

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**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**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Granadillo R., Julio A
Para optar al Título
De Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2018

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**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**

TUTOR ACADÉMICO: Profa. Eliana Alvarado.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Granadillo R., Julio A
Para optar al Título
De Ingeniero de Petróleo

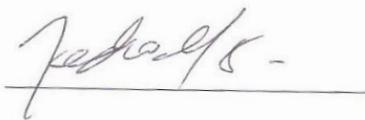
Caracas, 2018

Caracas, noviembre del 2018.

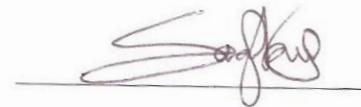
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Granadillo R., Julio A, titulado:

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.

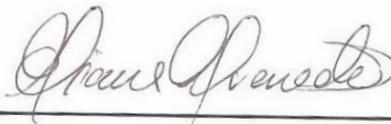
Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Pedro Díaz



Prof. Sandro Gasbarri



Profa. Eliana Alvarado

Tutor académico.

DEDICATORIA

A mi madre por ser mi pilar fundamental para lograr esta meta.

AGRADECIMIENTOS

En el presente Trabajo Especial de Grado primeramente me gustaría agradecerle a Dios por bendecirme para llegar hasta donde he llegado.

A la UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA, la casa que vence la sombra, gracias por formarme como profesional.

A mi madre, Isabel Rodríguez por haberme inculcado los buenos valores y principios, gracias a ti hoy puedo ser lo que soy. Gracias porque ante cualquier adversidad siempre has estado apoyándome en todo.

A mi familia, han sido la base de mi formación, cada uno de ustedes ha aportado grandes cosas a mi vida, cada vez que los veo y recuerdo a los que no están cerca de mí en este momento me doy cuenta que tengo la mejor familia del mundo que son mi vida, mi muro y son los que me dan cada vez más ganas de seguir adelante para alcanzar mis metas, esto es por ustedes los amo.

A ti mi bella Angeline Díaz, tu ayuda ha sido fundamental, has estado conmigo en cada momento. Esto no fue fácil, pero tu compañía lo hizo más sencillo.

A la familia Díaz Infante por su apoyo incondicional, por brindarme su cariño, aprecio y hacerme sentir parte de su familia.

A mis compañeros de estudio José Sanoja, Samuel Villarroel, Adriana Rodríguez, Glorimar Gil, siempre estuvieron desde el inicio de esta etapa gracias por estar allí cuando los necesite, como olvidar aquel primer día de clases. A Jhon Sandoval y William Gonzales, gracias por tu paciencia y

buenas intenciones de siempre ayudar, todos ustedes lograron facilitarme el camino para llegar aquí, infinitas gracias.

A mis amigos Julio López, Juan Pereira, Yannelys Montilla, Pedro Tineo, Jesús Román, Wilberny Torrealba, José Miguel de Sousa, Henry Pérez, Jharson Guzmán fueron esa dosis de desestrés que como estudiante siempre necesitas, por eso gracias.

A los profesores Albenis Miranda, Yehimy Cambas y Marianela Blanco, gracias por tanto apoyo, por brindarme su amistad y conocimientos durante toda esta etapa.

A mi Tutora de tesis, Profa. Eliana Alvarado por su esfuerzo y dedicación, quien, con sus conocimientos, su experiencia, su paciencia y su motivación ha logrado en mí que pueda terminar mis estudios con éxito. Que Dios te bendiga siempre y te permita seguir siendo excelente persona y admirable profesional, fuiste, eres y seguirás siendo la mejor entre muchos.

Al Ing. Fernando Ruiz, gracias por ser esa inspiración y ese ejemplo a seguir desde el inicio de esta etapa, gracias por tu apoyo incondicional.

A los Ing. Carlos Granado y Sergio Cliente de la empresa Computer Modelling Group (CMG) así como al Ing. Alejandro Primera, gracias por su gran apoyo en este Trabajo Especial de Grado.

Granadillo R., Julio A

**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.**

Tutor Académico: Profa. Eliana Alvarado. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de
Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2018, 139 p.

**Palabras Clave: Inyección de agua, Formación Hugin - Mar del Note,
Recuperación Secundaria, Yacimientos - Simulación Numérica.**

Resumen: El presente Trabajo Especial de Grado tiene como objetivo principal diseñar un esquema óptimo de explotación que permita 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 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. Luego se convirtieron los modelos del yacimiento que se encontraban en formato del simulador comercial ECLIPSE 100 en un formato que corresponda al simulador comercial *IMEX*®, CMG. En consecuencia, se procedió a las corridas de simulación de los diferentes escenarios de explotación en los cuales fueron analizados 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 permita 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%, este fue sometido a una evaluación económica obteniendo un valor presente neto de 127 millones y una tasa interna de retorno mayor al 100%.

ÍNDICE GENERAL

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.1 OBJETIVOS.....	6
1.1.1 General.....	6
1.1.2 Específicos	6
1.2 Alcance	7
1.3 Justificación.....	7
1.4 Limitaciones	8
MARCO TEÓRICO.....	9
2.1 Ubicación Geográfica del Área en estudio	9
2.2 Características del yacimiento	10
2.3 Licencia.....	11
2.4 Historia de la exploración.....	12
2.5 Evaluación geológica.....	12
2.5.1 Base de datos sísmica y mapeo	13
2.5.2 Sedimentología y estratigrafía.....	14
2.5.3 Geoquímica e historia de la migración	15
2.5.4 Evaluación petrofísica.....	16
2.6 Desarrollo tectónico y estratigráfico.....	17
2.7 Trabajo de ingeniería	18
2.8 Inyección de agua	18
2.8.1 Consideraciones teóricas de la inyección de agua	19
2.8.2 Localización de los pozos de inyección y producción	19
2.8.2.1 Inyección periférica o externa	20
□ Ventajas	20
□ Desventajas.....	20

2.8.2.2 Inyección en arreglos o dispersa.....	21
□ Ventajas	21
□ Desventajas.....	21
2.8.3 Diferentes arreglos de pozos	22
2.8.4 Factores que controlan la recuperación en un proyecto de inyección de agua	24
2.8.4.1 Geometría del yacimiento	25
2.8.4.2 Litología	25
2.8.4.3 Profundidad del yacimiento.....	26
2.8.4.4 Porosidad	26
2.8.4.5 Permeabilidad.....	26
2.8.4.6 Propiedades de los fluidos y permeabilidades relativas	27
2.8.4.7 Razón de movilidad.....	27
2.8.4.8 Continuidad de las propiedades de la roca	27
2.8.4.9 Magnitud y distribución de las saturaciones de los fluidos.....	28
□ Saturación de petróleo:	28
□ Saturación de agua:	28
2.8.4.10 Tasa de inyección y buzamiento de las formaciones	29
2.8.5 Factores que afectan la selección de modelo de inyección de agua.....	29
2.9 Clasificación de los yacimientos de petróleo.....	30
2.9.1 Clasificación de yacimientos a partir del diagrama de fases.....	30
2.9.1.1 Yacimientos de petróleo (Gas disuelto)	30
2.9.1.2 Yacimientos de gas sin condensación retrógrada.....	30
2.9.1.3 Yacimientos de gas con condensación retrógrada.....	30
2.9.2 Clasificación con referencia a la mojabilidad	31
2.9.2.1 Yacimientos hidrófilos	31
2.9.2.2 Yacimientos oleófilos.....	32
2.9.3 Clasificación de acuerdo al punto de burbuja	33
2.9.3.1 Yacimientos subsaturados	33
2.9.3.2 Yacimientos saturados.....	34

2.10 Mecanismos de producción natural.....	35
2.10.1 Compresibilidad de la roca y de los fluidos	35
2.10.2 Liberación de gas en solución	36
2.10.3 Segregación gravitacional	36
2.10.4 Empuje por capa de gas	37
2.10.5 Empuje hidráulico	38
2.11 Simulación de Yacimientos	40
2.11.1 Simulador de yacimientos	41
2.11.2 Estructura de un simulador de yacimientos.....	41
□ Inicialización	41
□ Ajuste Histórico.....	41
□ Predicciones.....	41
2.11.3 Funciones de un simulador de yacimientos.....	42
2.11.4 <i>IMEX</i> ®, <i>CMG</i>	42
2.11.5 Configuración de pozos.....	44
2.11.6 Análisis de sensibilidad	44
2.12 Indicadores financieros	44
2.12.1 Flujo de caja neto	45
2.12.1.1 Ingresos (I).....	45
2.12.1.2 Costo Operacional (C)	45
2.11.2 Valor presente neto (VPN)	45
2.12.3 Tasa interna de retorno (TIR)	47
2.12.4. Periodo de recuperación de la inversión (PRI).....	48
MARCO METODOLÓGICO.....	49
3.1 Tipo de investigación.....	49
3.2 Diseño de la investigación	50
3.3 Población y muestra.....	50
3.4 Recopilación de información	51
3.5 Técnicas y herramientas a utilizar para la recolección de la información	51
3.5.1 Software y programas usados.....	52

3.5.2 Builder 2015.10.....	52
3.5.3 IMEX 2015.10	53
3.5.4 Results Graph 2015.10.....	53
3.5.5 Results 3D 2015.10	54
3.5.6 Microsoft office Excel	54
3.5.7 Microsoft Office Word.....	55
3.5.8 Microsoft Power Point	55
3.6 Flujo de trabajo	56
3.7 Propiedades de los fluidos	57
3.8 Curvas de Permeabilidad relativa	57
3.9 Tipo de yacimiento	57
3.10 Mecanismo de producción.....	57
3.11 Validación del modelo dinámico mediante la revisión de los datos de fluidos, historia de presión y comportamiento de producción/inyección, así como también los parámetros del agua inyectada	58
3.11.1 Datos de Fluidos.....	58
3.11.2 Historial de presión y comportamiento de producción/inyección.....	58
3.11.3 Parámetros del agua inyectada	59
3.12 Diseño del modelo	59
3.13 Configuración de pozos	59
3.14 Estudio y selección del área piloto	60
3.15 Análisis de sensibilidad	60
3.15.1 Parámetros más influyentes	61
3.15.1.1 Tasa de Petróleo (m ³ /d):	61
3.15.1.2 Tasa de Agua (m ³ /d):	61
3.15.1.3 Tasa de Gas (m ³ /d):	61
3.15.1.4 Tasa de Inyección de agua (m ³ /d):.....	61
3.16 Predicciones	61
3.17 Evaluación económica	63
3.18 Presentación de Resultados	63

ANÁLISIS DE RESULTADOS	64
4.1 Propiedades de los fluidos	64
4.2 Curvas de permeabilidad relativa	64
4.3 Tipo de yacimiento	66
4.4 Mecanismos de producción	67
4.5 Parámetros del agua inyectada.....	72
4.6 Diseño del modelo	72
4.7 Malla de simulación.....	76
4.8 Configuración de los pozos.....	77
4.8.1 Comportamiento de producción/inyección de pozos del área de estudio.	80
4.8.1.1 Pozos Productores.	81
<input type="checkbox"/> P-F-1C	81
<input type="checkbox"/> P-F-5	82
<input type="checkbox"/> P-F-11B	83
<input type="checkbox"/> P-F-12	84
<input type="checkbox"/> P-F-15C	85
<input type="checkbox"/> P-F-14	85
<input type="checkbox"/> P-F-15D	86
4.8.1.2 Pozos inyectores	87
4.9 Estudio y selección del área piloto.....	89
4.10 Análisis de la eficiencia del proceso de inyección de agua	94
4.11 Análisis de sensibilidades	95
4.12 Predicciones	96
4.12.1 Predicción 1	96
4.12.2 Predicción 2	98
4.12.3 Predicción 3	100
4.12.4 Predicción 4	102
4.12.5 Mejor Escenario de Simulación	104
4.13 Evaluación Económica.....	105
4.13.1 Inversión Inicial.....	105

4.13.2 Ingresos del Proyecto	106
4.13.3 Costos de Producción	106
4.13.4 Resultados	107
4.13.5 Análisis de los resultados obtenidos.....	108
CONCLUSIONES	110
RECOMENDACIONES	112
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	113
APÉNDICE A	116

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2. 1 Datos de la formación Hugin del campo Volve del Mar del Norte Noruego	10
Tabla 2. 2 Propietarios del area PL 046 y Volve	12
Tabla 2. 3 Formateo de parámetros de la evaluación petrofísica.....	17
Tabla 2. 4 Características y arreglo de pozos.....	24
Tabla 2. 5 Mecanismos de producción primaria en un yacimiento de petróleo.....	40
Tabla 4. 1 Estado actual de cada pozo	78
Tabla 4. 2 Estado de los estrados de cada pozo	79
Tabla 4. 3 Rango de datos de los parámetros para el análisis de sensibilidad	95
Tabla 4. 4 Parámetros evaluados del Escenario 1	97
Tabla 4. 5 Parámetros evaluados del Escenario 2	99
Tabla 4. 6 Parámetros evaluados del Escenario 3	101
Tabla 4. 7 Parámetros evaluados del Escenario 4	103
Tabla 4. 8 Costos de Inversión.....	105
Tabla 4. 9 Ingresos del Proyecto	106
Tabla 4. 10 Parámetros con tasa de descuento anual del 20%	107
Tabla 4. 11 Costos del Proyecto.....	107
Tabla 4. 12 Flujo de fondos del proyecto con tasa de descuento anual del 20%	108
Tabla 4. 13 Resultados del análisis económico.....	108

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación del campo Volve en el Mar del Norte .	9
Figura 2.2 Descripción general del área PL 046 con definición del área en las formaciones Ty y Hugin	11
Figura 2.3 Sección sísmica de ST0202 a lo largo del pozo 15/9-19 SR	14
Figura 2.4 Diagrama de las principales zonas de estudio del yacimiento Volve., basado en el área Sleipner Vest.	15
Figura 2.5 Proceso de Desplazamiento por Inyección de Agua.	19
Figura 2. 6 Arreglos de Pozos	23
Figura 2.7 Yacimiento de gas con/sin condensación retrograda.	31
Figura 2. 8 Mojabilidad por agua	32
Figura 2. 9 Mojabilidad por agua	33
Figura 2.10 Yacimiento de petróleo (Gas Disuelto)	34
Figura 2.11 Compresibilidad de la roca y de los fluidos	36
Figura 2.12 Segregación gravitacional. Estrato productor de buzamiento alto	37
Figura 2. 13 Empuje por capa de gas	38
Figura 2. 14 Segregación gravitacional.	39
Figura 3. 1 Icono Builder 2015.10	53
Figura 3. 2 Icono IMEX 2015.10	53
Figura 3. 3 Icono Results Graph 2015.10	54
Figura 3. 4 Icono Results 3D 2015.10.	54
Figura 3. 5 Flujo de trabajo	56
Figura 3. 6 Esquema metodológico para evaluar predicciones	62
Figura 4. 1 Propiedades PVT, CMG	64
Figura 4. 2 Curvas de K_{rw} y K_{ro} vs S_w	65
Figura 4. 3 Curvas de K_{rg} y K_{rog} vs S_g	65

