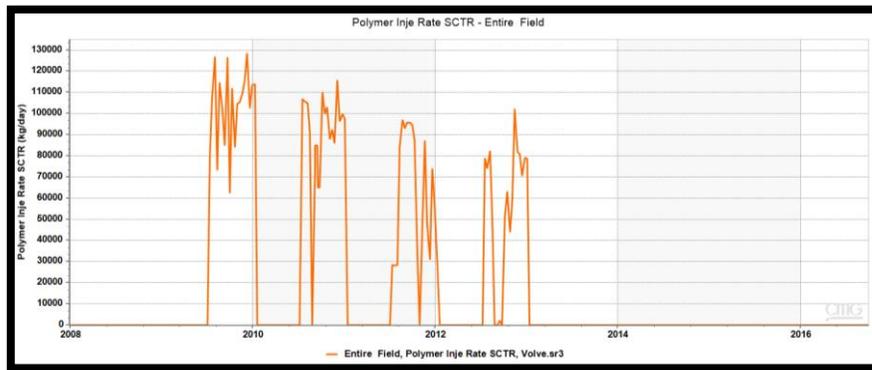


Figura 4.104 Tasa de inyección de surfactantes aportada por los pozos F4 y F5.

Luego, al ser analizado la cantidad de surfactantes que se utilizó durante el proyecto (Figura 4.105), se observó que la cantidad utilizada generó un acumulado de surfactantes muy elevado, para el año 2013, lo cual podría generar costos muy elevados; haciendo de este método, un proyecto poco factible (económicamente) para ser aplicado en la zona en estudio. Por tal motivo, se observa que el proyecto en términos de producción de petróleo, presenta resultados favorables, pero se debe tener en consideración los datos de la cantidad de surfactante que se ha usado, de manera que se pueda proponer un proyecto rentable. Esto será tomado en cuenta, en la sección 4.6, con el objetivo de realizar una propuesta económicamente viable.

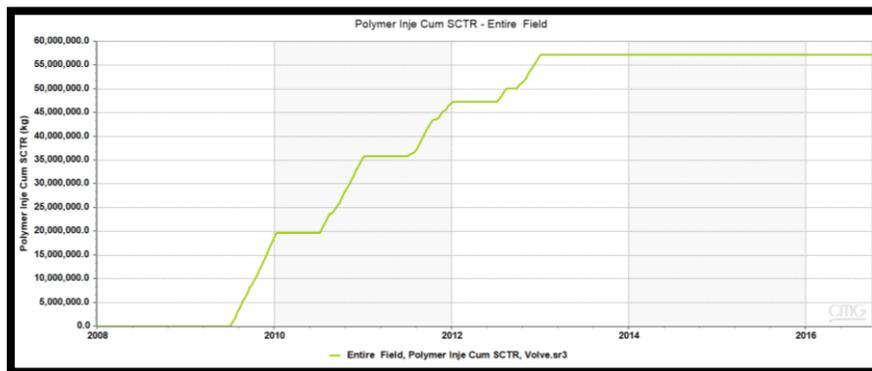


Figura 4.105 Inyección acumulada de surfactantes por parte de los pozos F4 y F5.

Finalmente, en las Figuras 4.106, 4.107, 4.108 y 4.109, se muestran los mapas de presiones y los mapas de saturación de petróleo para los años 2007 y 2016, respectivamente, con el objetivo de que se pueda observar como el barrido afectó el área en estudio, luego de la aplicación de esta invasión química.

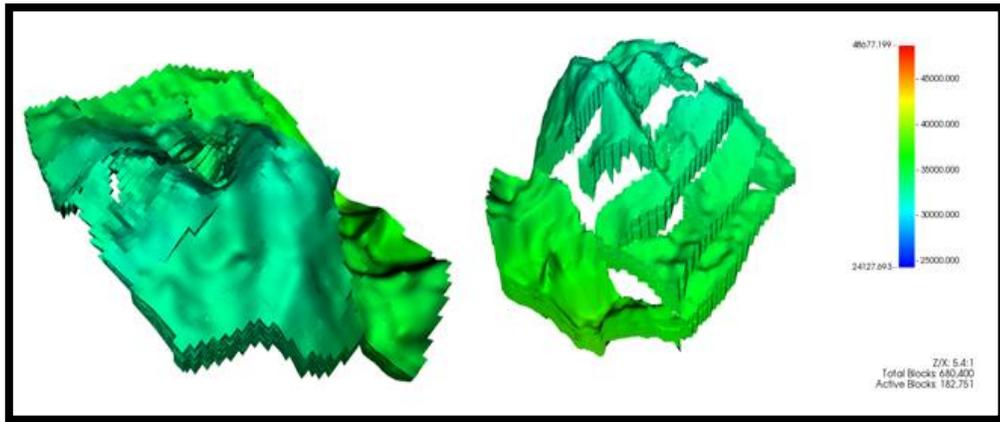


Figura 4.106 Mapa de presiones del campo Volve para el año 2007 (Caso inyección de surfactantes)

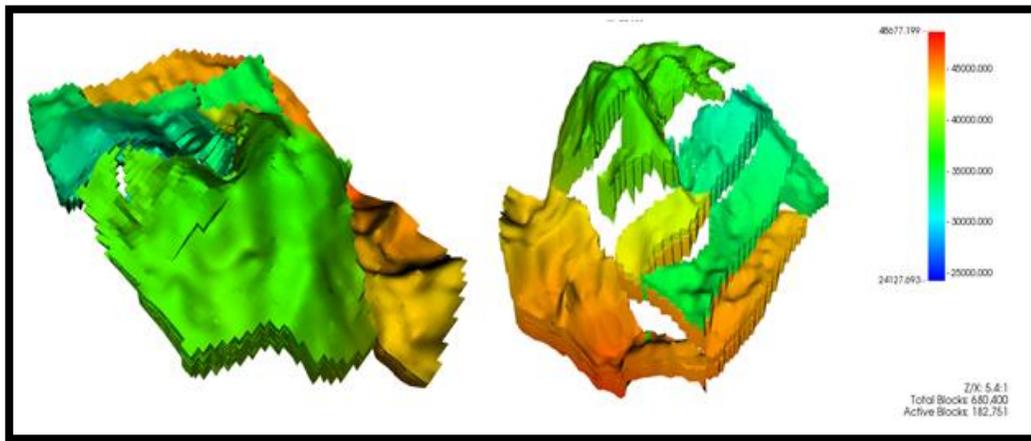


Figura 4.107 Mapa de presiones del campo Volve para el año 2016 (Caso inyección de surfactantes).

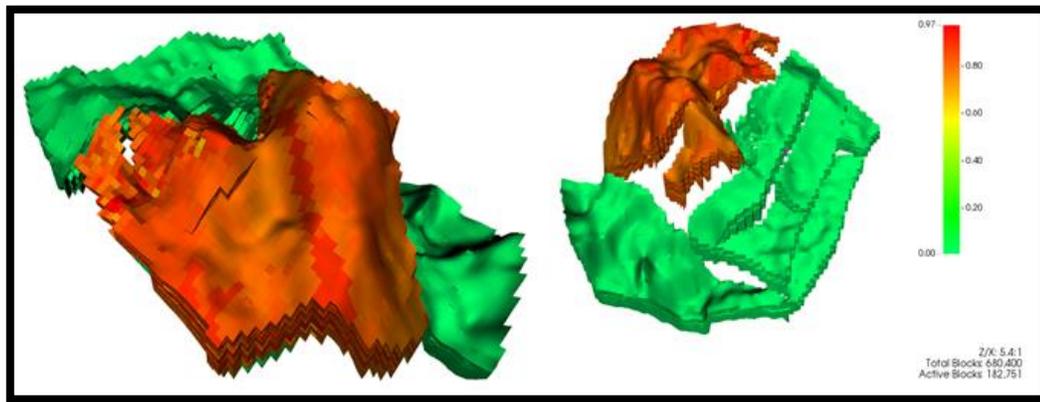


Figura 4.108 Mapa de saturaciones del campo Volve para el año 2007 (Caso inyección de surfactantes).

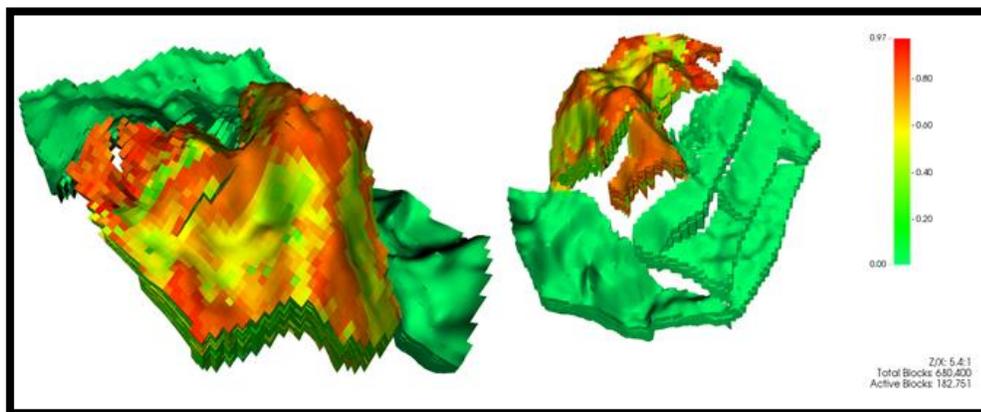


Figura 4.109 Mapa de saturaciones del campo Volve para el año 2016 (Caso inyección de surfactantes).