Figura 4. 4 Diagrama de Permeabilidades Relativas Trifásicas.....	66
Figura 4. 5 Gráfico del histórico de presión del yacimiento	68
Figura 4. 6 Gráfico del histórico de la Relación Gas-Petróleo (RGP) del yacimiento	69
Figura 4. 7 Gráfico del histórico de tasa de agua del campo Volve.....	69
Figura 4. 8 Gráfico del histórico del Factor del Recobro (FR) del yacimiento	70
Figura 4. 9 Tasa de producción de petróleo	73
Figura 4. 10 Tasa de producción de agua.....	73
Figura 4. 11 Tasa de producción de gas	74
Figura 4. 12 Mallado 3D View del caso base en CMG	75
Figura 4. 13 Mallado en visa IK-2D X-Sec del caso base en CMG	75
Figura 4. 14 Mallado en visa IJ-2D Areal del caso base en CMG.....	76
Figura 4. 15 Mallado en visa IJ-2D Areal del área seleccionada en CMG.....	77
Figura 4. 16 Configuración actual de los pozos en el campo Volve.....	80
Figura 4. 17 Gráfico del histórico de fluidos respecto al tiempo del pozo P-F-1C	81
Figura 4. 18 . Gráfico del histórico de fluidos respecto al tiempo del pozo P-F-5	82
Figura 4. 19 Gráfico del histórico de fluidos respecto al tiempo del pozo P-F-11B ..	83
Figura 4. 20 Gráfico del histórico de fluidos respecto al tiempo del pozo P-F-12	84
Figura 4. 21 Gráfico del histórico de fluidos respecto al tiempo del pozo P-F-15C ..	85
Figura 4. 22 Gráfico del histórico de fluidos respecto al tiempo del pozo P-F-14	86
Figura 4. 23 Gráfico del histórico de fluidos respecto al tiempo del pozo P-F-15D ..	87
Figura 4. 24 Gráfico del histórico de fluidos respecto al tiempo del pozo I-F-4_ij....	88
Figura 4. 25 Gráfico del histórico de fluidos respecto al tiempo del pozo I-F-5_ij....	88
Figura 4. 26 Gráfico del histórico de fluidos respecto al tiempo del pozo I- F- 1B_ ij	89
Figura 4. 27 Mallado IJ-2D Areal, distribución de las porosidades del área de estudio en CMG.....	91
Figura 4. 28 Mallado IJ-2D Areal, distribución de las permeabilidades en dirección k del área de estudio en CMG	91
Figura 4. 29 Mallado IJ-2D Areal, distribución de las permeabilidades en dirección i del área de estudio en CMG	92

Figura 4. 30 Mallado IJ-2D Areal, distribución de las permeabilidades en dirección j del área de estudio en CMG	93
Figura 4. 31 Mallado 3D View del área piloto en CMG.....	93
Figura 4. 32 Sección esquemática de la inyección del pozo F-5 (I-F-5_ij)	95
Figura 4. 33 Gráfico del histórico de producción acumulada respecto al tiempo de Escenario 1	97
Figura 4. 34 Gráfico del histórico de factor de recobro respecto al tiempo de Escenario 1	98
Figura 4. 35 Gráfico del histórico de producción acumulada respecto al tiempo de Escenario 2	99
Figura 4. 36 Gráfico del histórico del factor de recobro respecto al tiempo de Escenario 2	100
Figura 4. 37 Gráfico del histórico de producción acumulada respecto al tiempo de Escenario 3	101
Figura 4. 38 Gráfico del histórico del factor de recobro respecto al tiempo de Escenario 3	102
Figura 4. 39 Gráfico del histórico de producción acumulada respecto al tiempo de Escenario 4	103
Figura 4. 40 Gráfico del histórico de factor de recobro respecto al tiempo de Escenario 4	104
Figura 4. 41 Gráfico de flujo de caja respecto al tiempo.....	109

INTRODUCCIÓN

Hoy día se ha incrementado el interés en la simulación numérica de yacimientos, debido al desarrollo de nuevas formas de caracterizar los yacimientos, obtener modelos estáticos que contienen datos geológicos y geofísicos en tres dimensiones muy detallados, obtener modelos dinámicos y poder predecir el comportamiento futuro del yacimiento, siendo esta una herramienta computacional de gran ayuda para evaluar la inyección de agua en la formación Hugin perteneciente al campo Volve del Mar del Norte.

El campo Volve fue descubierto en 1993, el plan de desarrollo y operación (PDO) fue aprobado en 2005, puesto en marcha en febrero de 2008 (Equinor, 2018). Actualmente el proceso de inyección de agua para la formación Hugin del campo Volve, se encuentra en una etapa madura, presentándose altos cortes de agua en los pozos, por lo cual se hace necesario estructurar una metodología que permita la toma de decisiones y, por ende, optimizar el factor de recobro.

Debido a la creciente demanda energética del mundo se debe buscar la manera de producir el mayor volumen de hidrocarburo posible de cada yacimiento, por lo tanto, es fundamental reactivar los campos maduros del mundo con la finalidad de aumentar su factor de recobro. La industria petrolera ha desarrollado diversas técnicas de recobro adicional, para así lograr cumplir con las exigencias energéticas mundiales; una de éstas técnicas es el proceso de inyección de agua.

La inyección de agua en los yacimientos de hidrocarburos es muy común debido a que es uno de los métodos más simple el cual consiste en un desplazamiento inmiscible, en el cual el agua inyectada forma un frente de separación, respecto al petróleo remanente en el yacimiento.

En el siguiente Trabajo Especial de Grado, a través de las herramientas de simulación numérica, tiene como objetivo optimizar el factor de recobro mediante el proceso de inyección de agua a ser empleado en la formación Hugin perteneciente al campo Volve del Mar del Norte con motivo de garantizar el mayor recobro posible de la formación, estableciendo las mejores condiciones técnicas y lograr los objetivos propuestos por esta investigación.

Para el desarrollo de esta investigación se describirá el modelo estático de la formación Hugin perteneciente al campo Volve del Mar del Norte mediante el análisis de los datos geológicos, roca-fluidos y petrofísicos, así como también la identificación del tipo de yacimiento y sus mecanismos de producción presentes durante la vida productiva del yacimiento mediante una investigación acerca de dicha formación lo cual permitirá conocer la dinámica del mismo, entenderlo y en base a ello poder proponer propuestas más eficientes que permitan aumentar la producción de fluidos comercial en la formación. En el mismo orden de ideas se buscará validar el modelo dinámico mediante la revisión de los datos de fluidos, historia de presión y comportamiento de producción/inyección, así como también los parámetros del agua inyectada.

Por consiguiente, se procederá a evaluar la condición actual de los pozos productores e inyectores, que incluye la evaluación de nuevas zonas (con datos geológicos y de producción), donde mejorar la descripción del yacimiento y así recomendar nuevas configuraciones de pozos (productores-inyectores), en áreas antes ignoradas que logren aumentar el Factor de Recobro. Además, se convertirá los modelos del yacimiento que se encuentran en formato del simulador comercial ECLIPSE 100 en un formato que corresponda al simulador comercial *IMEX*®, de la empresa *Computer Modelling Group* (CMG), siendo este una herramienta para la simulación numérica de yacimientos de petróleo negro (*Black-oil*), que permitirá realizar la simulación completa del yacimiento así como los análisis de sensibilidad para encontrar el mejor escenario de producción, para luego evaluar la rentabilidad económica del mismo.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Alrededor de un 70 % del petróleo producido en la actualidad proviene de campos de más de 30 años de longevidad, lo que centra el interés de la industria precisamente frente a los campos petroleros maduros. El mejoramiento de la recuperación desde yacimientos conocidos en tan solo 1% implicaría la incorporación de 10 mil millones de barriles de petróleo equivalente al volumen de reservas mundiales. Los medios para el logro de este modesto objetivo deben incluir el incremento de los factores de recuperación desde campos maduros cuya producción se encuentra en declinación. Lo único que se necesita para explotar el potencial de recursos es la aplicación de tecnologías conocidas en forma oportuna y metódica (Schlumberger, 2004).

A lo largo de la historia, la ingeniería petrolera ha ido evolucionando y mejorando gracias a los avances tecnológicos y a la constante optimización en métodos, procesos, maquinaria y personal, lo que deriva en una industria más capaz y con mejores resultados en la recuperación final de hidrocarburo de los yacimientos petroleros. En la actualidad un 85% de la producción mundial de crudo se extrae por métodos de recuperación primaria y secundaria (Yániz y De la Fuente, 2017).

La inyección de agua en los yacimientos de hidrocarburos es muy común debido a que es uno de los métodos más simples y de menor costo, cuando hablamos de métodos de recuperación de hidrocarburo y el factor de recobro puede llegar hasta un 60 %. En principio los pozos de hidrocarburos producen de manera natural gracias a la energía interna del yacimiento hasta llegar a un punto en el que la energía presente en el yacimiento es menor a la necesaria para llevar el crudo desde el yacimiento hasta el pozo, por lo que es necesario implementar métodos secundarios de producción o recuperación con el fin de mantener el pozo produciendo a una tasa fija

y aumentando el factor de recobro del yacimiento. El método de recuperación por inyección de agua es uno de estos métodos y por lo general se realiza por medio de pozos llamados inyectores que se pueden encontrar en medio de varios pozos productores o alrededor de ellos con el fin de facilitar el desplazamiento de crudo por el medio poroso hasta el pozo productor y posteriormente hasta la superficie. (Comunidad Petrolera, 2008)

El campo petrolífero Volve fue descubierto en 1993 (Discovery well 15/9-19 SR). Situado en la parte central del Mar del Norte, a 5 km al Norte de Sleipner Este, a 80 m de profundidad. Volve se desarrolló cuando los precios del petróleo eran bajos. El plan de desarrollo y operación (PDO) se aprobó en 2005. El campo se desarrolló con una instalación de perforación y procesamiento *jack-up*. Cabe destacar que el agua producida en el campo se reinyecta en la formación para aumentar la recuperación de petróleo, arrojando excelentes resultados como métodos de recuperación secundaria. Siendo Equinor el operador de Volve y posee una participación de 59,6% ExxonMobil y Bayerngas Norge son los propietarios minoritarios del campo. Este campo actualmente cuenta con 12 pozos de producción / inyección.

El yacimiento constituido por la formación Hugin consiste en arenisca con una porosidad del 21% y una permeabilidad de aproximadamente 1 Darcy, así como una saturación de agua en la zona petrolera en promedio de 20%. La presión y la temperatura para el campo están destinadas 4931.28 psi y 230° F respectivamente, a una profundidad de referencia de 10039 pies debajo del nivel del mar. El campo Volve contiene un crudo de 27-29 °API y corresponde a un factor volumétrico del petróleo (Bo) de 1.33 a 1.45 BY/BN. Las reservas recuperables se estiman en 78.6 MMBbls y 1.5 MMMPCN de gas lo cual hace el campo muy atractivo económicamente.

Es importante mencionar que el campo Volve (de petróleo y gas) 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, el campo Volve logró una tasa de recuperación del 54% (Equinor, 2018). Con base a lo anterior, la industria petrolera debe tomar un rol protagónico ante estos escenarios en lograr una optimización del factor de recobro cuando un yacimiento ha superado el 50%, ya que a nivel mundial son muchos los que se encuentran en esta fase, siendo esta otra razón fundamental para realizar esta investigación.

Cabe destacar que si en futuro se desea reestablecer la operatividad del campo Volve de continuarse con la actual forma de explotación del yacimiento; manteniendo la distribución de pozos, tasas de inyección-producción, intervalos abiertos a producción-inyección; es posible que no se logre el máximo recobro asociado a las características del yacimiento y mecanismo de recuperación implementado. Por lo tanto, surge la necesidad de 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 inyección de agua empleando como herramienta el simulador comercial *IMEX*®, CMG, el cual es un simulador numérico de alto desempeño que permite poder predecir cómo se comportara un yacimiento antes y después de haber sido perforado. De tal manera que se pueden llevar a cabo trabajos de análisis de sensibilidad en cuanto a óptimas tasas de inyección, espaciamiento entre pozos productores e inyectores arreglo de los mismos y sobre todo el tiempo en el que se desean evaluar estos parámetros lo cual permite evaluar los costos asociados a las diferentes estrategias de exploración y proponer el mejor escenario posible para cumplir los objetivos propuestos.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 General

Maximizar 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 inyección de agua empleando simulación numérica de yacimientos.

1.1.2 Específicos

1. Describir el modelo estático de la formación Hugin perteneciente al campo Volve, mediante el análisis de los datos geológicos, roca-fluidos y petrofísicos, así como también la identificación del tipo de yacimiento y su mecanismo de producción.
2. Validar el modelo dinámico mediante la revisión de los datos de fluidos, historia de presión, comportamiento de producción/inyección y parámetros del agua inyectada.
3. Evaluar la condición actual de los pozos productores e inyectores, que incluya la evaluación de nuevas zonas (con datos geológicos y de producción) y así proponer nuevas configuraciones de pozos (productores-inyectores), en áreas antes ignoradas que logren aumentar el Factor de Recobro
4. Convertir los modelos del yacimiento que se encuentran en formato del simulador comercial ECLIPSE 100 en un formato que corresponda al simulador comercial *IMEX*®, CMG.
5. Realizar sensibilidades con simulación numérica de yacimientos específicamente con el simulador comercial *IMEX*®, CMG para optimizar la tasa de inyección y el espaciamiento entre pozos inyectores y pozos productores propuestos.
6. Determinar la efectividad de la inyección de agua en la formación Hugin del campo Volve, con la nueva configuración de pozos, comparando con el recobro obtenido actualmente.

1.2 Alcance

Este Trabajo Especial de Grado está fundamentado en revitalizar del factor de recobro de la formación Hugin del campo Volve del Mar del Norte Noruego. El modelo estático, ya caracterizado anteriormente, se describirá con el fin de establecer las características más resaltantes que permitan lograr un buen entendimiento del yacimiento, posteriormente, se procederá a validar el modelo dinámico.

A partir de la validación del modelo dinámico, se evaluará mediante el simulador comercial *IMEX*®, CMG, las distintas configuraciones de pozos inyectores y productores, así como el espaciamiento óptimo entre los mismos y la tasa óptima de inyección, para obtener el escenario de recuperación más adecuado, para continuar con el desarrollo de las reservas en cuestión y finalmente se evaluará la rentabilidad económica del mejor escenario propuesto para lograr los objetivos planteados.

1.3 Justificación

Esta investigación consta de la simulación numérica de las mejores estrategias de inyección de agua para la formación Hugin del campo Volve del Mar del Norte Noruego, que pertenece a la empresa Equinor. Dicho trabajo consta de recolección de datos, determinación de las propiedades petrofísicas, simulación estática, desarrollo de estrategias de inyección, simulación dinámica, recomendación nuevos configuraciones de pozos, predicción de los mejores escenarios de producción y comparación de los mismos.

Este Trabajo Especial de Grado surge de la necesidad de la optimización del factor de recobro considerando que aún existen reservas remanentes en la formación Hugin del campo Volve del Mar del Norte Noruego por desarrollar y tomando en cuenta la experiencia y el incremento de las actividades de perforación y producción de petróleo en campos maduros en el mundo. Así mismo, con el fin de tener un estudio que soporte la aplicación de procesos de recuperación secundaria como la inyección

de agua, se consideró la simulación numérica para la obtención de resultados que avalen la aplicación del mismo y permita obtener un mejor escenario de inyección a emplear basado en la experiencia del campo y en los conocimientos en optimización y gerencia de yacimientos, maximizando aún más el potencial del yacimiento. En este sentido, es importante mencionar que el método de inyección de agua es un método muy conocido y eficiente el cual pudiese seguir funcionando en la formación Hugin del campo Volve del Mar del Norte Noruego.

Finalmente, este Trabajo Especial de Grado podrá ser de utilidad como antecedente documental para la realización de estudios sobre inyección de agua que puede ser aplicado en los diferentes tipos de campos venezolanos.

1.4 Limitaciones

En la realización del presente Trabajo Especial de Grado se obtuvo como limitación los reportes de PVT, los cuales no fueron publicados por la empresa Equinor, por tanto, no permitirá hacer una validación efectiva de estos datos más, sin embargo, se cuenta únicamente con los datos PTV proporcionada por el modelo de simulación.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

El marco teórico o marco referencial es el producto de la revisión documental, bibliográfica y consiste en una recopilación de ideas, posturas de autores, conceptos y definiciones que sirven de base a la investigación por realizar (Arias, 2012).

2.1 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. En la figura 2.1. se muestran los campos productores de crudo del Mar del Norte, Noruega (Equinor, 2018).

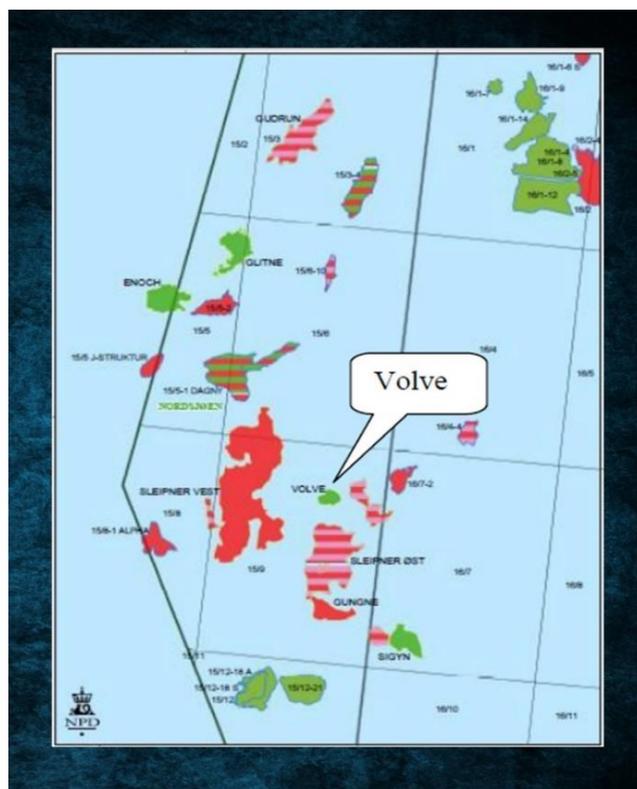


Figura 2.1 Ubicación del campo Volve en el Mar del Norte [Fuente: Equinor, 2018].

2.2 Características del yacimiento

El campo petrolífero Volve fue descubierto en 1993 (Discovery well 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 4931 psi y 230°F a una profundidad de referencia de 10039 pies por debajo del nivel del mar. El yacimiento presenta un contacto gas/petróleo a 1640 pies y un contacto agua/petróleo a 10499 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)	10236	Densidad del agua (lpg)	9.19
Tope (ft)	9022	Temperatura (F°)	230
Porosidad (%)	21%	Factor de volumen del petróleo de formación (BY/BN)	1.33 a 1.45
Permeabilidad X, Y, Z (mD)	1000	Comprensibilidad del agua (1-psi)	2.1572E-06
Presión Inicial (psi)	4931.28	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]

2.3 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 alcista alrededor de Volve se encuentra en el área PL 046, que tiene la misma propiedad que el campo Gungne (figura 2.2. y tabla 2.2.) (Equinor, 2018).

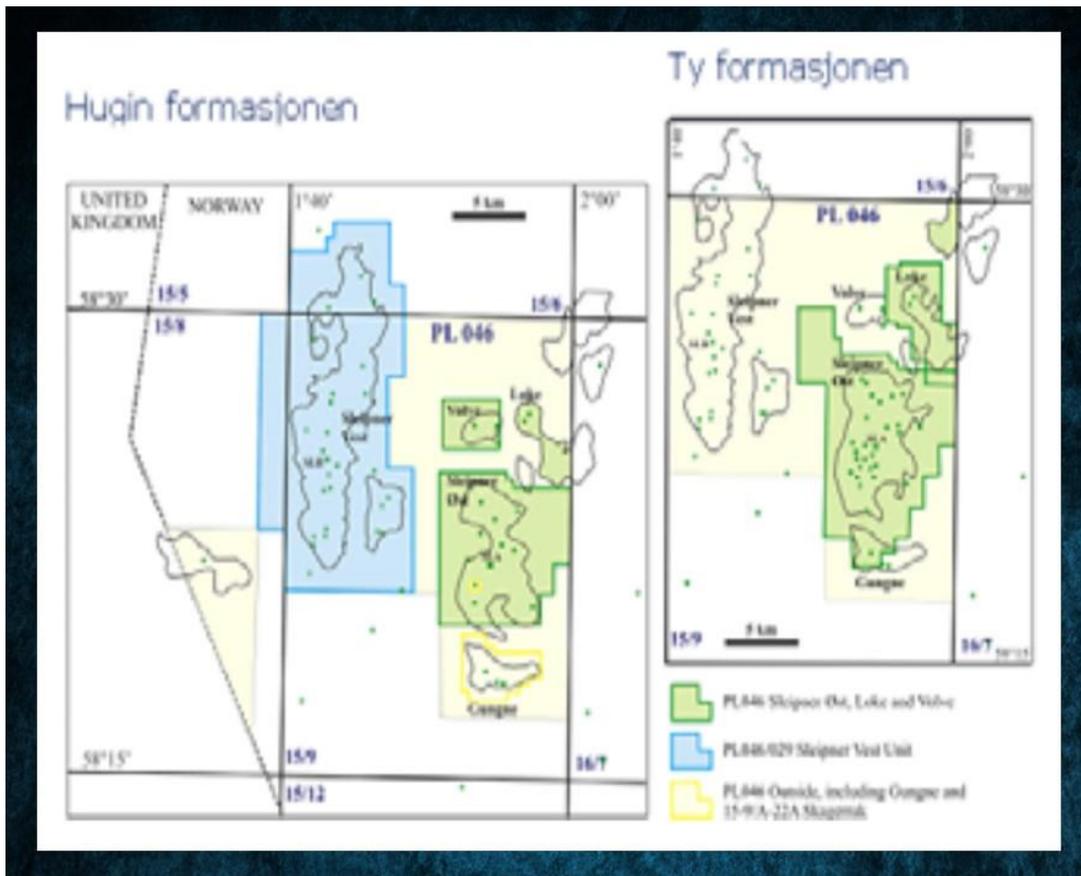


Figura 2. 2 Descripción general del área PL 046 con definición del área en las formaciones Ty y Hugin [Fuente: Equinor, 2018]

	Sleipner Øst/Loke / Volve	PL046 Outside (Inkl. Gungne)
Statoil ASA	49.6 %	52.6 %
ExxonMobil Exp.& Prod. Norway AS	30.4 %	28.0 %
Norsk Hydro Produksjon a.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]

2.4 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).

2.5 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 9022 - 10236 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 10236 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 sísmicos 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).

2.5.1 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, que es conjunto de composición de datos en los componentes de cada conjunto de datos sísmicos.

El propósito de este estudio relativamente es comprender el desarrollo tectónico y estratigráfico, así como facilitar una buena conversión de profundidad. Una sección sísmica a lo largo del pozo 15/9-19SR se muestra en la figura 2.3.

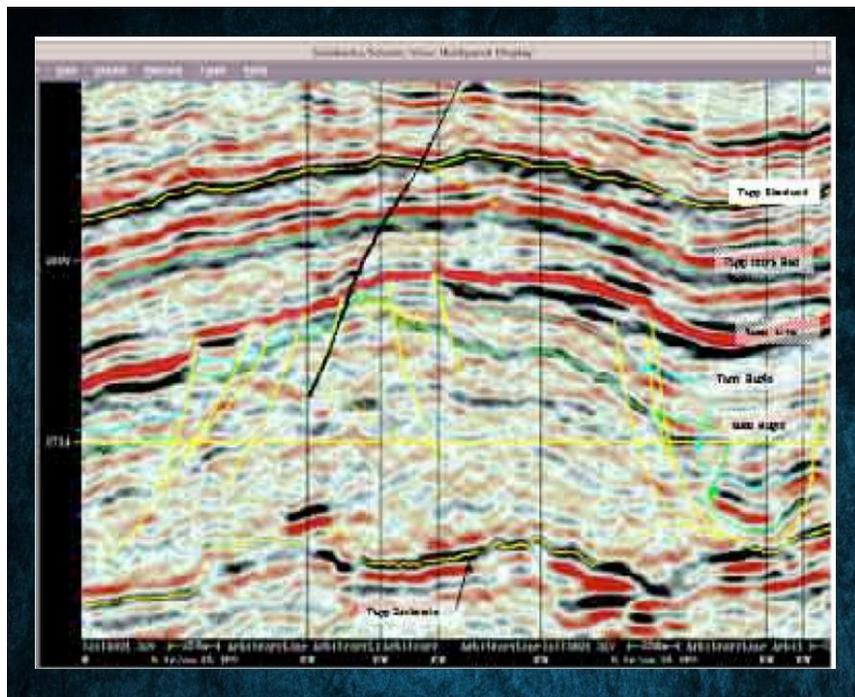


Figura 2. 3 Sección sísmica de ST0202 a lo largo del pozo 15/9-19 SR [Fuente: Equinor, 2018]

Durante el trabajo del modelo geológico, los datos sísmicos han sido profundamente migrados. Sobre la base de una evaluación / 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).

2.5.2 Sedimentología y estratigrafía

El yacimiento Hugin en el área de Sleipner es muy 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 y esto también se usa en Volve (figura 2.4.).

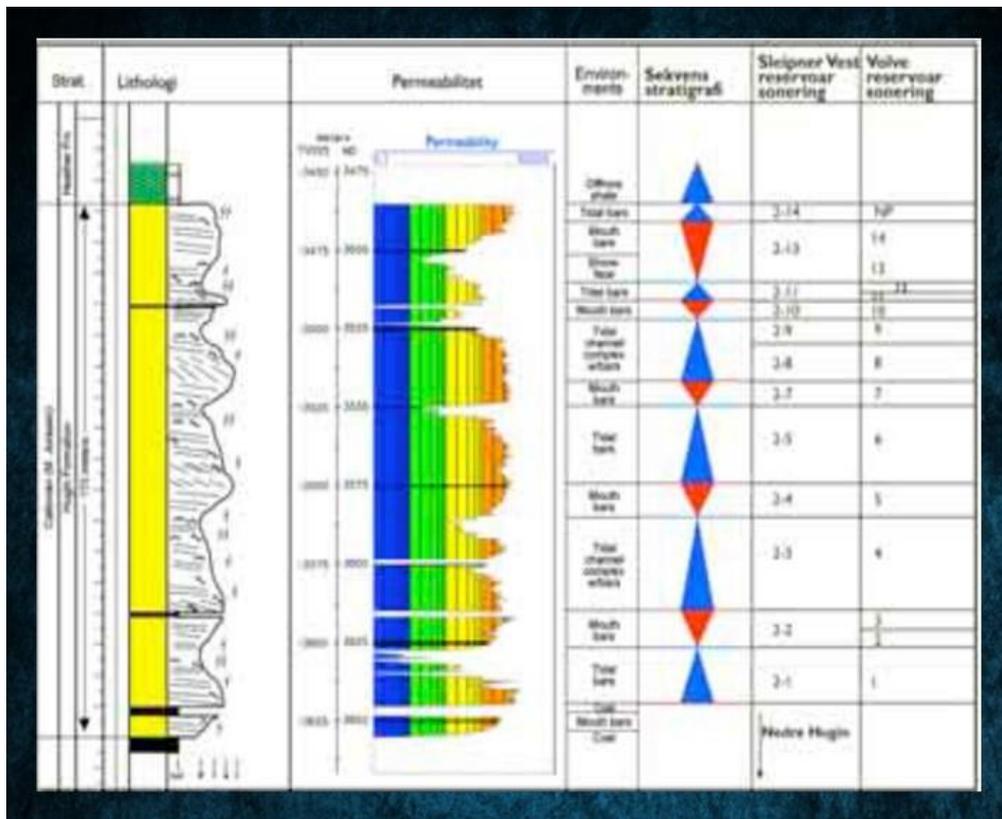


Figura 2. 4 Diagrama de las principales zonas de estudio del yacimiento Volve., basado en el área Sleipner Vest [Fuente: Equinor, 2018]

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, superficies de mareas. 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).

2.5.3 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 kerogeno II-S y, por lo tanto, es característico de las rocas carbonatadas.

En el campo de Volve, se detectó kerogeno 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 kerogeno tipo II-S madura y forma aceite a temperaturas significativamente más bajas que otros kerógenos de 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).

2.5.4 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 multivariante entre la permeabilidad del núcleo corregida a las proporciones del yacimiento con la porosidad calculada y los volúmenes de lutitas neto de arena producible, y se determinó finalmente por un procedimiento. 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]

2.6 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. Como resultado del aumento de la precipitación en la zona de Jura, estos comenzaron a disolverse y, por lo tanto, crearon grandes diferencias a la vista cuando se depositó el yacimiento Hugin. La solución salina continuó durante todo el período Jurásico superior y por encima de las estructuras de sal previas (figura 2.6).

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).

2.7 Trabajo de ingeniería

El trabajo de ingeniería de yacimientos, ha utilizado un modelo de simulación de yacimiento dinámico basado en el mapeo geológico y sísmico. La presión y la temperatura para el campo están destinadas 4931.28 psi y 230° F a una profundidad de referencia en 10039 pies debajo del nivel del mar. El factor de volumétrico del petróleo (Bo) es de 1.33 a 1.45 BY/BN. El petróleo en el campo se planificó para ser extraído mediante inyección de agua con pozos de producción situados en lo alto de la estructura (Equinor, 2018).

En el mismo orden de ideas, el trabajo de ingeniería también se encarga del estudio de la inyección de agua como método de soporte de presión del yacimiento por lo que es necesario realizar un estudio bibliográfico, que abarque los tópicos más importantes referentes a este tema, mediante el cual se logre su mayor comprensión y entendimiento.

2.8 Inyección de agua

Se define como un mecanismo de recuperación secundaria mediante el cual los fluidos del yacimiento son desplazados hacia los pozos productores por la acción del agua inyectada.