4.6 Factor de Recobro

A medida que se realizaron las simulaciones de los casos expuestos previamente, el simulador generó resultados referentes a la producción de petróleo y al petróleo original en sitio (POES).

Al lograr la obtención de estos resultados, se pudo realizar la estimación del factor de recobro para cada uno de los casos, lo cual permitió identificar de manera analítica, cuál de estos casos generó la mayor recuperación de petróleo al compararlo

con la acumulación de petróleo original del yacimiento (POES). La Tabla 4.17, muestra los factores de recobro obtenidos.

Tabla 4.17 Factor de Recobro obtenido para los casos: Base, Inyección de agua e Inyección de surfactantes

Caso	Factor de recobro (%)
Caso base	15,8 %
Inyección de agua	54 %
Inyección de surfactantes caso 1	55,18 %
Inyección de surfactantes caso 2	55,17 %
Inyección de surfactantes caso 3	56,92 %

En el caso de la inyección de surfactantes, se incluyeron los tres casos por lo cual fue presentado como un rango en la Tabla 4.17. Esto con el objetivo de que al momento de realizar la evaluación económica en la sección 4.6, se pudiera seleccionar aquel que generara mayores ingresos económicos a la empresa.

4.7 Evaluación Económica

Inicialmente, se presentó en la sección 4.4, una recuperación de petróleo favorable, cuando es aplicada una inyección de surfactantes dentro de la zona en estudio, pero al observar la cantidad de surfactantes utilizado para generar tal recuperación, esta manera no sería económicamente rentable. Además, que la cantidad usada generalmente en un proyecto de este estilo, es cuádruplicada cuando son utilizados 2 pozos con 4 baches, cada uno, y con concentraciones de 8 kg/m^3 para esta zona en estudio. Por tal motivo, en dicha evaluación económica, será utilizado el caso que presente menor concentración de surfactantes y una recuperación alta de petróleo (Tabla 4.18).

Tabla 4.18 Producción de petróleo generada junto a la cantidad de surfactantes total, utilizadas en el caso 1, 2 y 3

Caso	Np (m³)	Np (bbl)	Surfactantes (tons)
1	9.869.700	62.080.413	29.280
2	9.868.300	62.071.607	27.975
3	10.181.000	64.038.490	57.255

Con base a esta información, se observa que al utilizar el pozo F4 (caso número 2), la cantidad de surfactantes se ve reducida a la mitad, lo cual otorgaría más probabilidades de que el proyecto sea económicamente rentable. Cabe destacar que, aunque la cantidad de petróleo recuperado, en comparación al caso número 3, se ve reducido, aún existe un aumento cuando es comparado con el proyecto original del campo.

A partir del caso número 2, se evaluó la cantidad de baches que fueron utilizados, con el objetivo de optimizar y reducir costos en el proyecto. En este caso, los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 4.19.

Tabla 4.19 Evaluación de la producción generada y cantidad de surfactantes utilizados, para un caso de inyección de surfactantes en el que se utilizan 2, 3 y 4 baches de inyección.

Numero de baches	Np (m³)	Np (bbl)	Surfactantes (tons)
2	9.749.400	61.323.726	17.376
3	9.812.600	61.721.254	23.128
4	9.868.300	62.071.607	27.975

Al analizar la Tabla 4.19, se propuso estudiar la factibilidad económica cuando son usados 3 baches de surfactantes dentro de la zona en estudio, debido a que reduce la cantidad de toneladas de surfactantes que podrían ser usados en el proyecto, en comparación al caso donde son usados 4 baches de surfactantes. Cabe destacar, que,

en el caso seleccionado, el aumento en comparación con el proyecto original de inyección de agua, es de 1.159.876 bbl de petróleo aproximadamente. Además, de que, al ser un proyecto de alto costo, se debería aprovechar tales instalaciones por un lapso mayor de dos años.

Finalmente, con el caso seleccionado, se procedió a mostrar las variables que serían tomadas en cuenta en el proyecto, para así, generar la evaluación económica del mismo, tanto con la inyección de surfactantes que generó mayor recuperación de petróleo como también al proyecto de inyección de agua, que fue utilizado originalmente en la zona en estudio. Estos casos, junto a sus resultados son mostrados en la Tabla 4.20.

Tabla 4.20 Producción de petróleo generada para un caso de inyección de agua, inyección de surfactantes optimizado e inyección de surfactantes mediante el uso de dos pozos inyectores de solución química.

Caso	Barriles de petróleo producido (m³)	Barriles de petróleo producido (bbl)	Cantidad de surfactantes (kg)	ΔN_p con caso Inyección de agua(bbl)
Inyección de agua	9.628.200	60.561.378	0	0
Inyección de surfactantes 1	9.812.600	61.721.254	23.128	1.159.876
Inyección de surfactantes 2	10.181.000	64.038.490	57.255	3.477.112

4.7.1 Inversión inicial

En un proyecto de recuperación de mejorada, el costo de las instalaciones, su mantenimiento, así como también el valor del químico usado, y el precio del petróleo en el mercado, juegan un papel clave para que estos sean económicamente rentables. Por tal motivo, se exponen los costos que puede abarcar tales parámetros en un proyecto de inyección de surfactante, para que, mediante estos, pueda realizarse una

evaluación de la rentabilidad del proyecto optimizado (inyección de surfactantes 1), junto a una comparación con el caso de inyección de agua y el caso de inyección de surfactantes 2 que mostró la mayor recuperación dentro de la zona en estudio. Estos casos pueden ser consultados en la Tabla 4.20.

Según Avila (2015), el costo aproximado de los surfactantes en el mercado es de 1,6-3 USD\$/kg además de que una estación para el tratamiento con surfactantes esta alrededor de 1,5 a 2 millones de dólares, sin tomar en cuenta el costo anual de operación de una planta que se encuentra, aproximadamente, entre 300 y 400 mil dólares. Cabe destacar que los precios referentes a la planta de tratamiento, se tomaron de los costos relacionados a dichas instalaciones, pero en tierra, por lo que se asumió, que los precios de estas, para zonas costa afuera, deberían duplicarse, ya que los procesos aplicados en zonas de difícil acceso, generan un aumento en los costos. Por tal motivo, los costos para la evaluación económica mostrada a continuación, son presentados en la Tabla 4.21.

Tabla 4.21 Inversión inicial para los casos de inyección de agua, inyección de surfactantes 1 e Inyección de surfactantes 2

Activo	Inyección de agua (\$)	Inyección de surfactantes 1 (\$)	Inyección de surfactantes 2 (\$)
Planta de Tratamiento de surfactantes	0	4.000.000	4.000.000
Costo anual de operación de la planta	0	800.000	800.000
Workover	5.000.000	5.000.000	5.000.000
Primer bache de surfactantes (2 \$/kg de surfactante)	0	19.117.200 (9.558.600 kg)	39.332.800 (19.666.400 kg)

Total	5.000.000	28.917.200	49.132.800
--------------	-----------	------------	------------

Es importante resaltar que los costos presentados, no incluyen la perforación ni la completación de los pozos inyectoros, ya que, son utilizados los mismos pozos inyectoros (F1, F4 y F5) en cada uno de los casos mencionados, por lo que se decidió enfocarse en aquellos parámetros que generan variaciones entre las inversiones de cada proyecto, y que, según los investigadores, se encuentran en la Tabla 4.21.

4.7.2 Ingresos del proyecto

Los ingresos del proyecto fueron obtenidos a partir del producto de la producción de petróleo generada para cada proyecto, y el precio barril de petróleo para ese momento. Como dicha evaluación fue realizada en un periodo ya transcurrido (2008-2016), la tendencia de los precios del barril (Expansión, 2019) mostradas en la Figura 4.110, pueden ser estudiados, y mediante un promedio, generar el precio del mismo, el cual fue el de referencia para este estudio.