Se han implementado otras tecnologías para recuperar hidrocarburos, sin embargo, su aplicación ha sido limitada debido a la rentabilidad que se requiere para su explotación comercial. Es por eso que la inyección de agua, así como la del gas, continúa siendo uno de los métodos convencionales más utilizados para obtener un recobro extra de petróleo de los yacimientos. La figura 2.5. muestra el proceso de desplazamiento por inyección de agua (Ferrer, 2001).

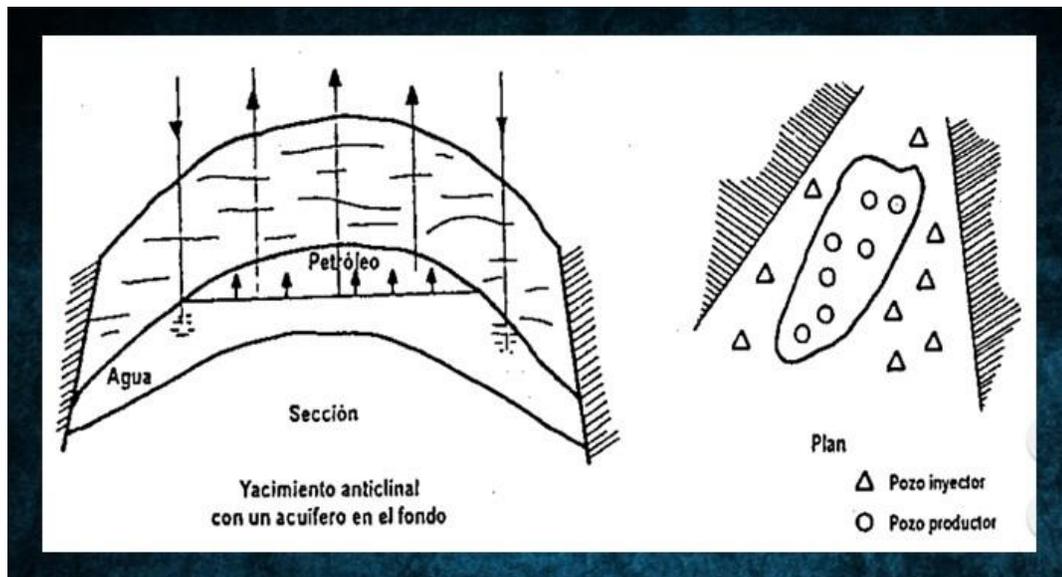


Figura 2.5 Proceso de Desplazamiento por Inyección de Agua [Fuente: Ferrer, 2001]

2.8.1 Consideraciones teóricas de la inyección de agua

La inyección de agua como un método de recobro secundario se descubrió accidentalmente en el año 1870, en la ciudad de Pithole, al oeste de Pennsylvania, cuando una fuga en una formación acuífera redujo la producción del pozo afectado, pero aumentó la producción de los pozos vecinos.

Hoy en día es el principal y más conocido de los métodos convencionales de recobro secundario de petróleo, habiéndose constituido hasta esta fecha en el proceso que más ha contribuido a la recuperación extra de petróleo. Se caracteriza por la eficiencia del agua para desplazar a los hidrocarburos del medio que invade, y porque aumenta rápidamente la presión del yacimiento (Ríos, 2016).

2.8.2 Localización de los pozos de inyección y producción

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

- Inyección periférica o externa.

- Inyección en arreglos.

2.8.2.1 Inyección periférica o externa

Consiste en inyectar agua fuera de la zona de petróleo, es decir, en los flancos del yacimiento. También conocida como inyección tradicional (en el acuífero o cerca del contacto agua-petróleo) (Ferrer, 2001).

- La estructura favorece la inyección, los pozos se colocan en el acuífero fuera de la zona de petróleo.
- Se utilizan pocos pozos, a veces no se requiere de perforar pozos nuevos (inyectores) ya que se puede hacer un trabajo a un pozo que dejó de ser productor.
- No es posible llevar un seguimiento al frente de inyección.

✓ Ventajas:

-Se utilizan pocos pozos.

-No requiere de la perforación de pozos adicionales, puesto que se pueden usar pozos productores viejos como inyectores.

-No requiere buena descripción del yacimiento para iniciar el proceso de invasión de agua.

-Rinde un recobro alto de petróleo con un mínimo de producción de agua

✓ Desventajas:

-No es posible lograr un seguimiento detallado del frente de invasión, como si es posible hacerlo en la inyección de agua en arreglos.

-Una porción de agua inyectada no se utiliza para desplazar el petróleo.

-Puede fallar por no existir una buena comunicación entre la periferia y el centro del yacimiento.

-El proceso de invasión y desplazamiento es lento, y por lo tanto la recuperación de la inversión es a largo plazo (Ferrer, 2001).

2.8.2.2 Inyección en arreglos o dispersa

Consiste en inyectar agua dentro de la zona de petróleo a través de un arreglo geométrico de pozos inyectoros y productores.

- La selección del arreglo depende de la estructura del yacimiento y sus límites, continuidad de las arenas, de la porosidad y permeabilidad y números de pozos.
- A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectoros se distribuyen entre los productores (interespaciados).

✓ Ventajas:

-Produce una invasión más rápida en yacimientos homogéneos de bajos buzamientos y bajas permeabilidades efectivas con alta densidad de los pozos debido a que la distancia inyector es pequeña.

-Elevadas eficiencias de barrido areal.

-Rápida respuesta del yacimiento.

-Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades sobre el recobro.

-Permite un buen control del frente de invasión y del factor de reemplazo.

-El volumen de la zona de petróleo es grande en un periodo corto.

✓ Desventajas:

-Es más riesgosa.

-En comparación con la inyección externa, este método requiere una mayor inversión.

-Exige un mayor seguimiento y control y, por lo tanto, mayor cantidad de recursos humanos (Ferrer, 2001).

2.8.3 Diferentes arreglos de pozos

Anteriormente los pozos eran espaciados de una manera irregular, sin embargo, una vez que se fue entendiendo el comportamiento de los yacimientos se dio origen a los arreglos y espaciamientos uniformes, lo que significa que a la hora de planificar un proceso de recuperación secundaria el campo estaría desarrollado basándose en un arreglo regular entre pozos productores e inyectores formando figuras geométricas.

En la actualidad existe una gran variedad de arreglos entre los pozos inyectores-productores, de los cuales los más comunes son mostrados en la figura 2.6 (Morales, 2014).

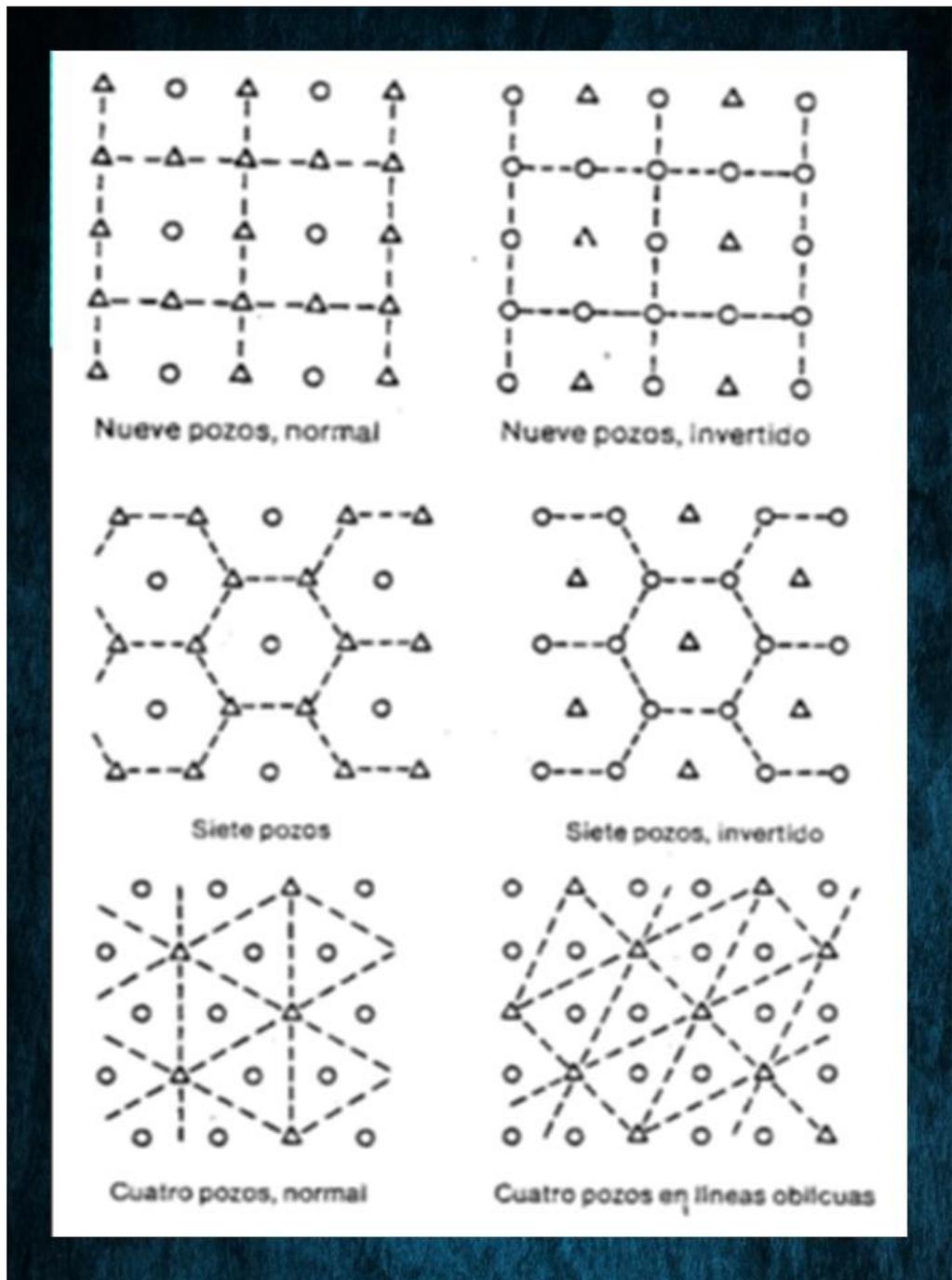


Figura 2. 6 Arreglos de Pozos [Fuente: Craig, 1982]

La siguiente tabla 2.4, resume las características de estos tipos de arreglo de pozos. Los denominados “invertidos” tienen un solo pozo de inyección por arreglo.

TIPOS DE ARREGLOS	RELACIÓN ENTRE POZOS PRODUCTORES E INYECTORES	PATRÓN REQUERIDO
Cuatro Pozos	2	Triángulo equilátero
Cinco Pozos	1	Cuadrado
Siete Pozos	$\frac{1}{2}$	Cuadrado
Invertido De Siete Pozos	2	Triángulo Equilátero
Nueve Pozos	$\frac{1}{3}$	Cuadrado
Invertido De Nueve Pozos	3	Cuadrado
Empuje De Línea Directa	1	Rectángulo
Empuje De Línea Alterna	1	Modificación del arreglo de empuje de línea directa, desplazando los pozos inyectores a lo largo

Tabla 2. 4 Características y arreglo de pozos [Fuente: Craig, 1982]

2.8.4 Factores que controlan la recuperación en un proyecto de inyección de agua

Una vez que la energía propia del yacimiento ha sido agotada es necesario usar algún tipo de mecanismos de producción que contribuye en el proceso de producción, uno

de estos es la inyección de fluidos, gas y/o agua, considerados como mecanismos de producción secundaria, esto se hace a fin de aumentar el recobro (Ferrer, 2001).

A continuación, se expondrán los factores que principalmente se deben considerar y supervisar al momento de emplear un proceso de inyección de agua o gas:

- ✓ Geometría del yacimiento
- ✓ Litología
- ✓ Profundidad del yacimiento
- ✓ Porosidad
- ✓ Permeabilidad
- ✓ Propiedades de los fluidos y permeabilidades relativas
- ✓ Razón de movilidad
- ✓ Continuidad de las propiedades de la roca
- ✓ Magnitud y distribución de las saturaciones de los fluidos
- ✓ Tasa de inyección y buzamiento de las formaciones

2.8.4.1 Geometría del yacimiento

La estructura y estratigrafía de un yacimiento controlan la localización de los pozos productores y por consiguiente los métodos por los cuales éste será producido a través de inyección de agua o gas. En las zonas que se tiene un moderado relieve estructural generalmente se llevan a cabo operaciones de inyección de agua, mientras que si se presenta lo contrario se aplica inyección de agua (Ferrer, 2001).

2.8.4.2 Litología

Parámetros como la composición mineralógica de los granos de arena y el material cementante se deben tomar en cuenta ya que dependiendo del fluido que se inyecte se pueden ocasionar diferencias en la saturación de petróleo residual, esto se debe a que el fluido puede reaccionar con la arena y/o arcilla y modificar la porosidad, ya sea aumentándola o disminuyéndola (Ferrer, 2001).

2.8.4.3 Profundidad del yacimiento

Cuando se tiene un yacimiento profundo las saturaciones de petróleo residual son más bajas que en un yacimiento somero después de culminada la producción primaria, esto se debe a que estuvo disponible un gran volumen de gas en solución para expulsar el petróleo y a que el factor de encogimiento fue grande y, en consecuencia, ha quedado más petróleo. Además, grandes profundidades permiten usar mayores presiones y un espaciamento más amplio si se trata de un yacimiento que posea un grado suficiente de uniformidad lateral. Por otra parte, dependiendo de las condiciones del yacimiento varía la selección del equipo de producción, el diseño de la planta, número y localización de pozos (Ferrer, 2001).

2.8.4.4 Porosidad

La recuperación total de un yacimiento es directamente dependiente de la porosidad, puesto a que ésta determina la cantidad de petróleo presente para cualquier porcentaje de saturación de petróleo (Ferrer, 2001).

2.8.4.5 Permeabilidad

La permeabilidad es la capacidad de un material para permitir que un fluido lo atraviese sin alterar su estructura interna. Se afirma que un material es permeable si deja pasar a través de él una cantidad apreciable de fluido en un tiempo dado, e impermeable si la cantidad de fluido es despreciable.

La tasa de inyección de fluidos en un yacimiento está controlada por la permeabilidad, es por ello que en la determinación de la factibilidad de inyección de agua (por ejemplo) en un yacimiento es necesario conocer: la máxima presión de inyección tomando en cuenta la profundidad del yacimiento y la relación entre tasas y espaciamento a partir de datos de presión – permeabilidad (Ferrer, 2001).

2.8.4.6 Propiedades de los fluidos y permeabilidades relativas

Los factores que afectan la razón de movilidad son esencialmente la viscosidad del petróleo y las permeabilidades relativas de la roca, es por ello que tiene grandes efectos en la convivencia de un proceso de inyección de fluidos en un yacimiento. En un proceso de desplazamiento la razón de movilidad está relacionada con la movilidad del fluido desplazante y la movilidad del petróleo en la zona de petróleo (Ferrer, 2001).

2.8.4.7 Razón de movilidad

La razón de movilidad puede visualizarse como una medida relativa de la tasa de petróleo que se mueve delante del frente de invasión con respecto al movimiento de la tasa de agua detrás del frente, suponiendo que los gradientes de presión en ambas son iguales.