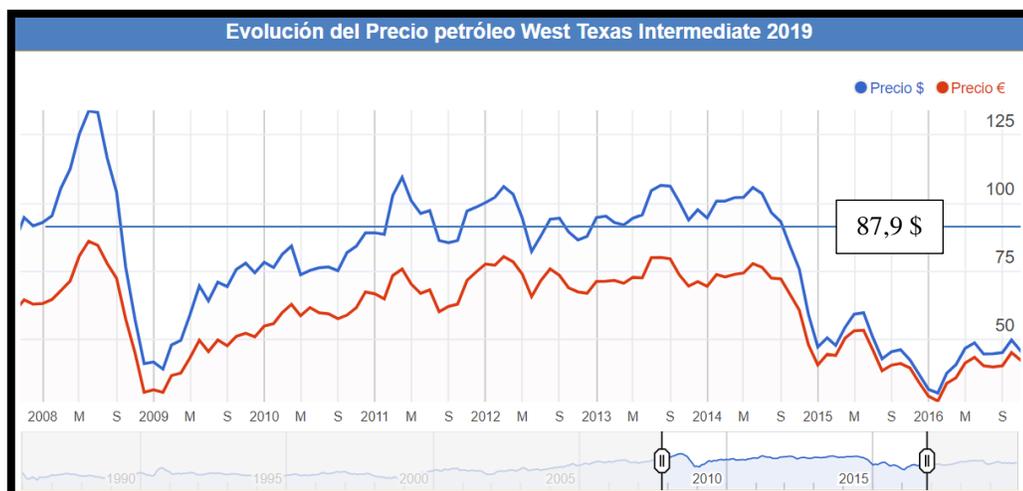


Figura 4.110 Tendencia de los precios del barril de petróleo desde el año 2008 al año 2016

A partir del análisis de la Figura 4.110, se tomó en cuenta el precio del barril de petróleo con el indicador WTI, esto debido a estudios previos de simulación realizados en la zona de estudio, en los cuales se usó tal indicador para la realización

de análisis económicos (Granadillo, 2018). Para el presente trabajo, se obtuvo un promedio de 87,9 \$, el cual se mantendrá constante los primeros cuatro años en que será evaluado el proyecto, para evitar las variaciones abruptas del precio durante el transcurso de cada año. Con base a esta información, y la producción generada desde el año 2009 al año 2013 (Tabla 4.22), los ingresos del proyecto pueden observarse en la Tabla 4.23. Cabe destacar que los volúmenes de petróleo que aparecen en la Tabla 4.22 se registraron hasta el año número 4 de actividad (2009-2013) y no hasta el año 2016, ya que este coincide con el horizonte económico que se seleccionó para la evaluación económica de los tres casos en estudio, por tal motivo los Np acumulado totales de la Tabla 4.22 no coinciden y son menores que los Np acumulados totales de la Tabla 4.20

Tabla 4.22 Volumen de petróleo producido para cada uno de los casos en estudio

Año	Np caso inyección de agua (bbl)	Np caso inyección de surfactantes 1 (bbl)	Np inyección de surfactantes 2 (bbl)
0	-	-	-
1	14.240.434	14.434.732	14.536.316
2	7.928.922	8.574.905	8.746.685
3	4.949.475	5.209.944	5.728.114
4	3.656.314	3.791.360	4.280.848
Total	30.775.146	32.010.941	33.291.963

Tabla 4.23 Ingresos obtenidos en cada uno de los casos en estudio

Año	Ingresos caso inyección de agua (MM\$)	Ingresos caso inyección de surfactantes 1 (MM\$)	Ingresos caso inyección de surfactantes 2 (MM\$)
0	-	-	-

1	1.251,7	1.268,8	1.277,7
2	696,9	753,7	768,8
3	435,0	457,9	503.,5
4	321,3	333,2	376,2
Total	2.705,1	2.813,7	2.926,3

4.7.3 Costos de la producción

Para obtener los gastos totales del proyecto, se tomaron en cuenta para cada uno de los casos, la cantidad de surfactantes utilizados para cada bache de solución, el costo de producción por barril de petróleo, el costo de tratamiento por barril de agua inyectada y el costo anual de la planta de tratamiento de surfactantes.

En la Tabla 4.24, se muestran los parámetros que fueron tomados en cuenta en el análisis económico para la estimación de los costos totales del proyecto durante el período de estudio (Tabla 4.25, Tabla 4.26, Tabla 4.27, Tabla 4.28 y Tabla 4.29).

Tabla 4.24 Gastos operativos tomados en cuenta en la evaluación económica de cada uno de los proyectos en estudio

Gastos operativos	Valor
Costos de petróleo producido (\$/bbl)	12
Costos de tratamiento del agua inyectada (\$/bbl)	3
Costo anual de operación de la planta (\$/año)	800.000
Costo surfactantes (\$/kg)	2

Tabla 4.25 Costo generado a partir del tratamiento de los barriles de petróleo producido para cada uno de los casos en estudio

Costo petróleo producido			
año	Caso inyección de agua (MM\$)	Caso inyección de surfactantes 1 (MM\$)	Caso inyección de surfactantes 2 (MM\$)
0	0	0	0
1	170,8	173,2	174,4
2	95,1	102,8	104,9
3	59,3	62,5	68,7
4	43,8	45,4	51,3
total	369,3	384,1	399,5

Tabla 4.26 Costo generado a partir del tratamiento de agua inyectada para cada uno de los casos en estudio

Costo tratamiento agua inyectada			
año	Caso inyección de agua (MM\$)	Caso inyección de surfactantes 1 (MM\$)	Caso inyección de surfactantes 2 (MM\$)
0	0	0	0
1	92,9	92,9	92,9
2	75,3	75,3	75,3
3	58,7	58,7	58,7
4	55,5	55,5	55,5
total	282,5	282,5	282,5

Tabla 4.27 Costo generado a partir de la cantidad de surfactantes inyectado en cada uno de los casos en estudio

Costo inyección surfactantes (baches)			
año	Caso inyección de agua (\$)	Caso inyección de surfactantes 1 (\$)	Caso inyección de surfactantes 2 (\$)
0	0	0	0
1	0	15.634.400	32.418.800

2	0	11.504.600	22.812.000
3	0	0	19.947.400
4	0	0	0
total	0	27.139.000	75.178.200

Tabla 4.28 Costo generado a partir del mantenimiento de la planta de tratamiento para surfactantes en cada uno de los casos en estudio

Costo mantenimiento de la planta de tratamiento para surfactantes			
año	Caso inyección de agua (\$)	Caso inyección de surfactantes 1 (\$)	Caso inyección de surfactantes 2 (\$)
0	0	0	0
1	0	800.000	800.000
2	0	800.000	800.000
3	0	0	800.000
4	0	0	0
total	0	1.600.000	2.400.000

Tabla 4.29 Costo total generado en cada uno de los proyectos en estudio

Costo total			
Año	Caso inyección de agua (MM\$)	Caso inyección de surfactantes 1 (MM\$)	Caso inyección de surfactantes 2 (MM\$)
0	5	28,9	49,1
1	263,7	282,5	300,5
2	170,5	190,5	203,9
3	118,1	121,2	148,2
4	99,4	101,0	106,9
Costo total	656,8	724,3	808,7

4.8 Resultados

Con la inversión inicial, los ingresos y costos del proyecto, se calcularon los flujos de fondos, VPN, TIR y Pay Back del proyecto, para un horizonte económico de 4 años, con tasas de descuento anual de 20 %, para alguno de ellos (Tabla 4.31), en conjunto

con las ecuaciones 2.9, 2.10 y 2.11, descritas en el capítulo II. La Tabla 4.30 muestra los flujos de fondos del proyecto.

Tabla 4.30 Flujo de caja anual para cada proyecto en estudio

Flujo de caja anual para cada proyecto			
Año	Caso inyección de agua (MM\$)	Caso inyección de surfactantes 1 (MM\$)	Caso inyección de surfactantes 2 (MM\$)
0	-5	-28,9	-49,1
1	987,9	986,2	977,1
2	526,4	563,1	564,8
3	316,9	336,7	355,2
4	221,9	232,1	269,3
total	2.048,2	2.089,3	2.117,5

Tabla 4.31 VPN, TIR y Pay Back de cada uno de los proyectos en estudio

Estimación de VPN, TIR y Pay Back			
Parámetro	Caso inyección de agua	Caso inyección de surfactantes 1	Caso inyección de surfactantes 2
VPN	1.474 MM\$	1.491 MM\$	1.492 MM\$
TIR	19.712%	3.368%	1.947%
Pay back	Antes de 1 año	Antes de 1 año	Antes de 1 año

4.9 Análisis de los resultados obtenidos

Luego de haber observado los resultados presentados en la Tabla 4.30, se procedió a representar tal información de manera gráfica en la Figura 4.111; En esta puede observarse los flujos de caja de cada proyecto, en los cuales a medida que transcurre el tiempo de estudio, el caso de inyección de surfactantes 2 comienza a generar progresivamente mayores flujos de caja positivos para la empresa en comparación a los otros dos proyectos presentados previamente.

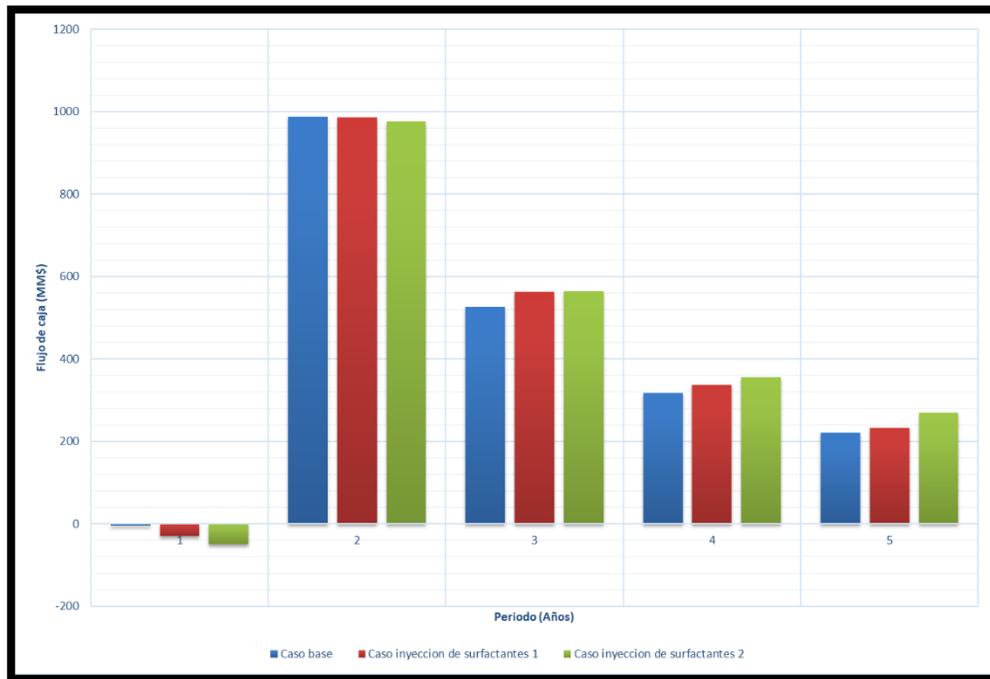


Figura 4.111 Grafico de los flujos de caja generados por los proyectos de inyección de agua e inyección de surfactantes 1 y 2

Además, al comparar el VPN, TIR y Pay Back de cada proyecto, se observa que para el caso de inyección de surfactantes 2, existe un mayor VPN en comparación a los otros dos casos, sin embargo, el TIR, muestra un mejor resultado para el caso de inyección de agua debido a que la inversión realizada por la empresa en este caso fue menor que los otros dos presentados. Cabe destacar, que en cuanto al Pay Back, los resultados fueron relativamente similares, ya que la recuperación para cada uno de ellos, es generado en periodo menor a un año.

CONCLUSIONES

- El mecanismo de empuje que predomina en el campo Volve del Mar del Norte presenta características relacionadas a un mecanismo de empuje hidráulico, empuje por gas en solución y empuje por capa de gas secundario.
- El estudio de las propiedades de la roca y los fluidos presentaron características recomendables dentro del criterio de diseño para una inyección de surfactantes, como, por ejemplo, la gravedad API, la viscosidad, la permeabilidad, etc., a excepción de la temperatura, la cual al momento de realizar las corridas en el simulador STARS, se observó que degradaba la solución de surfactantes a medida que aumentaba el tiempo de permanencia de esta dentro de la zona en estudio.
- La herramienta de simulación STARS genera información importante a la hora de evaluar un proyecto de recuperación química, como por ejemplo el cambio generado en la tensión interfacial debido al uso de surfactantes dentro de la zona en estudio, o la concentración de surfactantes que se ha utilizado.
- La herramienta de simulación IMEX, al utilizar un algoritmo similar de interpolación para el cambio de las permeabilidades relativas, puede ser utilizado para estimar el comportamiento de un proyecto de recuperación terciaria, en caso de surgir un problema y no pueda ser utilizado el simulador STARS en el mallado suministrado por la empresa.
- Al comparar los tres casos en estudio (caso base, inyección de agua e inyección de surfactantes), el que presentó una mejor efectividad fue el caso de inyección de surfactantes, generando una recuperación de petróleo de 64 MMbbl (Factor de recobro de 56,92%) aproximadamente; es decir, 3,5 MMbbl más en comparación al caso de inyección de agua propuesto originalmente por la empresa.
- El caso de inyección de surfactantes 1, o caso de inyección de surfactantes optimizado, presentó resultados favorables en cuanto a la evaluación de algunos índices financieros, obteniéndose un VPN de 1491 MM\$, una TIR de

3368 % y un Pay Back < 1 año, lo cual se traduce en un proyecto económicamente rentable.

- La optimización del caso de inyección de surfactantes presentó resultados favorables, en cuanto a la producción de petróleo generada, además de una reducción de costos, en comparación al caso de inyección de surfactantes donde fueron usados los pozos inyectoros F5 y F4, lo cual permitió que dicho caso, fuera más rentable que este último.
- El caso de inyección de surfactantes 1, o caso de inyección de surfactantes optimizado, fue seleccionado, ya que en comparación al caso de inyección de surfactantes 2, el cual obtuvo el mayor VPN, fue relativamente similar. Cabe agregar que el TIR del caso optimizado no fue el mejor, sin embargo, fue seleccionado como el mejor caso, ya que reducía costos en comparación al caso de inyección de surfactantes 2, lo cual, para un proyecto de altos costos, es siempre favorable.

RECOMENDACIONES

- El estudio del mecanismo de empuje para cualquier proyecto de explotación dentro de un campo debe ser evaluado para analizar si este puede afectar las propuestas de la compañía o ser aprovechado en un futuro para aumentar la producción del campo mediante técnicas de recuperación secundaria o terciaria.
- Previo a un estudio de inyección de surfactantes se recomienda consultar diferentes criterios de diseño, con el objetivo de verificar si las propiedades del yacimiento se encuentran en el rango especificado. De esta manera, puede analizarse si este tipo de inyecciones presenta indicios favorables como método de recuperación terciario.
- La conversión de cualquier mallado de simulación (de IMEX a STARS, por ejemplo) debe ser tomada en cuenta en cualquier proyecto que presente este tipo de actividades en su cronograma, ya que es tiempo que debe ser invertido en caso de que el modelo en estudio se encuentre generado en un software distinto al que se desea utilizar para la evaluación.
- La inyección de surfactantes es un método de recuperación terciaria, que debe ser estudiado por los futuros ingenieros que desean entrar en la industria, ya que los desafíos que se presentarán en un futuro, como la producción de petróleo se caracterizarán por tener una mayor dificultad, y los cuales necesitarán de mecanismos de recuperación terciaria y nuevas tecnologías, para poder ser explotados.
- Para el estudio del comportamiento de soluciones químicas, la prueba en núcleos debe ser una parte importante de la evaluación, ya que a partir de este se podrá determinar si el comportamiento de estas soluciones puede ser favorables, o no, para la recuperación de petróleo en la zona en estudio.

BIBLIOGRAFIAS

- Álvarez, J.O. (2014). Impact of Surfactants for wettability Alteration in Stimulation Fluids and the Potential for Surfactants EOR in Unconventional Liquid Reservoirs. Consultado el 12 de junio de 2019, SPE, pagina web Onepetro: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-169001-MS>
- Arias, F. (1999). El Proyecto de Investigación, Guía de Elaboración. Caracas: Episteme.
- Avila, J. (2015). “*Estudio de la aplicación de Métodos Químicos en la arena Ui, mediante la plataforma Petrel para evaluar el factor de recobro*” Guayaquil, Ecuador.
- Amit, K. and Ajay, M. (2019) “*Evaluation of Zwitterionic Surfactant for Applicability in Enhanced Oil Recovery*” India SPE-194676
- Ander. (2015). “*Metodología de la Investigación*”. Buenos Aires, Argentina.
- Babadagli (2003), “*Analysis of Oil Recovery by Spontaneous Imbibition of Surfactant Solution*” Malaysia SPE 84866, University of Alberta.
- Babadagli, (2004) “*Evaluation of Oil Recovery Performances of Surfactants Using Organic Conception Diagrams*” U.S.A PAPER 2004-077
- Camacho P., (2013). “*Evaluación de los simuladores de yacimientos STARS Y UTCHEM para el modelaje de procesos químicos*”. Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Carrillo, L. (2010). Simulación de petróleo negro (Black oil). [Documento en Línea]. Disponible: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/simulacion-de-petroleo-negro-black-oil/>. [Consulta: 2019, septiembre 20]

CMG (2019). Software. Disponible: <https://www.cmgl.ca/software> [Consultado: 2019, septiembre 19]

CMG, IMEX®, uso de la guía edición 2015.10

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2010). [Documento en línea]. Disponible: http://www.portaldelpetroleo.com/2016/05/mecanismos-de-producción-en-yacimientos_22.html [Consulta: 2018, Julio 28].

Comunidad Petrolera (2009). [Documento en línea]. Disponible: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/la-hora-de-hacer-el-estudio-de-algun.html> [Consulta: 2018, Julio 28].

Equinor (2016). Volve Reservoir Model and HM. [Diapositivas de PowerPoint]

Equinor (2018). *Equinor lanza información de subsuelo y producción de un campo NCS*. [Documento en línea]. Disponible: <https://www.spe.org/en/jpt/jpt-article-detail/?art=4329&>. [Consulta: 2019, junio 15].

Equinor (2019). Volve [Documento en Línea] Disponible: <https://www.equinor.com/en/what-we-do/norwegian-continental-shelf-platforms/volve.html> [Consulta: 2019, septiembre 20]

Fanchi, J. (1997). *Principles of Applied Reservoir Simulation*. EE. UU: Gulf Publishing Company Houston.

Farías, (2010) [Documento en línea]. Disponible: <https://docplayer.es/65342266-Analisis-de-sensibilidad-m-en-c-eduardo-bustos-farias.html> [Consulta: 2018, Julio 28].

Figuroa, K. (2005). *Evaluación del proceso de inyección de agua, en el área oeste flanco norte yacimiento Naricual superior del Campo El Furrial mediante el modelo de simulación v-9*. Tesis de grado, Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui.