Una razón de movilidad igual a 1.0 indica que el petróleo y el agua se mueven a la misma velocidad relativa. Cuando $M < 1.0$, el agua se mueve más lenta que el petróleo, conduciendo a altas saturaciones de agua a la ruptura y a altas eficiencias de desplazamiento. Para valores de $M > 1.0$ indican que el agua detrás del frente se mueve más rápido que el petróleo que se encuentra delante del frente; la eficiencia de desplazamiento se reduce y el petróleo que queda detrás se recupera después de haber inyectado grandes volúmenes de agua (Ferrer, 2001).

2.8.4.8 Continuidad de las propiedades de la roca

La continuidad de la roca es muy importante tenerla presente más que todo en relación a la permeabilidad y continuidad vertical, esto para determinar cuan factible es la inyección de agua y gas en un yacimiento. Se sabe que un fluido fluye en la dirección de los planos de estratificación, por esto el interés que se tiene en la continuidad vertical.

Si un yacimiento está dividido en estratos conformados por lutitas o rocas densas, al hacer el estudio de un corte transversal nos podría indicar si los estratos tienden a reducir su espesor o no en distancias laterales relativamente cortas o si se está en presencia de una arena uniforme. Además, un estudio de núcleos nos puede dar evidencias de estratificaciones cruzadas y fracturamiento. (Ferrer, 2001).

2.8.4.9 Magnitud y distribución de las saturaciones de los fluidos

El parámetro saturación es uno de los más importantes al momento de un proyecto de inyección de agua, esto porque si tenemos altas saturaciones de crudo en el yacimiento, cuando inyectemos agua mayor será el recobro.

Tenemos un término que es saturación de petróleo residual que es lo que queda después de la invasión, este se relaciona con la adaptabilidad del proceso, mientras el valor de ese petróleo residual sea menor, mayor será el factor de recobro. Hoy día la mayoría de los proyectos de desplazamiento de petróleo tiene como objetivo reducir la saturación de petróleo residual.

Un término que es de gran importancia conocer es la saturación de agua connata ya que esta nos puede ayudar a conocer cuánto es la saturación de petróleo inicial, esto implica que, si el valor de la saturación de agua es pequeño nos indica que la cantidad de crudo que está en el yacimiento es bastante grande (Ferrer, 2001).

- ✓ **Saturación de petróleo:** La saturación de petróleo inicial es determinante petróleo en la recuperación. Es necesario que la saturación inicial de petróleo sea lo suficientemente alta y la residual lo más baja posible, para que el proyecto resulte económico. En otras palabras, la diferencia en la saturación de petróleo al comienzo y al final de la inyección determina la cantidad de petróleo recuperado.
- ✓ **Saturación de agua:** Si la saturación inicial de agua excede un valor agua crítico, no se puede formar un banco de petróleo, y aunque pueda producirse

cierta cantidad de petróleo, éste debe producirse a altas razones de agua - petróleo. En términos generales, puede afirmarse que, si la saturación de agua es tan alta que la roca es más permeable al agua que al petróleo, el proyecto será menos eficiente (Ferrer, 2001).

2.8.4.10 Tasa de inyección y buzamiento de las formaciones

El efecto del buzamiento de la formación y la tasa de inyección están relacionados entre sí. En general, cuando se inyecta agua y el desplazamiento es buzamiento arriba, se obtiene una mejor eficiencia inyectando a bajas tasas, para que las fuerzas de gravedad controlen el fenómeno. Si el desplazamiento es buzamiento abajo, se debe inyectar a altas tasas, para que el agua tenga menos oportunidad de analizarse a través del petróleo. Para una tasa de inyección constante, la eficiencia de desplazamiento aumenta si la inyección es buzamiento arriba y el ángulo de buzamiento aumenta; y disminuye si la inyección es buzamiento abajo y el ángulo de buzamiento aumenta (Ferrer, 2001).

2.8.5 Factores que afectan la selección de modelo de inyección de agua

En la planificación de una inyección de agua se debe considerar que el arreglo propuesto cumpla con las siguientes consideraciones:

- Proporcionar la producción de petróleo deseada.
- Proporcionar una cuota de inyección de agua suficiente para obtener la productividad de crudo deseada.
- Aumentar la recuperación de petróleo con poca producción de agua.
- Aprovechar las faltas de uniformidad conocidas del yacimiento; como la permeabilidad direccional, diferencias regionales de permeabilidad, fracturas de la formación, inclinación etc.

- Aprovechar el arreglo de pozos existente y requerir un mínimo de pozos nuevos.
- Ser compatible con las operaciones de inyección de otros operadores en predios adyacentes (Craig, 1982).

Al momento de implementar alguna recuperación secundaria, con el objetivo de aumentar la energía del yacimiento en estudio y a su vez su producción, es importante conocer que tipo de yacimiento se le aplicará dicho plan, una de las tantas razones es que este nos puede dar algún indicio de la efectividad o ventaja que esta recuperación secundaria podría proporcionar al yacimiento, es por ello que a continuación se definen los diferentes tipos de yacimientos que se pueden conseguir en un campo de estudio.

2.9 Clasificación de los yacimientos de petróleo

2.9.1 Clasificación de yacimientos a partir del diagrama de fases

2.9.1.1 Yacimientos de petróleo (Gas disuelto)

La temperatura del yacimiento es inferior a la temperatura crítica. Si la presión del yacimiento es superior a la de saturación, inicialmente el yacimiento es monofásico. Si el yacimiento es saturado puede existir una capa de gas (Vázquez, 2018).

2.9.1.2 Yacimientos de gas sin condensación retrógrada

La temperatura del yacimiento es superior a la temperatura crítica de condensación. La mayor parte de estos gases dan condensados en las condiciones de superficie: se les denomina gases húmedos (Vázquez, 2018).

2.9.1.3 Yacimientos de gas con condensación retrógrada

La temperatura del yacimiento está comprendida entre la crítica y la crítica de condensación. Normalmente la presión inicial es muy próxima a la presión de rocío

lo que provoca muy rápidamente una condensación de hidrocarburos en el yacimiento (Vázquez, 2018).

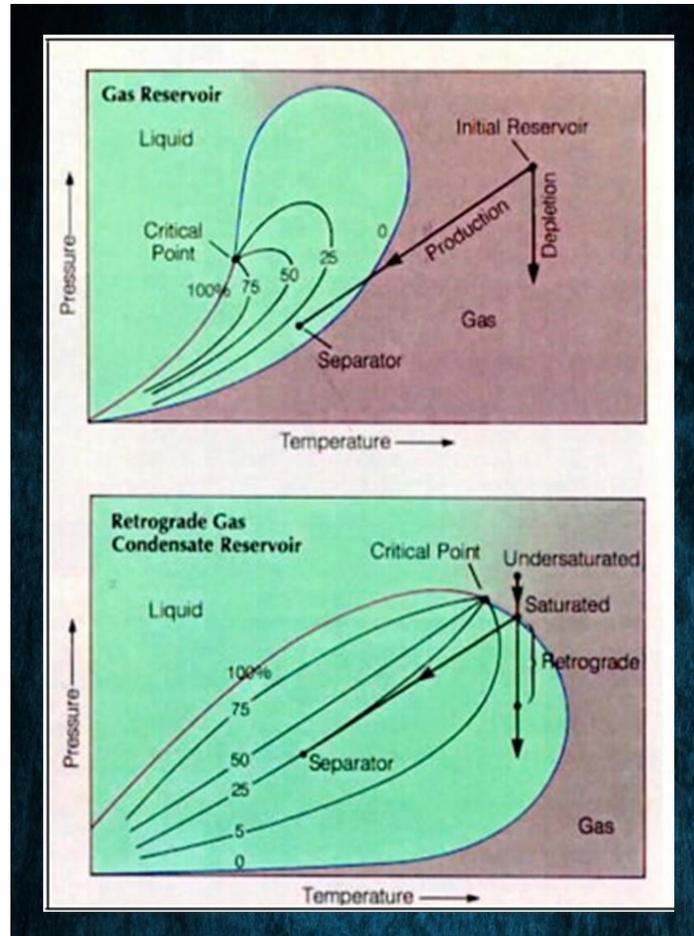


Figura 2. 7 Yacimiento de gas con/sin condensación retrograda. [Fuente: Vázquez, 2018]

2.9.2 Clasificación con referencia a la mojabilidad

2.9.2.1 Yacimientos hidrófilos

- Poseen un ángulo de contacto θ menor a 90°
- El agua es la fase mojante
- En los canales de flujo más pequeños del yacimiento, habrá solo desplazamiento de agua
- El petróleo se desplaza por los canales de flujo más grandes

-La mayoría de los yacimientos petrolíferos son hidrófilos (Prato, 2018).

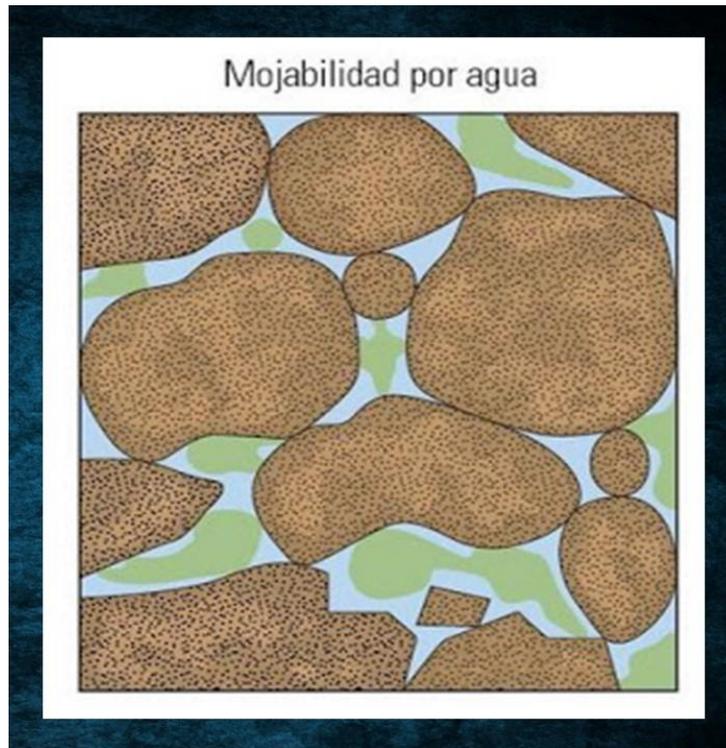


Figura 2. 8 Mojabilidad por agua [Fuente: Comunidad Petrolera, 2018].

2.9.2.2 Yacimientos oleófilos

Presentan un ángulo de contacto $\theta > 90^\circ$. El petróleo es la fase mojante. En los canales de flujo más pequeños habrá solo desplazamiento de petróleo y el agua se desplaza por los canales más grandes. Pocos yacimientos son oleófilos.

El hecho de que una roca sea mojable por petróleo o por agua, incide en numerosos aspectos del desempeño del yacimiento, particularmente en las técnicas de inyección de agua y recuperación mejorada del petróleo. Suponer que una formación es mojable por agua, cuando en realidad no lo es, puede ocasionar daños irreversibles en el yacimiento (Prato, 2018).

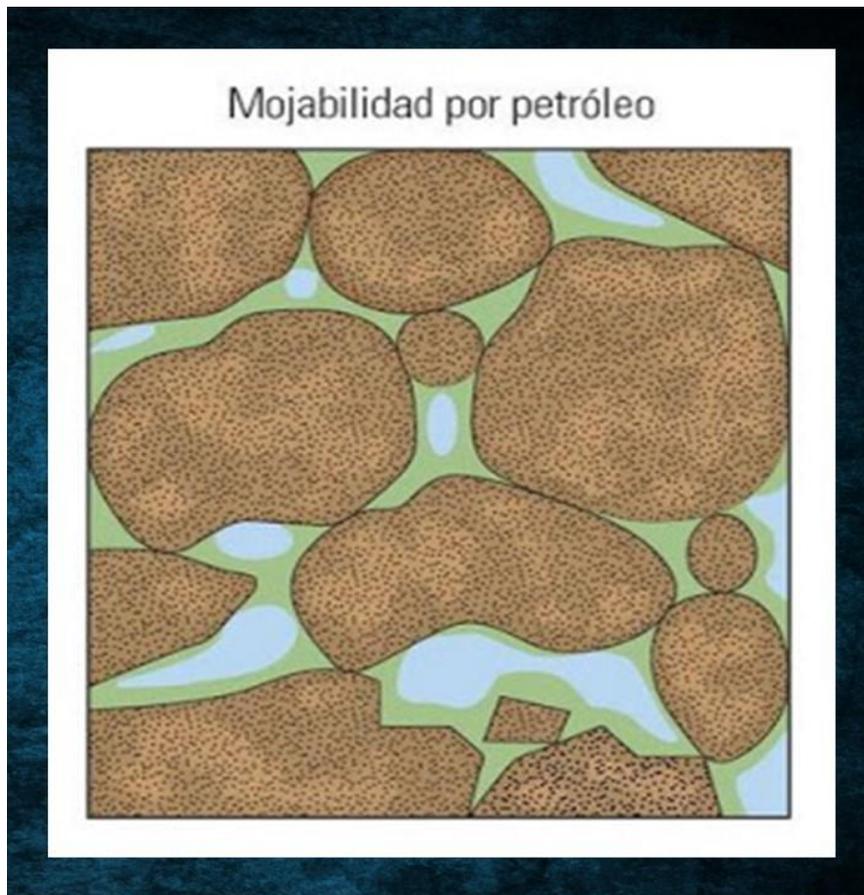


Figura 2. 9 Mojabilidad por petróleo [Fuente: Comunidad Petrolera, 2018].

2.9.3 Clasificación de acuerdo al punto de burbuja

El punto de burbuja o de burbujeo es un punto que representa la fase líquida con una cantidad infinitesimal de gas, es decir, es cuando aparece la primera burbuja.

De acuerdo a al punto de burbuja se obtiene la siguiente clasificación:

2.9.3.1 Yacimientos subsaturados

En estos yacimientos la presión inicial es mayor que la presión de burbuja, por ende, el gas se encuentra aún disuelto en el petróleo y no hay volumen inicial de capa de gas. Inicialmente el yacimiento se encuentra en la fase líquida, eventualmente las burbujas de gas se desprenden una vez alcanzado el punto de burbuja, en donde el gas liberado posteriormente se aglutina hasta tener condiciones de flujo al pozo en

cantidades cada vez más incrementable, mientras que el flujo de crudo decrece gradualmente (Comunidad Petrolera, 2018).

2.9.3.2 Yacimientos saturados

En estos yacimientos la presión inicial es menor o igual que la presión de burbuja, por ende, el yacimiento es bifásico, contiene una zona líquida y otra gaseosa. Debido a que la composición del gas y el crudo son diferentes, estas pueden representarse por diagramas de fases individuales que tienen poca relación entre ellas o en composición. La zona líquida está en su punto de burbuja y será producida como un yacimiento subsaturado modificado con la presencia de la capa de gas. La capa de gas está en el punto de rocío (fase gaseosa con una cantidad infinitesimal de líquido) y podría ser retrógrada o no retrógrada. El comportamiento retrógrado se produce por la disminución de presión que produce condensación en parte de la mezcla (Comunidad Petrolera, 2018).