- Granadillo, J. (2018) “*Revitalización del factor de recobro en la formación Hugin del Campo Volve del Mar del Norte por medio de una evaluación del proceso de recuperación secundaria mediante inyección de agua empleando simulación numérica de yacimientos*” Venezuela
- Guerra, E. y otros (2007). “*Improved ASP Design Using Organic Compound-Surfactant-Polymer (OCSP) for La Salina Field, Maracaibo Lake*”. Buenos Aires, Argentina. SPE-107776-MS
- Guerrero, L. y otros (2009). Análisis de pruebas de presión. Simulador para análisis de pruebas de presión. [Documento en Línea]. Disponible: <http://unefaanalisisdepruebasdepresiones.blogspot.com/p/simulador-para-analisis-de-pruebas-de.html>. [Consultado: 2019, septiembre 17]
- Hernández (2017) “*Estudio de simulación numérica de yacimientos sobre la inyección de formulaciones a base de surfactantes como alternativa a los métodos térmicos de RMH en pozos de crudos pesados y extrapesados con alta producción de agua de la faja petrolífera del Orinoco Hugo Chávez*” Venezuela
- Hirasaki, G. J., Miller, C.A., y Puerto, M. (2011). Recent Advances in Surfactant EOR. SPE Journal [Revista en línea].16.Disponible: <https://www.onepetro.org/journal-paper/SPE-115386-PA> [Consultado: 2019, junio 12]
- Hosseinzab de Khanamiri, H. y Torsæter, O. (2015) “*Experimental Study of Low Salinity and Optimal Salinity Surfactant Injection*” Madrid, Spain SPE-174367
- Llamedo, M. (2009). Simulación de la producción proveniente de las acumulaciones de hidratos de gas. Venezuela [Documento en Línea]. Disponible: http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0798-40652009000400011 [Consulta: 2019, septiembre 18]
- Bin Dahbag, M. (2016). *Simulation of Ionic Liquid Flooding for Chemical Enhance Oil Recovery Using CMG STARS Software*. SPE-182836-MS

- Morales, A. (2011). Inyección de Surfactantes en Yacimientos. [Documento en línea]. Disponible: <http://www.petroleoamerica.com/2011/02/inyeccion-de-surfactantes-en.html>. [Consulta: 2019, junio 16]
- Noruego Petróleo. Volve. [Documento en línea]. Disponible: <https://www.norskpetroleum.no/en/facts/field/volve/>. [Consulta: 2018, Julio 28].
- Offshore Technology (2019). Volve Oil Field, North Sea. [Documento en Línea]. Disponible: <https://www.offshore-technology.com/projects/volve-oil-field-north-sea/> [Consultado: 2019, diciembre 01]
- Oskarsson, I. U. y Hellsten, A. N. (2005) “*Surfactants as Flow Improvers in Water Injection*” U.S.A SPE 93116
- Paris de Ferrer, M.: “*Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos*”, segunda edición, Ediciones Astro Data S.A., Maracaibo, Venezuela (2001).
- Petroquimex (2015). Campos Maduros y Reactivación de Pozos: Enfoque en Nuevas Tecnologías de Recobro. [Documento en línea]. Disponible: <https://petroquimex.com/campos-maduros-y-reactivacion-de-pozos-enfoque-en-nuevas-tecnologias-de-recobro/>. [Consulta: 2019, junio 18]
- Petróleo América (2011). Inyección de surfactantes en yacimientos [Documento en línea]. Disponible: <http://www.petroleoamerica.com/2011/02/inyeccion-de-surfactantes-en.html> [Consulta: 2019, junio 18]
- Pulso Energético (2017), La recuperación mejorada: otra forma de descubrir petróleo. [Documento en línea]. Disponible: <https://pulsoenergetico.org/la-recuperacion-mejorada-otra-forma-de-descubrir-petroleo/>. [Consulta: 2019, junio 18]
- Ramírez, T (2015), “El proyecto de Investigación”. Caracas-Venezuela.
- Salager J. (1992). Cuaderno FIRP S311-A. Mérida-Venezuela, 35 p.

- Salager J. (2004). Cuaderno FIRP S301-PP. Mérida-Venezuela, 24 p.
- Salager J. (2005). Cuaderno FIRP S357-C. Mérida-Venezuela, 35 p.
- Santa, M.; Alvarez-Jürgenson, G.; Busch, S.; Birnbrich, P.; Spindler, C. (2011) “*Sustainable Surfactants in Enhanced Oil Recovery*” Malaysia SPE 145039
- Palella, S. y Martins, F. (2010). Tipos y diseño de la investigación [Documento en Línea]. Disponible: http://planificaciondeproyectosemirarismendi.blogspot.com/2013/04/tipos-y-diseno-de-la-investigacion_21.html. [Consultado: 2019, octubre 20]
- Schlumberger (2019) Servicios en la industria del Petróleo y Gas [Documento en línea]. Disponible: <http://www.petroguia.com/pet/directorio/servicios-en-la-industria-del-petr%C3%B3leo-y-gas/schlumberger-venezuela-sa> [Consulta: 2019, Julio 28].
- Society of Petroleum Engineers (2013). Oil and Natural Gas [Documento en línea]. Consultado el día 16 de junio de 2019, Disponible: http://energy4me.org/wp-content/uploads/Spanish_WEB.pdf
- Southwick, J. G. y otros (2018). Surfactant Flooding in Offshore Environments. Consultado el 11 de junio de 2019, SPE, pagina web Onepetro: <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-190296-MS>
- Satter, A. y Thakur, G. *Integrated Petroleum Reservoir Management*, PennWell Publishing Company, Tulsa-Oklahoma (1994)
- Thakur, G. y Satter, A. *Integrated Waterflood Asset Management*, Pennwell Publishing Company, Tulsa-Oklahoma (1998)
- Universidad Central de Venezuela. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Clases Globales de la Asignatura Introducción al análisis económico de decisiones. Caracas.

Universidad Central de Venezuela. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Clases Globales de la Asignatura Pozos I. Caracas.

Useche, Y. (2013). *“Modelaje numérico del proceso de inyección de álcali-surfactante-polímero (ASP) a escala de laboratorio usando el simulador STARS”*
Venezuela

Vásquez (2018) *Yacimientos de hidrocarburos y sus características, La comunidad petrolera*, Petroquimex, Revista de la Industria Energética. México.

ANEXO A

Tabla A-1. Datos PVT del agua, registrados en el modelo de simulación del campo
Volve.

Datos PVT del agua				
RefPres	Bw	Cw	Vw	Pozos
psi	bbl/stb	1/psi	Cp	
3893,25	1,03382	2,16E-06	0,38509	#1 SR19,F-12,F-14
3893,25	1,03382	2,16E-06	0,38509	#2 SR19,F-12,F-14
3556,85	1,03741	2,21E-06	0,37089	#3 -19A
3556,85	1,03741	2,21E-06	0,37089	#4 -19A
3556,85	1,03741	2,21E-06	0,37089	#5 -19A
3893,25	1,03382	2,16E-06	0,38509	#6 -19A
3556,85	1,03741	2,21E-06	0,37089	#7 -19A
3893,25	1,03382	2,16E-06	0,38509	#8 SR19,F-12,F-14
3556,85	1,03741	2,21E-06	0,37089	#9 -19A
3893,25	1,03382	2,16E-06	0,38509	#10 SR19,F-12,F-14
3556,85	1,03741	2,21E-06	0,37089	#11 -19A
3893,25	1,03382	2,16E-06	0,38509	#12 SR19,F-12,F-14
3556,85	1,03741	2,21E-06	0,37089	#13 -19A

ANEXO B

Código agregado al archivo .DAT

RPT 1
 INTCOMP *POLYCONC
 KRINTRP 1
 INTCOMP_VAL 0.0

SWT

Sw	Krw	Krow
0	0	1
0.157	0	1
0.173	0.000356	0.886130987590188
0.19	0.0014241	0.776430754761905
0.207	0.0032041	0.677875523073593
0.223	0.0056962	0.594715644761905
0.24	0.0089004	0.515321231832612
0.257	0.0128165	0.444642765310245
0.273	0.0174447	0.385521375151515
0.29	0.0227849	0.329676198484848
0.307	0.0288372	0.280499075367965
0.324	0.0356015	0.237374156681097
0.34	0.0430778	0.201823198528138
0.357	0.0512661	0.168826457113997
0.374	0.0601665	0.140293991313131
0.39	0.0697789	0.117090458268398
0.407	0.0801033	0.0959123238672439
0.424	0.0911398	0.0779155893073593
0.44	0.1028883	0.0635276321356421
0.457	0.1153488	0.0506702136796537

0.47 4	0.1285213	0.0399838803751804
0.49	0.1424059	0.0316265696103896
0.50 7	0.1570025	0.0243605517171717
0.52 4	0.1723111	0.0184953559595959
0.54 1	0.1883318	0.0138180073593074
0.55 7	0.2050645	0.0103113737229437
0.57 4	0.2225092	0.00741884142857143
0.59 1	0.240666	0.00521466292929293
0.60 7	0.2595348	0.00365110506493507
0.62 4	0.2791156	0.0024323426984127
0.64 1	0.2994084	0.00156362634920635
0.65 7	0.3204133	0.00099764585858585 9
0.67 4	0.3421302	0.00058630539682539 5
0.69 1	0.3645591	0.00032373670995671 1
0.70 8	0.3877001	0.00016523825396825 4
0.72 4	0.4115531	8.06445454545454E-05
0.74 1	0.4361181	3.27802886002886E-05
0.75 8	0.4613951	1.10398268398268E-05
0.77 4	0.4873842	3.10295815295814E-06
0.80 8	0.5414984	5.54379210779593E-08
0.82 4	0.5696236	0
0.85	0.633201931818182	0
0.9	0.755467954545455	0
1	1	0