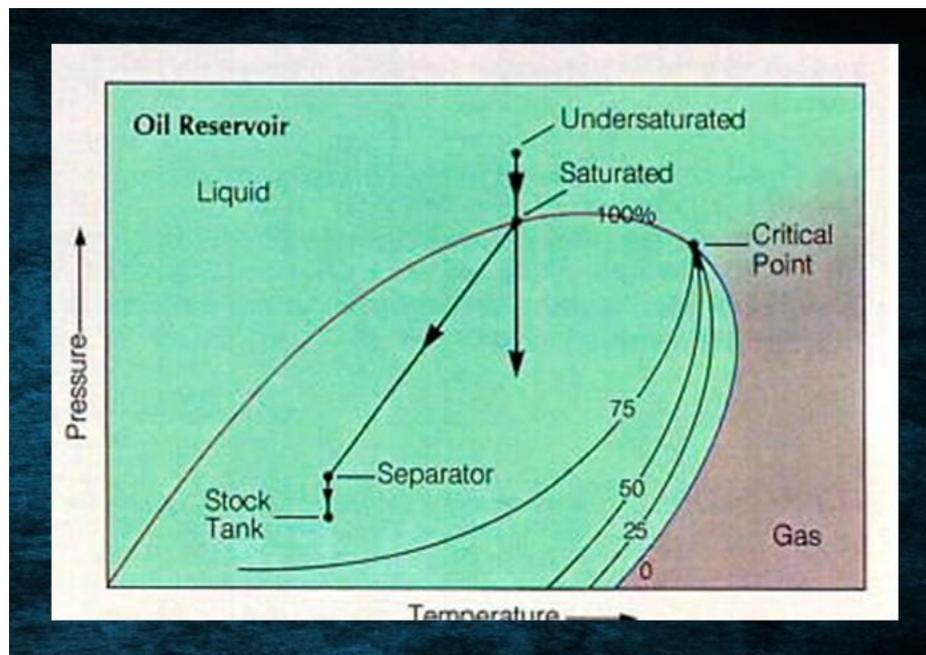


Figura 2. 10 Yacimiento de petróleo (Gas Disuelto) [Fuente: Vázquez, 2018].

2.10 Mecanismos de producción natural

Para la extracción del petróleo que se encuentra en los yacimientos es necesario perforar pozos, estos constituyen la unidad fundamental de drenaje. Una vez perforados los pozos estos comienzan a producir debido a la acción de fuerzas naturales que desplazan los fluidos del yacimiento hasta los pozos productores. Estas fuerzas naturales a medida que se va produciendo van disminuyendo, hasta el punto donde el yacimiento alcanza su límite físico, las fuerzas capilares que se desarrollan entre los fluidos y los poros de la arena que los contiene, dejan atrapados al petróleo y este deja de fluir naturalmente, y es a partir de allí donde se aplican los mecanismos de producción inducidos (Da Silva, 2018).

De allí su clasificación:

2.10.1 Compresibilidad de la roca y de los fluidos

Al pozo estar en producción, se incrementa la diferencia entre la presión de sobrecarga y la presión de poro, lo que ocasiona una reducción del volumen poroso del yacimiento y la expansión o cambio en el volumen de los fluidos presentes. Este se ve influenciado principalmente por fuerzas como: fuerzas capilares, fuerzas gravitacionales, y fuerzas viscosas debidas a los diferenciales de presión y a potenciales de flujo (Da Silva, 2018).

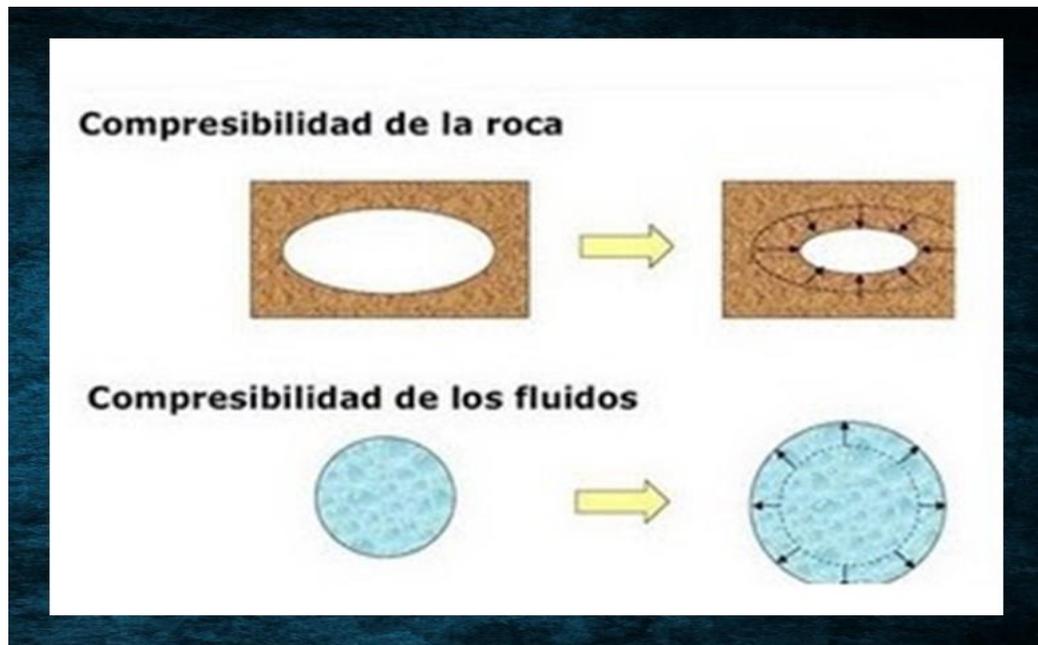


Figura 2. 11 Compresibilidad de la roca y de los fluidos [Fuente: Da Silva, 2018]

2.10.2 Liberación de gas en solución

Únicamente presente en los yacimientos cuya presión es menor que la presión de burbuja (yacimiento saturado). Iniciando la movilización del gas hacia los pozos productores una vez que la saturación del gas liberado exceda la saturación de gas crítica, haciéndose este móvil (Da Silva, 2018).

2.10.3 Segregación gravitacional

Este mecanismo es característico de los yacimientos que presentan un alto buzamiento, por lo que posee una alta permeabilidad vertical, permitiendo así una fácil migración del gas hacia el tope. Esto permite que el flujo en contracorriente mediante el cual el gas migra hacia la parte alta de la estructura y el petróleo hacia la parte baja, por razones de diferencia de densidad, esto en respuesta de que las fuerzas gravitacionales actuantes son mayores que las fuerzas viscosas presentes (Da Silva, 2018).

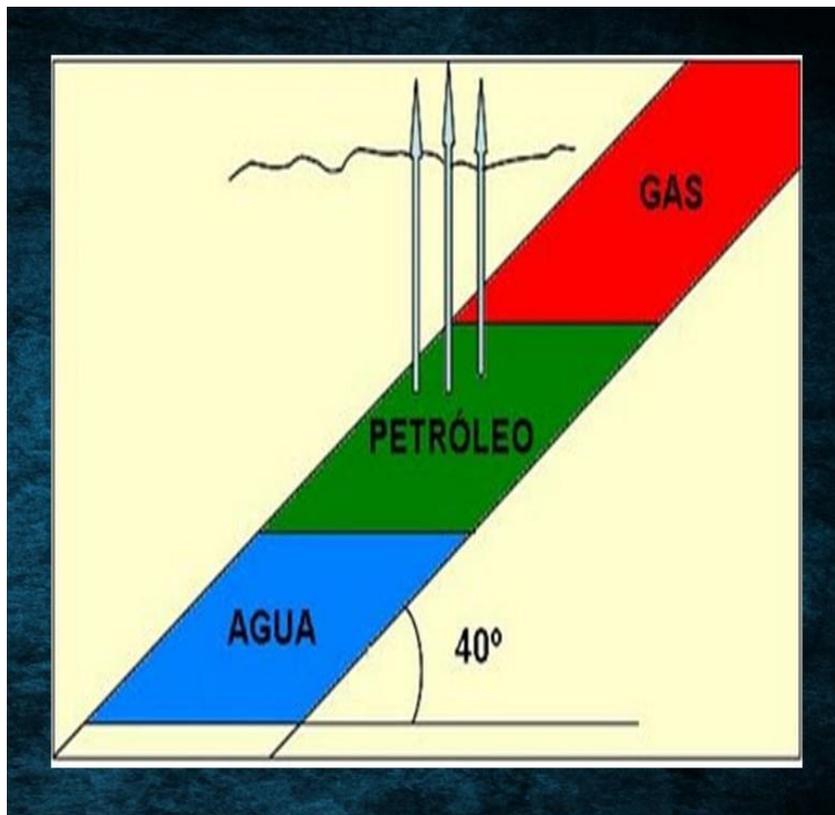


Figura 2. 12 Segregación gravitacional. Estrato productor de buzamiento alto [Fuente: Da Silva, 2018]

2.10.4 Empuje por capa de gas

Este mecanismo está presente en yacimientos que se encuentra a presiones inferiores a la presión de burbujeo. En lo que existe una capa de gas, la cual tiende a expandirse debido a la disminución de presión actuando esta como una fuerza de empuje que obliga al petróleo a desplazarse (Da Silva, 2018).

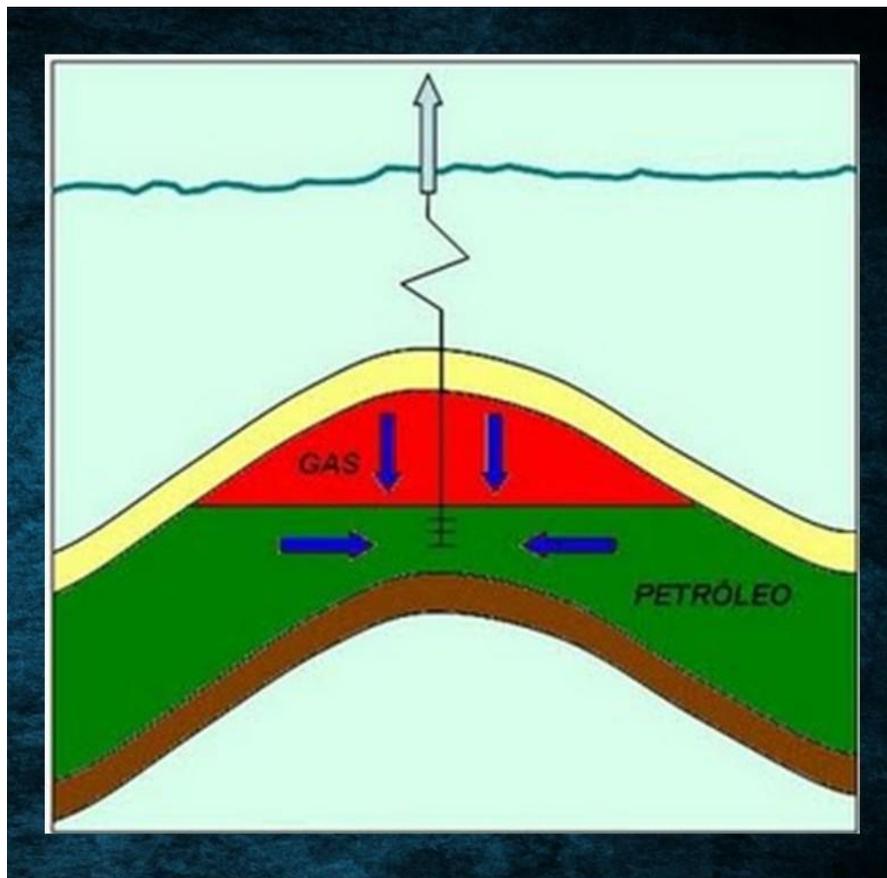


Figura 2. 13 Empuje por capa de gas [Fuente: Da Silva, 2018]

2.10.5 Empuje hidráulico

Se presenta cuando existe una porción de roca con alta saturación de agua (Acuífero). Debido a la expansión del agua del acuífero (a medida que se reduce la presión), este invade el yacimiento, reemplaza a los fluidos que ya han sido extraído. Este es uno de los mecanismos de producción más efectivos debido al constante suministro de agua del acuífero, ya que no hay caída de presión en el sistema o cae muy poco (Da Silva, 2018).

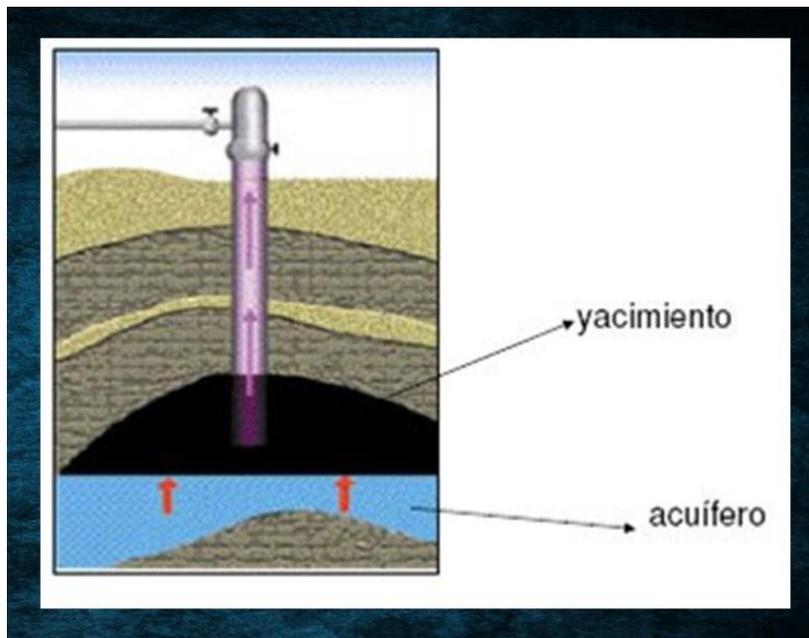


Figura 2. 14 Segregación gravitacional [Fuente: Da Silva, 2018]

Es importante señalar que rara vez se presenta en los yacimientos solo uno de estos empujes descritos en la tabla 2.4 a lo largo de su vida productiva. Por esta razón, las mejores prácticas en la administración de los yacimientos tienen que dedicar un esfuerzo y tiempo considerable a la obtención de información de los mismos, para definir los mecanismos de empujes preponderantes y poder aprovecharlos a plenitud, para obtener los mayores factores de recobro posibles, al menos en la etapa primaria de recuperación. (Da Silva, 2018).

En la siguiente tabla 2.5. se resumen los diferentes mecanismos de producción primaria en un yacimiento de petróleo, los cuales ayudan a identificarlos en los estudios de yacimientos.

Tipo de Mecanismo	Presión del Yacimiento	Relación Gas-Petróleo	Eficiencia (FR)
Expansión del agua connata y reducción del volumen poroso	Declinación rápido y continuo	Pertenece bajo y constante	1 – 10% Promedio 3 %
Gas en Solución	Declinación rápido y continuo	Al inicio es alto, incrementa y posteriormente cae	5 – 35% Promedio 20%
Capa de Gas	Cae lentamente y de forma continua	Crece continuamente en formaciones inclinadas	20 -40% Promedio 28%
Empuje de Agua	Permanece alta	Permanece baja si la presión es alta	35 – 80% Promedio 50%
Segregación Gravitacional	Declinación rápido y continuo	Bajo en formaciones poco inclinadas y alto en formaciones inclinadas	40 – 80% Promedio 60%

Tabla 2. 5 Mecanismos de producción primaria en un yacimiento de petróleo [Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2010].