SGT

Sg	Krg	Krog
0	0	1
0.02	0.0004	1
0.04	0.0016	1
0.06	0.0036	1
0.08	0.0064	1
0.1	0.01	1
0.12	0.0144	1
0.14	0.0196	1
0.157	0.0247	1
0.16	0.0256	0.979410509090909
0.174325	0.0304705	0.88109569
0.18	0.0324	0.845943528023088
0.19165	0.036827	0.77378094
0.2	0.04	0.727226323492063
0.208975	0.0437695	0.67718708
0.22	0.0484	0.622016210909091
0.2263	0.051298	0.59049
0.24	0.0576	0.529141629321789
0.243625	0.0594125	0.51290894
0.26	0.0676	0.447500025642136
0.26095	0.068113	0.44370531
0.278275	0.0774685	0.38218157
0.28	0.0784	0.376755006753247
0.2956	0.087448	0.32768
0.3	0.09	0.315464520634921
0.312925	0.0980135	0.27958155
0.32	0.1024	0.262316973694084
0.33025	0.109165	0.23730469
0.34	0.1156	0.216481897792208
0.347575	0.1209025	0.20030419
0.36	0.1296	0.177186740606061
0.3649	0.133226	0.16807
0.38	0.1444	0.143714802539683
0.382225	0.1461355	0.14012604
0.39955	0.159649	0.11602906
0.4	0.16	0.115492394285714
0.416875	0.1738375	0.09536743
0.42	0.1764	0.0921914866378066
0.4342	0.188612	0.07776

0.44	0.1936	0.0727701286002886
0.451525	0.2039725	0.06285491
0.46	0.2116	0.0567272428571428
0.46885	0.219919	0.05032844
0.48	0.2304	0.0436064927561328
0.486175	0.2364515	0.0398838
0.5	0.25	0.032994202020202
0.5035	0.25357	0.03125
0.52	0.2704	0.0245172857142857
0.520825	0.2712745	0.02418065
0.53815	0.289639	0.01845281
0.54	0.2916	0.0179629983405483
0.555475	0.3086225	0.01386579
0.56	0.3136	0.0129187943434343
0.5728	0.328192	0.01024
0.58	0.3364	0.00906629402597403
0.590125	0.3483475	0.00741577
0.6	0.36	0.00618256062049063
0.60745	0.369089	0.00525219
0.62	0.3844	0.00407413435786436
0.624775	0.3904165	0.00362591
0.64	0.4096	0.00257495878787879
0.6421	0.41233	0.00243
0.659425	0.4348525	0.00157276
0.66	0.4356	0.0015529726984127
0.67675	0.458045	0.00097656
0.68	0.4624	0.000901540808080806
0.694075	0.4818235	0.00057665
0.7	0.49	0.000488877922077923
0.7114	0.5061818	0.00032
0.72	0.5184	0.000242627301587302
0.728725	0.5311385	0.00016413
0.74	0.5476	0.000106736507936508
0.74605	0.556675	7.594E-05
0.76	0.5776	3.9368051948052E-05
0.763375	0.5827975	3.052E-05
0.78	0.6084	1.08290909090908E-05
0.7807	0.609506	1E-05
0.798025	0.6368795	2.37E-06
0.8	0.64	2.19512030798845E-06
0.82	0.6724	4.24186717998076E-07
0.824	0.67904	7E-08
0.832675	0.6934405	1E-08

0.84	0.7056	5.7720057720058E-09
0.85	0.7226	0
0.86	0.7396	0
0.88	0.7744	0
0.9	0.81	0
0.92	0.8464	0
0.94	0.8836	0
0.96	0.9216	0
0.98	0.9604	0
1	1	0

KRINTRP 2
INTCOMP_VAL 2

SWT

Sw	Krw	Krow
0	0	1
0.157	0	1
0.173	0.000356	0.886130987590188
0.19	0.0014241	0.776430754761905
0.207	0.0032041	0.677875523073593
0.223	0.0056962	0.594715644761905
0.24	0.0089004	0.515321231832612
0.257	0.0128165	0.444642765310245
0.273	0.0174447	0.385521375151515
0.29	0.0227849	0.329676198484848
0.307	0.0288372	0.280499075367965
0.324	0.0356015	0.237374156681097
0.34	0.0430778	0.201823198528138
0.357	0.0512661	0.168826457113997
0.374	0.0601665	0.140293991313131
0.39	0.0697789	0.117090458268398
0.407	0.0801033	0.0959123238672439
0.424	0.0911398	0.0779155893073593
0.44	0.1028883	0.0635276321356421
0.457	0.1153488	0.0506702136796537
0.474	0.1285213	0.0399838803751804
0.49	0.1424059	0.0316265696103896
0.507	0.1570025	0.0243605517171717
0.524	0.1723111	0.0184953559595959
0.541	0.1883318	0.0138180073593074
0.557	0.2050645	0.0103113737229437
0.574	0.2225092	0.00741884142857143

0.591	0.240666	0.00521466292929293
0.607	0.2595348	0.00365110506493507
0.624	0.2791156	0.0024323426984127
0.641	0.2994084	0.00156362634920635
0.657	0.3204133	0.000997645858585859
0.674	0.3421302	0.000586305396825395
0.691	0.3645591	0.000323736709956711
0.708	0.3877001	0.000165238253968254
0.724	0.4115531	8.06445454545454E-05
0.741	0.4361181	3.27802886002886E-05
0.758	0.4613951	1.10398268398268E-05
0.774	0.4873842	3.10295815295814E-06
0.808	0.5414984	5.54379210779593E-08
0.824	0.5696236	0
0.85	0.633201931818182	0
0.9	0.755467954545455	0
0.999	1	0

SLT

Sl	Krg	Krog
0	1	0
0.02	0.9604	0
0.04	0.9216	0
0.06	0.8836	0
0.08	0.8464	0
0.1	0.81	0
0.12	0.7744	0
0.14	0.7396	0
0.15	0.7226	0
0.16	0.7056	5.7720057720058E-09
0.167325	0.6934405	1E-08
0.176	0.67904	7E-08
0.18	0.6724	4.24186717998076E-07
0.2	0.64	2.19512030798845E-06
0.201975	0.6368795	2.37E-06
0.2193	0.609506	1E-05
0.22	0.6084	1.08290909090908E-05
0.236625	0.5827975	3.052E-05
0.24	0.5776	3.9368051948052E-05
0.25395	0.556675	7.594E-05
0.26	0.5476	0.000106736507936508
0.271275	0.5311385	0.00016413

0.28	0.5184	0.000242627301587302
0.2886	0.506188	0.00032
0.3	0.49	0.000488877922077923
0.305925	0.4818235	0.00057665
0.32	0.4624	0.000901540808080806
0.32325	0.458045	0.00097656
0.34	0.4356	0.0015529726984127
0.340575	0.4348525	0.00157276
0.3579	0.41233	0.00243
0.36	0.4096	0.00257495878787879
0.375225	0.3904165	0.00362591
0.38	0.3844	0.00407413435786436
0.39255	0.369089	0.00525219
0.4	0.36	0.00618256062049063
0.409875	0.3483475	0.00741577
0.42	0.3364	0.00906629402597403
0.4272	0.328192	0.01024
0.44	0.3136	0.0129187943434343
0.444525	0.3086225	0.01386579
0.46	0.2916	0.0179629983405483
0.46185	0.289639	0.01845281
0.479175	0.2712745	0.02418065
0.48	0.2704	0.0245172857142857
0.4965	0.25357	0.03125
0.5	0.25	0.032994202020202
0.513825	0.2364515	0.0398838
0.52	0.2304	0.0436064927561328
0.53115	0.219919	0.05032844
0.54	0.2116	0.0567272428571428
0.548475	0.2039725	0.06285491
0.56	0.1936	0.0727701286002886
0.5658	0.188612	0.07776
0.58	0.1764	0.0921914866378066
0.583125	0.1738375	0.09536743
0.6	0.16	0.115492394285714
0.60045	0.159649	0.11602906
0.617775	0.1461355	0.14012604
0.62	0.1444	0.143714802539683
0.6351	0.133226	0.16807
0.64	0.1296	0.177186740606061
0.652425	0.1209025	0.20030419
0.66	0.1156	0.216481897792208
0.66975	0.109165	0.23730469

0.68	0.1024	0.262316973694084
0.687075	0.0980135	0.27958155
0.7	0.09	0.315464520634921
0.7044	0.087448	0.32768
0.72	0.0784	0.376755006753247
0.721725	0.0774685	0.38218157
0.73905	0.068113	0.44370531
0.74	0.0676	0.447500025642136
0.756375	0.0594125	0.51290894
0.76	0.0576	0.529141629321789
0.7737	0.051298	0.59049
0.78	0.0484	0.622016210909091
0.791025	0.0437695	0.67718708
0.8	0.04	0.727226323492063
0.80835	0.036827	0.77378094
0.82	0.0324	0.845943528023088
0.825675	0.0304705	0.88109569
0.84	0.0256	0.979410509090909
0.843	0.0247	1
0.86	0.0196	1
0.88	0.0144	1
0.9	0.01	1
0.92	0.0064	1
0.94	0.0036	1
0.96	0.0016	1
0.98	0.0004	1
1	0	1