Cabe destacar, que el simulador *IMEX*®, CMG es la herramienta computacional mediante la cual se llevará a cabo los estudios pertinentes para lograr cumplir el objetivo principal de esta investigación, es importante definirlo, así como conocer su estructura y otros tópicos de interés relacionados con el mismo.

2.11 Simulación de Yacimientos

La simulación de yacimientos es la manera de poder predecir cómo se comportará un yacimiento antes y después de haber sido perforado. Una vez obtenida la data

proveniente de ingenieros geofísicos, geólogos, petroleros, entre otros, esta será suministrada a un simulador de yacimientos el cual se encargará de la tarea más pesada, que es la de calcular y simular (Fanchi, 1997).

2.11.1 Simulador de yacimientos

Un Simulador de Yacimientos es aquel que, mediante algoritmos matemáticos, soluciona numéricamente las distintas ecuaciones del modelo matemático que representan el yacimiento y obtiene soluciones aproximadas de tales ecuaciones (Fanchi, 1997).

2.11.2 Estructura de un simulador de yacimientos

Su estructura se compone de tres etapas:

- ✓ **Inicialización:** en ella se ingresan en el simulador los datos iniciales para describir el yacimiento, se definen las propiedades de la roca y los fluidos, de esta manera el simulador podrá calcular los valores de saturación y presión de cada celda y estimar el valor del Petróleo Original en Sitio (POES). Esta etapa es fundamental y no puede ser obviada por el usuario.
- ✓ **Ajuste Histórico:** esta etapa permite evaluar la historia de producción e instalación de un pozo mediante la corrida de cálculos en el simulador a lo largo de la vida del pozo hasta el momento actual o un punto específico que desee evaluar el usuario. Esta etapa no es fundamental, no se utiliza en pozos nuevos ni es necesario para hacer la predicción del comportamiento futuro del yacimiento, sin embargo, es muy útil a la hora de corroborar el ajuste de datos y así aumentar la confiabilidad de los valores predichos.
- ✓ **Predicciones:** En esta etapa se realiza la predicción de la tasa de recobro, a su vez permite estimar las reservas recuperables y finalmente hacer un análisis económico en base a los resultados obtenidos (Fanchi, 1997).

2.11.3 Funciones de un simulador de yacimientos

Básicamente la función de un simulador numérico de yacimientos es calcular a lo largo del tiempo saturaciones, presiones y de esa manera evaluar y predecir el comportamiento de un yacimiento. Para ello un simulador se fundamenta en ciertos aspectos:

- El yacimiento debe dividirse en un número finito de celdas
- Los pozos están localizados parcial o totalmente en las celdas
- Se proporcionan datos para cada celda, estos datos corresponden a propiedades básicas de la roca y de los fluidos
- La producción de los pozos es suministrada en función del tiempo
- El simulador básicamente calcula saturaciones, presiones y estima la producción de un pozo, y las ecuaciones que contiene están dispuestas para ello (Fanchi, 1997).

En el mismo orden de ideas, cabe destacar que el simulador *IMEX®*, CMG es la herramienta computacional mediante la cual se llevará a cabo los estudios pertinentes para lograr cumplir el objetivo principal de esta investigación, es importante definirlo, así como conocer su estructura y otros tópicos de interés relacionados con el mismo.

2.11.4 *IMEX®*, CMG

CMG (*Computer Modelling Group Ltd*) es un software de ingeniería y consultoría de empresa dedicada al desarrollo, venta y transferencia de tecnología de software de simulación de yacimientos. La empresa CMG empezó como una compañía destacada por su conocimiento sobre petróleo pesado, y expandió su experiencia en todos los aspectos del modelado de flujo. En los últimos 30 años, CMG se ha enfocado en el desarrollo y la entrega de las tecnologías de simulación de yacimientos que ayudan las compañías del petróleo y gas a determinar las capacidades de almacenamiento y llevar al máximo la recuperación potencial.

En la actualidad es común encontrar numerosos programas que cumplan una función similar o que se utilicen para un fin parecido. De esta forma, queda a juicio del

usuario qué programa tiene que elegir para elaborar una tarea específica. Indudablemente no será lo mismo trabajar con un programa que con otro: su presentación, facilidad, complejidad e incluso costo monetario serán factores decisivos a la hora de determinar cuál se va a emplear. En simulación de yacimientos son muchos los paquetes de simulación que se pueden elegir para llevar a cabo la compleja tarea de simular un yacimiento. Los programas que desarrolla CMG son: Builder, STARS, GEM, WinProp, Results y finalmente *IMEX*® que es quizás el más popular.

IMEX® es un simulador de tres fases y cuatro componentes para petróleo negro (*black oil*). Se utiliza para modelar procesos de agotamiento y de recuperación secundaria. También es capaz de simular inyección de fluidos en yacimientos de petróleo, procesos de agotamiento en yacimientos de gas condensado, así como el comportamiento de yacimientos fracturados. Con *IMEX*® es posible modelar formaciones geológicas heterogéneas e incorporar interacciones complejas entre los fluidos de modo que sea posible estar más cerca de lo que ocurre en el yacimiento. Las curvas de permeabilidad relativa pueden ser introducidas como un dato o generadas como una respuesta por parte del programa.

Los modelos usados en *IMEX*® son capaces de simular múltiples datos PVT y estos pueden ser dados en forma de tablas. Es posible introducir las densidades a condiciones de superficie para cada tabla PVT de cada región y de esta manera la compresibilidad del petróleo puede ser modelada como una función de la presión de burbuja. *IMEX*® puede utilizarse en sistemas operativos como Windows XP, Linux y Unix y es considerablemente más sencillo a la hora de manejar que Eclipse. Es por esta razón que es una opción poderosa a la hora de elegir otro simulador más allá de lo convencional (CMG, 2018).

2.11.5 Configuración de pozos

Estudiar y evaluar los antecedentes y la configuración actual de los pozos tanto productores como inyectoras que se han perforado anteriormente en la formación Hugin perteneciente al campo Volve del Mar del Norte es de suma importancia ya que existen datos que se repiten de pozos vecinos que ayudará en la comprensión y análisis de la condición actual de estos, que permitirá ubicar zonas prospectos potencialmente productoras las cuales conducen a la ubicación de nuevos pozos o modificación de los ya existentes.

2.11.6 Análisis de sensibilidad

Un análisis de sensibilidad permite la definición de una ventana de proceso estable y se usa en el diseño conceptual de un proceso de conformado.

Este análisis se puede realizar para apoyar el proceso de toma de decisiones con hechos. El análisis incluye múltiples simulaciones con valores de parámetros de diseño automáticamente seleccionados. El grado en que el parámetro de diseño influye en los resultados define la sensibilidad. La ventana de proceso para el parámetro de diseño se define como los valores extremos con los cuales el proceso de conformado se puede realizar con éxito (Farías, 2010).

2.12 Indicadores financieros

Existen diversos indicadores financieros que permiten determinar la rentabilidad de un proyecto de inversión, los cuales se mencionan el VPN (valor presente neto) la TIR (tasa interna de retorno) y el periodo de recuperación de la inversión (PRI), producto de la realización de un flujo de caja neto (Gorgal, 2018).

2.12.1 Flujo de caja neto

El flujo de caja o flujo de fondos se calcula de la resta de los cobros menos los pagos que se generan en un proyecto de inversión, a través de la siguiente ecuación:

$$FC = I - C \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Donde:

FC: Flujo de caja

I: Ingresos (venta del petróleo).

C: Costos (producción de petróleo).

2.12.1.1 Ingresos (I)

$$I = \sum (Q_o \times p_{bp})_j \quad n = \text{tiempo de estudio} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

Donde:

p_{bp} = Precio del petróleo (\$/BN)

Q_o = Tasa de petróleo (BN/D)

n = Horizonte económico (años)

2.12.1.2 Costo Operacional (C)

$$C = \sum (Q_o \times p_{ob})_j \quad n = \text{tiempo de estudio} \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Q_o = Tasa de petróleo (BN/D)

p_{ob} = Precio operativo del barril (\$/BN)

2.11.2 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 entrantes y salientes de efectivo se anticipan al punto presente en el tiempo a una tasa de interés.

El VPN se puede obtener con la siguiente ecuación:

$$\text{VPN} = -S_0 + \sum_{t=1}^N \frac{S_t}{(1+i)^t} \quad (\text{Ec. 2.4})$$

$$\text{VPN} = -S_0 + \frac{S_1}{(1+i)^1} + \frac{S_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{S_n+VR}{(1+i)^1} \quad (\text{Ec. 2.5})$$

Donde:

S_t = Flujo de neto de caja del período t

S_0 = Inversión inicial

i = Tasa de descuento del inversionista

VR= Valor residual de la inversión

Entre sus puntos positivos, se puede resaltar:

- Emplea la equivalencia del dinero en el tiempo y su resultado sólo dependerá de la tasa empleada.
- Toma en cuenta la totalidad de los flujos estimados para la propuesta bajo análisis.
- Un valor positivo en la evaluación de un proyecto de inversión es la cantidad monetaria, por encima de la cantidad mínima que requieren los inversores (Sullivan et al., 2004)

Se deben tomar las siguientes consideraciones:

- ✓ Si $\text{VPN} = 0$: No hay ni ganancias ni pérdidas
- ✓ Si $\text{VPN} > 0$: La inversión genera ganancias
- ✓ Si $\text{VPN} < 0$: La inversión genera pérdidas

El empleo del VPN implica que se toma como tasa de reinversión la tasa empleada. Su principal debilidad se basa en que este método de forma parcial, no toma en cuenta el monto de la inversión inicial (gasto de capital) para lograr el incremento de valor. Esto es, que el método no puede discriminar entre dos proyectos que generen el mismo VPN con diferentes inversiones.

En caso de querer seleccionar una propuesta de entre varias, mutuamente excluyentes, lo que se debe hacer es calcular el valor presente neto de todas las propuestas y tomar la mayor, siempre y cuando presente un VPN positivo.

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 (Gorgal, 2018).

2.12.3 Tasa interna de retorno (TIR)

Este es un índice de rentabilidad ampliamente aceptado. Se define como la tasa de interés que reduce a cero el valor presente de una serie de ingresos y desembolsos. Se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$VPN = -S_0 + \sum_{t=1}^N \frac{S_t}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (\text{Ec. 2.6})$$

$$0 = -S_0 + \frac{S_1}{(1+TIR)^1} + \frac{S_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{S_n+VR}{(1+TIR)^n} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Donde:

S_t = Flujo de neto de caja del período t

S_0 = Inversión inicial

TIR = Tasa interna de retorno

VR= Valor residual de la inversión

Se deben tomar las siguientes consideraciones:

- ✓ Si $TIR > i$: Se acepta realizar la inversión
- ✓ Si $TIR < i$: Se rechaza la inversión
- ✓ Si $TIR = i$: Es indiferente

Es la tasa de interés que se gana sobre el saldo no recuperado de una inversión, de tal modo que el saldo al final de la vida de la propuesta es cero (Coss, 2005). Lo cual choca con la idea común de que la TIR es la ganancia sobre la inversión inicial.

2.12.4. Periodo de recuperación de la inversión (PRI)

Es el tiempo en el que se recupera la inversión inicial. Se debe descontar a la inversión inicial los flujos de cada año, hasta ver cuánto tiempo es necesario para cubrir la inversión. Mientras menor sea el PRI se recuperará más rápidamente la inversión y el proyecto será económicamente más rentable (Gorgal, 2018).

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

El marco metodológico es el procedimiento a seguir para alcanzar el objetivo de la investigación, está compuesto por el diseño, tipo, y la modalidad de la investigación, fases de la investigación, población y muestra y técnica e instrumento de recolección de datos. Arias (2004) expone que “la metodología del proyecto incluye el tipo de investigación, las técnicas y los procedimientos que serán utilizados para llevar a cabo la indagación. Es el “como” se realizará el estudio para responder al problema” (p.45).

3.1 Tipo de investigación

Para alcanzar los objetivos planteados en este Trabajo Especial de Grado, se usa una investigación de tipo Evaluativa y Experimental. Evaluativa, puesto que se pretende evaluar las características y resultados mediante la prueba de suposición, que para esta investigación es la suposición de la factibilidad del proceso de inyección continua de agua en la formación Hugin del campo Volve del Mar del Norte Noruego. De acuerdo a la definición de Mario Tamayo, “El experimento es una situación provocada por el investigador para introducir determinadas variables de estudio manipuladas por él, para controlar el aumento o disminución de esas variables y su efecto en las conductas observadas” (Tamayo, 2003), el tipo de investigación que caracteriza a este trabajo es de tipo experimental, debido a que para alcanzar uno de los objetivos propuestos, se pretende realizar análisis de sensibilidades de las distintas variables y esquemas del proceso de inyección de agua, así como una evaluación de nuevas configuraciones de pozos productores e inyectores con el propósito de tener un conocimiento preciso y detallado de la eficiencia y revitalización del recobro adicional por este método en la formación Hugin del campo Volve del Mar del Norte Noruego.

3.2 Diseño de la investigación

Basándose en la definición de Fideas Arias “La investigación de campo es aquella que consiste en la recolección de datos directamente de los sujetos investigados, o de la realidad donde ocurren los hechos” (Arias, 2012), el diseño de esta investigación es de campo, debido a que los datos experimentales (propiedades de la roca y fluidos, condiciones iniciales del yacimiento e historiales de presión y producción de fluidos) son recogidos directamente de la realidad, con el propósito de describirlos, interpretarlos y evaluarlos para alcanzar los objetivos propuestos de esta investigación.

3.3 Población y muestra

“La población, o en términos más precisos población objetivo, es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación. Ésta queda delimitada por el problema y por los objetivos del estudio” (Arias, 2012).

Para el desarrollo de este Trabajo Especial de Grado se tomará como población finita inicialmente los 12 pozos pertenecientes a la formación Hugin del campo Volve del Mar del Norte Noruego, de los cuales 9 son productores de crudo y 3 de ellos son inyectores de agua. Posteriormente, con el avance de la investigación, el número de pozos aumentará de acuerdo a los distintos patrones de pozos a evaluar en el proceso de inyección continua de agua.

La muestra “Es el conjunto de unidades, una porción total, que nos representa la conducta de la población total” (Sabino, 2002) y en este caso, se tomará a la población definida como la muestra, utilizando los datos de presión y producción provenientes de cada pozo en la validación del modelo dinámico que permita la obtención de resultados confiables en la fase de predicciones para esta investigación.