KRINTRP 3

INTCOMP_VAL 10

SWT

Sw	Krw	Krow
0	0	1
0.157	0	1
0.999	1	0
1	1	0

SLT

Sl	Krg	Krog
0	1	0
0.02	0.9604	0
0.04	0.9216	0

0.06	0.8836	0
0.08	0.8464	0
0.1	0.81	0
0.12	0.7744	0
0.14	0.7396	0
0.15	0.7226	0
0.16	0.7056	5.7720057720058E-09
0.167325	0.6934405	1E-08
0.176	0.67904	7E-08
0.18	0.6724	4.24186717998076E-07
0.2	0.64	2.19512030798845E-06
0.201975	0.6368795	2.37E-06
0.2193	0.609506	1E-05
0.22	0.6084	1.08290909090908E-05
0.236625	0.5827975	3.052E-05
0.24	0.5776	3.9368051948052E-05
0.25395	0.556675	7.594E-05
0.26	0.5476	0.000106736507936508
0.271275	0.5311385	0.00016413
0.28	0.5184	0.000242627301587302
0.2886	0.506188	0.00032
0.3	0.49	0.000488877922077923
0.305925	0.4818235	0.00057665
0.32	0.4624	0.000901540808080806
0.32325	0.458045	0.00097656
0.34	0.4356	0.0015529726984127
0.340575	0.4348525	0.00157276
0.3579	0.41233	0.00243
0.36	0.4096	0.00257495878787879
0.375225	0.3904165	0.00362591
0.38	0.3844	0.00407413435786436
0.39255	0.369089	0.00525219
0.4	0.36	0.00618256062049063
0.409875	0.3483475	0.00741577
0.42	0.3364	0.00906629402597403
0.4272	0.328192	0.01024
0.44	0.3136	0.0129187943434343
0.444525	0.3086225	0.01386579
0.46	0.2916	0.0179629983405483
0.46185	0.289639	0.01845281
0.479175	0.2712745	0.02418065
0.48	0.2704	0.0245172857142857
0.4965	0.25357	0.03125

0.5	0.25	0.032994202020202
0.513825	0.2364515	0.0398838
0.52	0.2304	0.0436064927561328
0.53115	0.219919	0.05032844
0.54	0.2116	0.0567272428571428
0.548475	0.2039725	0.06285491
0.56	0.1936	0.0727701286002886
0.5658	0.188612	0.07776
0.58	0.1764	0.0921914866378066
0.583125	0.1738375	0.09536743
0.6	0.16	0.115492394285714
0.60045	0.159649	0.11602906
0.617775	0.1461355	0.14012604
0.62	0.1444	0.143714802539683
0.6351	0.133226	0.16807
0.64	0.1296	0.177186740606061
0.652425	0.1209025	0.20030419
0.66	0.1156	0.216481897792208
0.66975	0.109165	0.23730469
0.68	0.1024	0.262316973694084
0.687075	0.0980135	0.27958155
0.7	0.09	0.315464520634921
0.7044	0.087448	0.32768
0.72	0.0784	0.376755006753247
0.721725	0.0774685	0.38218157
0.73905	0.068113	0.44370531
0.74	0.0676	0.447500025642136
0.756375	0.0594125	0.51290894
0.76	0.0576	0.529141629321789
0.7737	0.051298	0.59049
0.78	0.0484	0.622016210909091
0.791025	0.0437695	0.67718708
0.8	0.04	0.727226323492063
0.80835	0.036827	0.77378094
0.82	0.0324	0.845943528023088
0.825675	0.0304705	0.88109569
0.84	0.0256	0.979410509090909
0.843	0.0247	1
0.86	0.0196	1
0.88	0.0144	1
0.9	0.01	1
0.92	0.0064	1
0.94	0.0036	1

0.96	0.0016	1
0.98	0.0004	1
1	0	1

RPT 2
 INTCOMP *POLYCONC
 KRINTRP 1
 INTCOMP_VAL 0.0

SGT

Sg	Krg	Krog
0	0	1
0.02	0.0004	1
0.04	0.0016	1
0.06	0.0036	1
0.08	0.0064	1
0.1	0.01	1
0.12	0.0144	1
0.14	0.0196	1
0.157	0.0247	1
0.16	0.0256	0.979410509090909
0.174325	0.0304705	0.88109569
0.18	0.0324	0.845943528023088
0.19165	0.036827	0.77378094
0.2	0.04	0.727226323492063
0.208975	0.0437695	0.67718708
0.22	0.0484	0.622016210909091
0.2263	0.051298	0.59049
0.24	0.0576	0.529141629321789
0.243625	0.0594125	0.51290894
0.26	0.0676	0.447500025642136
0.26095	0.068113	0.44370531
0.278275	0.0774685	0.38218157
0.28	0.0784	0.376755006753247
0.2956	0.087448	0.32768
0.3	0.09	0.315464520634921
0.312925	0.0980135	0.27958155
0.32	0.1024	0.262316973694084
0.33025	0.109165	0.23730469
0.34	0.1156	0.216481897792208
0.347575	0.1209025	0.20030419
0.36	0.1296	0.177186740606061
0.3649	0.133226	0.16807

0.38	0.1444	0.143714802539683
0.382225	0.1461355	0.14012604
0.39955	0.159649	0.11602906
0.4	0.16	0.115492394285714
0.416875	0.1738375	0.09536743
0.42	0.1764	0.0921914866378066
0.4342	0.188612	0.07776
0.44	0.1936	0.0727701286002886
0.451525	0.2039725	0.06285491
0.46	0.2116	0.0567272428571428
0.46885	0.219919	0.05032844
0.48	0.2304	0.0436064927561328
0.486175	0.2364515	0.0398838
0.5	0.25	0.032994202020202
0.5035	0.25357	0.03125
0.52	0.2704	0.0245172857142857
0.520825	0.2712745	0.02418065
0.53815	0.289639	0.01845281
0.54	0.2916	0.0179629983405483
0.555475	0.3086225	0.01386579
0.56	0.3136	0.0129187943434343
0.5728	0.328192	0.01024
0.58	0.3364	0.00906629402597403
0.590125	0.3483475	0.00741577
0.6	0.36	0.00618256062049063
0.60745	0.369089	0.00525219
0.62	0.3844	0.00407413435786436
0.624775	0.3904165	0.00362591
0.64	0.4096	0.00257495878787879
0.6421	0.41233	0.00243
0.659425	0.4348525	0.00157276
0.66	0.4356	0.0015529726984127
0.67675	0.458045	0.00097656
0.68	0.4624	0.000901540808080806
0.694075	0.4818235	0.00057665
0.7	0.49	0.000488877922077923
0.7114	0.506188	0.00032
0.72	0.5184	0.000242627301587302
0.728725	0.5311385	0.00016413
0.74	0.5476	0.000106736507936508
0.74605	0.556675	7.594E-05
0.76	0.5776	3.9368051948052E-05
0.763375	0.5827975	3.052E-05

0.78	0.6084	1.08290909090908E-05
0.7807	0.609506	1E-05
0.798025	0.6368795	2.37E-06
0.8	0.64	2.19512030798845E-06
0.82	0.6724	4.24186717998076E-07
0.824	0.67904	7E-08
0.832675	0.6934405	1E-08
0.84	0.7056 5.7720057720058E-09	
0.85	0.7226	0
0.86	0.7396	0
0.88	0.7744	0
0.9	0.81	0
0.92	0.8464	0
0.94	0.8836	0
0.96	0.9216	0
0.98	0.9604	0
1	1	0

SWT

Sw	Krw	Krow
0	0	1
0.157	0	1
0.173	0.0022516	0.886130987590188
0.19	0.0063686	0.776430754761905
0.207	0.0116998	0.677875523073593
0.223	0.0180131	0.594715644761905
0.24	0.025174	0.515321231832612
0.257	0.0330921	0.444642765310245
0.273	0.0417009	0.385521375151515
0.29	0.0509487	0.329676198484848
0.307	0.0607941	0.280499075367965
0.324	0.071203	0.237374156681097
0.34	0.0821461	0.201823198528138
0.357	0.0935987	0.168826457113997
0.374	0.105539	0.140293991313131
0.39	0.1179479	0.117090458268398
0.407	0.1308082	0.0959123238672439
0.424	0.1441046	0.0779155893073593
0.44	0.1578234	0.0635276321356421
0.457	0.1719518	0.0506702136796537
0.474	0.1864783	0.0399838803751804
0.49	0.2013924	0.0316265696103896

0.507	0.216684	0.0243605517171717
0.524	0.2323443	0.0184953559595959
0.541	0.2483646	0.0138180073593074
0.557	0.2647371	0.0103113737229437
0.574	0.2814544	0.00741884142857143
0.591	0.2985094	0.00521466292929293
0.607	0.3158956	0.00365110506493507
0.624	0.3336069	0.0024323426984127
0.641	0.3516373	0.00156362634920635
0.657	0.3699814	0.000997645858585859
0.674	0.3886338	0.000586305396825395
0.691	0.4075895	0.000323736709956711
0.708	0.4268437	0.000165238253968254
0.724	0.446392	8.06445454545454E-05
0.741	0.4662298	3.27802886002886E-05
0.758	0.4863532	1.10398268398268E-05
0.774	0.506758	3.10295815295814E-06
0.808	0.5483968	5.54379210779593E-08
0.824	0.5696236	0
0.85	0.633201931818182	0
0.9	0.755467954545455	0
1	1	0

KRINTRP 2
INTCOMP_VAL 2

SWT

Sw	Krw	Krow
0	0	1
0.157	0	1
0.173	0.000356	0.886130987590188
0.19	0.0014241	0.776430754761905
0.207	0.0032041	0.677875523073593
0.223	0.0056962	0.594715644761905
0.24	0.0089004	0.515321231832612
0.257	0.0128165	0.444642765310245
0.273	0.0174447	0.385521375151515
0.29	0.0227849	0.329676198484848
0.307	0.0288372	0.280499075367965
0.324	0.0356015	0.237374156681097
0.34	0.0430778	0.201823198528138
0.357	0.0512661	0.168826457113997
0.374	0.0601665	0.140293991313131

0.39	0.0697789	0.117090458268398
0.407	0.0801033	0.0959123238672439
0.424	0.0911398	0.0779155893073593
0.44	0.1028883	0.0635276321356421
0.457	0.1153488	0.0506702136796537
0.474	0.1285213	0.0399838803751804
0.49	0.1424059	0.0316265696103896
0.507	0.1570025	0.0243605517171717
0.524	0.1723111	0.0184953559595959
0.541	0.1883318	0.0138180073593074
0.557	0.2050645	0.0103113737229437
0.574	0.2225092	0.00741884142857143
0.591	0.240666	0.00521466292929293
0.607	0.2595348	0.00365110506493507
0.624	0.2791156	0.0024323426984127
0.641	0.2994084	0.00156362634920635
0.657	0.3204133	0.000997645858585859
0.674	0.3421302	0.000586305396825395
0.691	0.3645591	0.000323736709956711
0.708	0.3877001	0.000165238253968254
0.724	0.4115531	8.064454545454545E-05
0.741	0.4361181	3.27802886002886E-05
0.758	0.4613951	1.10398268398268E-05
0.774	0.4873842	3.10295815295814E-06
0.808	0.5414984	5.54379210779593E-08
0.824	0.5696236	0
0.85	0.633201931818182	0
0.9	0.755467954545455	0
0.999	1	0

SLT

Sl	Krg	Krog
0	1	0
0.02	0.9604	0
0.04	0.9216	0
0.06	0.8836	0
0.08	0.8464	0
0.1	0.81	0
0.12	0.7744	0
0.14	0.7396	0
0.15	0.7226	0
0.16	0.7056	5.7720057720058E-09

0.167325	0.6934405	1E-08
0.176	0.67904	7E-08
0.18	0.6724	4.24186717998076E-07
0.2	0.64	2.19512030798845E-06
0.201975	0.6368795	2.37E-06
0.2193	0.609506	1E-05
0.22	0.6084	1.08290909090908E-05
0.236625	0.5827975	3.052E-05
0.24	0.5776	3.9368051948052E-05
0.25395	0.556675	7.594E-05
0.26	0.5476	0.000106736507936508
0.271275	0.5311385	0.00016413
0.28	0.5184	0.000242627301587302
0.2886	0.506188	0.00032
0.3	0.49	0.000488877922077923
0.305925	0.4818235	0.00057665
0.32	0.4624	0.000901540808080806
0.32325	0.458045	0.00097656
0.34	0.4356	0.0015529726984127
0.340575	0.4348525	0.00157276
0.3579	0.41233	0.00243
0.36	0.4096	0.00257495878787879
0.375225	0.3904165	0.00362591
0.38	0.3844	0.00407413435786436
0.39255	0.369089	0.00525219
0.4	0.36	0.00618256062049063
0.409875	0.3483475	0.00741577
0.42	0.3364	0.00906629402597403
0.4272	0.328192	0.01024
0.44	0.3136	0.0129187943434343
0.444525	0.3086225	0.01386579
0.46	0.2916	0.0179629983405483
0.46185	0.289639	0.01845281
0.479175	0.2712745	0.02418065
0.48	0.2704	0.0245172857142857
0.4965	0.25357	0.03125
0.5	0.25	0.032994202020202
0.513825	0.2364515	0.0398838
0.52	0.2304	0.0436064927561328
0.53115	0.219919	0.05032844
0.54	0.2116	0.0567272428571428
0.548475	0.2039725	0.06285491
0.56	0.1936	0.0727701286002886

0.5658	0.188612	0.07776
0.58	0.1764	0.0921914866378066
0.583125	0.1738375	0.09536743
0.6	0.16	0.115492394285714
0.60045	0.159649	0.11602906
0.617775	0.1461355	0.14012604
0.62	0.1444	0.143714802539683
0.6351	0.133226	0.16807
0.64	0.1296	0.177186740606061
0.652425	0.1209025	0.20030419
0.66	0.1156	0.216481897792208
0.66975	0.109165	0.23730469
0.68	0.1024	0.262316973694084
0.687075	0.0980135	0.27958155
0.7	0.09	0.315464520634921
0.7044	0.087448	0.32768
0.72	0.0784	0.376755006753247
0.721725	0.0774685	0.38218157
0.73905	0.068113	0.44370531
0.74	0.0676	0.447500025642136
0.756375	0.0594125	0.51290894
0.76	0.0576	0.529141629321789
0.7737	0.051298	0.59049
0.78	0.0484	0.622016210909091
0.791025	0.0437695	0.67718708
0.8	0.04	0.727226323492063
0.80835	0.036827	0.77378094
0.82	0.0324	0.845943528023088
0.825675	0.0304705	0.88109569
0.84	0.0256	0.979410509090909
0.843	0.0247	1
0.86	0.0196	1
0.88	0.0144	1
0.9	0.01	1
0.92	0.0064	1
0.94	0.0036	1
0.96	0.0016	1
0.98	0.0004	1
1	0	1

KRINTRP 3
INTCOMP_VAL 10

SWT

Sw	Krw	Krow
0	0	1
0.157	0	1
0.999	1	0
1	1	0

SLT

Sl	Krg	Krog
0	1	0
0.02	0.9604	0
0.04	0.9216	0
0.06	0.8836	0
0.08	0.8464	0
0.1	0.81	0
0.12	0.7744	0
0.14	0.7396	0
0.15	0.7226	0
0.16	0.7056	5.7720057720058E-09
0.167325	0.6934405	1E-08
0.176	0.67904	7E-08
0.18	0.6724	4.24186717998076E-07
0.2	0.64	2.19512030798845E-06
0.201975	0.6368795	2.37E-06
0.2193	0.609506	1E-05
0.22	0.6084	1.08290909090908E-05
0.236625	0.5827975	3.052E-05
0.24	0.5776	3.9368051948052E-05
0.25395	0.556675	7.594E-05
0.26	0.5476	0.000106736507936508
0.271275	0.5311385	0.00016413
0.28	0.5184	0.000242627301587302
0.2886	0.506188	0.00032
0.3	0.49	0.000488877922077923
0.305925	0.4818235	0.00057665
0.32	0.4624	0.000901540808080806
0.32325	0.458045	0.00097656
0.34	0.4356	0.0015529726984127
0.340575	0.4348525	0.00157276
0.3579	0.41233	0.00243
0.36	0.4096	0.00257495878787879

0.375225	0.3904165	0.00362591
0.38	0.3844	0.00407413435786436
0.39255	0.369089	0.00525219
0.4	0.36	0.00618256062049063
0.409875	0.3483475	0.00741577
0.42	0.3364	0.00906629402597403
0.4272	0.328192	0.01024
0.44	0.3136	0.0129187943434343
0.444525	0.3086225	0.01386579
0.46	0.2916	0.0179629983405483
0.46185	0.289639	0.01845281
0.479175	0.2712745	0.02418065
0.48	0.2704	0.0245172857142857
0.4965	0.25357	0.03125
0.5	0.25	0.032994202020202
0.513825	0.2364515	0.0398838
0.52	0.2304	0.0436064927561328
0.53115	0.219919	0.05032844
0.54	0.2116	0.0567272428571428
0.548475	0.2039725	0.06285491
0.56	0.1936	0.0727701286002886
0.5658	0.188612	0.07776
0.58	0.1764	0.0921914866378066
0.583125	0.1738375	0.09536743
0.6	0.16	0.115492394285714
0.60045	0.159649	0.11602906
0.617775	0.1461355	0.14012604
0.62	0.1444	0.143714802539683
0.6351	0.133226	0.16807
0.64	0.1296	0.177186740606061
0.652425	0.1209025	0.20030419
0.66	0.1156	0.216481897792208
0.66975	0.109165	0.23730469
0.68	0.1024	0.262316973694084
0.687075	0.0980135	0.27958155
0.7	0.09	0.315464520634921
0.7044	0.087448	0.32768
0.72	0.0784	0.376755006753247
0.721725	0.0774685	0.38218157
0.73905	0.068113	0.44370531
0.74	0.0676	0.447500025642136
0.756375	0.0594125	0.51290894
0.76	0.0576	0.529141629321789

0.7737	0.051298	0.59049
0.78	0.0484	0.622016210909091
0.791025	0.0437695	0.67718708
0.8	0.04	0.727226323492063
0.80835	0.036827	0.77378094
0.82	0.0324	0.845943528023088
0.825675	0.0304705	0.88109569
0.84	0.0256	0.979410509090909
0.843	0.0247	1
0.86	0.0196	1
0.88	0.0144	1
0.9	0.01	1
0.92	0.0064	1
0.94	0.0036	1
0.96	0.0016	1
0.98	0.0004	1
1	0	1