3.4 Recopilación de información

Esta consiste en una revisión integral de la formación Hugin del campo Volve del Mar del Norte Noruego y del proyecto de recuperación asociado, con la finalidad de realizar una buena caracterización y entendimiento del mismo. Se adquirió toda la información disponible, comportamiento de producción y de presiones, pozos asociados al proyecto, información geológica, entre otros, para profundizar en el comportamiento de los fluidos de la formación, mecanismos de producción, tipo de yacimiento y otros aspectos de gran relevancia para esta investigación. Esta fase es de gran importancia ya que involucra la recolección y revisión de la información relacionada directa o indirectamente con el tema a desarrollar; con la finalidad de cumplir con todos los pasos que permitan lograr cada actividad, además de obtener una base para sustentar el marco teórico de la investigación. Para ello se emplearon libros, trabajos de grado, páginas web y todo material bibliográfico que ayudaron con la recopilación de los conceptos básicos de caracterización del campo/yacimiento y del proyecto de inyección del agua.

3.5 Técnicas y herramientas a utilizar para la recolección de la información

Para el desarrollo de este Trabajo Especial de Grado se utilizaron los siguientes instrumentos para la recolección de datos:

- a) Material bibliográfico: utilización de libros de diferentes autores relacionados al tópicico de investigación, informes técnicos, presentaciones y trabajos de grados relacionados con el tema de investigación.
- b) Carpeta de Historia de Producción: estas contienen el resumen de toda la información documentada de los resultados de producción desde el inicio que se comenzó a explotar el yacimiento implementando la inyección continua de agua, la cual es fundamental para entender el comportamiento de producción del yacimiento y el potencial del mismo así como para validar el modelo dinámico de simulación

c) Modelo de simulación: se empleó el modelo tanto dinámico como estático de la formación Hugin del campo Volve del Mar del Norte Noruego para visualizar la ubicación de los pozos en estudio, el límite de roca y los contactos gas – petróleo y agua – petróleo, curvas de permeabilidades relativas, datos PVT.

d) Consultas: se llevó a cabo consultas con profesionales especialmente del área de investigación, entre ellos geólogos, ingenieros de yacimientos y especialistas de ingeniería de simulación de yacimientos.

3.5.1 Software y programas usados

En la actualidad, tanto en el sector de la ciencia como en el tecnológico, sobre todo en el sector de la industria petrolera el planteamiento de programas destinados a la investigación y desarrollo supone uno de los pilares del avance en la práctica totalidad de las actividades asociadas a los campos petrolíferos y siempre con un enfoque a largo plazo siendo estas herramientas fundamentales para el desarrollo exitoso de cualquier investigación. Con el mismo orden de ideas se describen los software y programas usado en esta investigación:

3.5.2 Builder 2015.10

Builder es un pre – procesador de la compañía *Computer Modelling Group Ltd.*, que se utiliza para crear archivos de entrada de simulación para los simuladores CMG. Builder cubre todas las áreas de los datos de entrada, incluyendo crear e importar el mallado y sus propiedades, localizar pozos, importar datos de producción por pozos e importar o crear modelos de fluidos, propiedades de la roca – fluido y condiciones iniciales del yacimiento. A su vez, la plataforma contiene herramientas para la manipulación de la data, creando tablas a través de correlaciones y revisando los datos de entrada, de esta manera se puede visualizar y revisar la data antes de la corrida de simulación.



Figura 3. 1 Icono Builder 2015.10 [Fuente: *Computer Modelling Group* (Manual), 2018]

3.5.3 IMEX 2015.10

Es la principal herramienta a utilizar en el desarrollo de esta investigación, *IMEX*® es un poderoso simulador numérico de yacimientos de petróleo de baja volatilidad (petróleo negro), desarrollado por *Computer Modelling Group Ltd.* Posee las herramientas necesarias para la resolución de las ecuaciones de continuidad, de estado y de flujo para la realización de un modelo dinámico de yacimiento. Este simulador necesita los datos de entrada generados por el pre – procesador Builder para poder realizar las corridas de simulación.



Figura 3. 2 Icono *IMEX*® 2015.10 [Fuente: *Computer Modelling Group* (Manual), 2018]

3.5.4 Results Graph 2015.10

Results Graph es un post – procesador desarrollado por *Computer Modelling Group Ltd.*, permite visualizar curvas en el tiempo de los resultados del proceso de simulación, estas curvas son cargadas a través de los archivos de salida generados por el simulador. Las curvas utilizadas más típicas versus tiempo son petróleo acumulado, gas acumulado, agua acumulada, tasa de petróleo, tasa de gas y tasa de agua a condiciones normales.



Figura 3. 3 Icono Results Graph 2015.10 [Fuente: *Computer Modelling Group* (Manual), 2018]

3.5.5 Results 3D 2015.10

Results 3D es un post – procesador que permite visualizar tanto en segunda como en tercera dimensión las propiedades del mallado y su variación en el tiempo a través del archivo de salida generado después del proceso de simulación. Fue desarrollado por la compañía *Computer Modelling Group Ltd.*



Figura 3. 4 Icono Results 3D 2015.10 [Fuente: *Computer Modelling Group* (Manual), 2018]

3.5.6 Microsoft office Excel

Es un programa (hoja de cálculo) diseñado para manejar gran cantidad de datos numéricos con la mayor facilidad posible, se utiliza para el desarrollo de las actividades operacionales y administrativas de cualquier empresa, ya que tiene la finalidad de realizar cálculos con funciones matemáticas simples y complejas, permitiendo lograr objetivos o tomar decisiones con mayor rapidez. Además, ofrece la opción de ejecutar filtros y obtener información de acuerdo al criterio de selección; un módulo de gráficas a través de las cuales se puede presentar la información en

histogramas de frecuencias, diagramas de tortas, dimensiones XY (dispersión), XYZ y otras aplicaciones.

Es importante mencionar que este poderoso programa se utilizó con la finalidad de crear las hojas de cálculo empleadas durante esta investigación, la cual permitió mediante cálculos previos obtener el gráfico del Valor Presente Neto (VPN) respecto al tiempo, parámetro importante para una evaluación económica del escenario más favorable para esta investigación.

3.5.7 Microsoft Office Word

Este programa se usa como procesador de texto, que además de crear documentos y archivarlos, permite en cualquier parte del texto, agregar gráficos, ecuaciones matemáticas (simples y complejas), tablas, ilustraciones, entre otros. A través de las herramientas ofrecidas por este procesador para facilitar las tareas como transcripción de texto (copia, traslado, eliminación, o inserción), búsqueda y reemplazo de palabras, corrección automática de ortografía, entre otros; permite realizar de manera rápida y eficaz la elaboración de informes, justificaciones técnicas, resumen de historia de pozos y presentación final como documento de este estudio. Siendo este programa uno de los programas indispensables para llevar a cabo y plasmar el desarrollo exitoso de este Trabajo Especial de Grado.

3.5.8 Microsoft Power Point

Es el programa más usado para presentaciones mediante diapositivas que permiten crear rápidamente transparencias, elementos impresos, diapositivas, cuadros, portadas, gráficos, entre otros; bajo un ambiente que permite la integración o vinculación de objetos no propios que puede utilizarse en dicha herramienta informática, mediante el intercambio dinámico de datos, siendo esta una herramienta muy potencial para la presentación final del Trabajo Especial de Grado.

3.6 Flujo de trabajo

Se llevara a cabo un flujo de trabajo para el estudio de los aspectos más importantes de esta investigación; cómo se estructuran las objetivos, cómo se realizan, cuál es su orden correlativo y cómo se sincronizan, esto para facilitar el cumplimiento de los objetivos planteados.

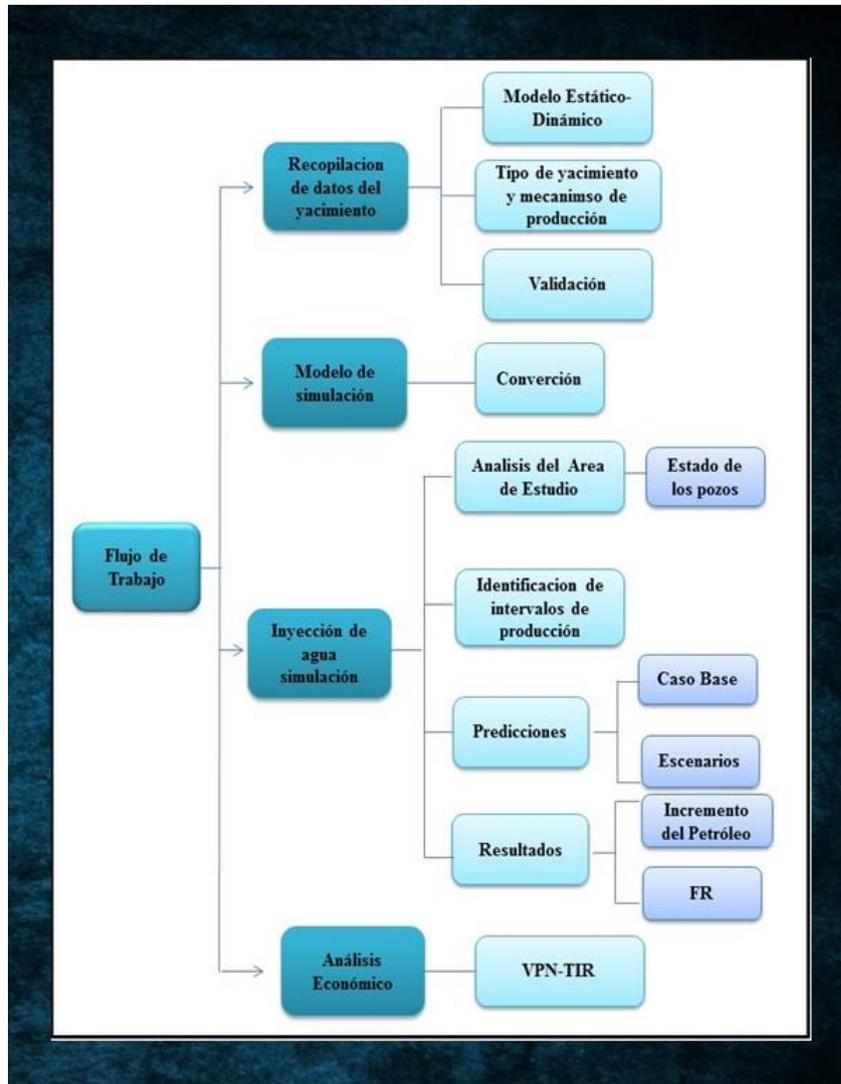


Figura 3. 5 Flujo de trabajo

3.7 Propiedades de los fluidos

Para determinar estas propiedades se utilizará la información PTV cargada al modelo dinámico de simulación previamente, es importante mencionar que esta fase corresponde a la sección PVT, la definición de las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento, como la temperatura, densidad del petróleo, agua y gas, el factor volumétrico de formación del agua, compresibilidad del agua y la viscosidad del agua inyectada. Estos valores se encuentran reflejados en la figura 4.1. del próximo capítulo Propiedades Pvt, CMG.

3.8 Curvas de Permeabilidad relativa

Para determinar las curvas de permeabilidad relativa se usará el modelo de simulación ya existente mediante la opción Rock-Fluid, en donde se pueden observar estas curvas, proporcionadas por el simulador luego de la data cargada previamente; permeabilidades relativas tanto del petróleo como del gas y del agua y saturaciones de agua.

3.9 Tipo de yacimiento

En esta etapa se evaluarán las curvas de permeabilidad relativa del petróleo y el agua vs la saturación, así como la presión inicial del yacimiento y la presión de burbuja, esto con la finalidad de determinar el tipo de yacimiento según la humectabilidad de la roca y según el punto de burbuja respectivamente, lo cual permitirá cumplir uno de los objetivos propuesto en este estudio.

3.10 Mecanismos de producción

Para identificar los diferentes mecanismos de producción que actúan en el yacimiento, se procederá a evaluar parámetros de gran importancia como tipo de yacimiento, historial de producción, historial de presión, relación gas petróleo y cortes de agua respecto al tiempo, que ayudaran a predecir o dar algún indicio de los diferentes mecanismos de producción presentes en el yacimiento.

3.11 Validación del modelo dinámico mediante la revisión de los datos de fluidos, historia de presión y comportamiento de producción/inyección, así como también los parámetros del agua inyectada

3.11.1 Datos de Fluidos

En esta etapa, se analizarán las propiedades de los fluidos. Es importante mencionar que no se contó con el reporte PVT de laboratorio, ya que a pesar de conocer su existencia no fue posible ubicarlo siendo ésta una limitación ya presentada anteriormente, sin embargo, según el “Estudio del Simulación Yacimiento del Campo Volve” realizado por la empresa Equinor (2007), con el uso del nomograma de las correlaciones de Standing y datos del yacimiento se puede interpretar y obtener estas propiedades. Por tanto, las características principales de los fluidos a la presión actual del yacimiento serán obtenidas mediante las propiedades PVT ingresadas en el modelo estático-dinámico del campo Volve.

3.11.2 Historial de presión y comportamiento de producción/inyección.

Esta fase consistirá básicamente en la caracterización y descripción, así como el análisis del comportamiento del historial de presión y comportamiento de producción/inyección de la formación Hugin del campo Volve del Mar del Norte Noruego, por medio de las historias de presión y producción (petróleo, gas y agua) e inyección de agua de los eventos ocurridos en cada uno de los pozos que se encuentran operando durante la vida productiva del yacimiento.

Se estudiará los historiales y las fechas de los pozos, de donde se extraerá información de gran importancia como la producción acumulada de los diferentes fluidos presentes en el yacimiento, entre otros.

Seguidamente, se procederá a realizar la validación de la información obtenida del Software utilizado en conjunto con la información proveniente del reporte de producción/inyección.

En cuanto a los datos de presión se procederá a realizar una evaluación del comportamiento de la historia de presiones que existía en un reporte dado por la empresa Equinor. Se inició con una revisión detallada de los datos de toma de presión de la formación Hugin del campo Volve del Mar del Norte Noruego, desde el inicio de la explotación, para verificar la variación del comportamiento que este pudiera tener con respecto a las encontradas en la base de datos interna del Software y que estas estuviesen al datum del yacimiento.

3.11.3 Parámetros del agua inyectada

Para determinar los parámetros del agua inyectada se procederá a realizar una revisión bibliográfica detallada de los reportes por la empresa Equinor.

3.12 Diseño del modelo

Es importante mencionar que el modelo de simulación para el momento de la investigación ya existía el mismo fue proporcionado por Equinor, inicialmente en formato del software de simulación Eclipse, en vista de ello se procederá a convertir el modelo a un formato que corresponda al simulador comercial *IMEX*®, CMG, siendo dicha empresa la encargada de realizar esta conversión con la ayuda de los ingenieros Carlos Granado y Sergio Cliente mediante su potencial herramienta computacional ECL 100 Import Assistant encargada básicamente de hacer conversiones de modelos de simulación.

3.13 Configuración de pozos

En esta etapa se llevará a cabo, un estudio detallado de la condición actual de los pozos perforados en el campo Volve, revisando el modelo de simulación que representa este campo, específicamente la opción Well & Recurrent, en esta sección, se especifican las propiedades de los pozos y sus restricciones de operación. También se pueden observar mediante esta opción las fechas de los eventos que se han llevado a cabo durante el proceso, como lo son el inicio de la producción, el

inicio de la inyección, el cierre de los pozos, zonas cañoneadas, entre otros. Además de estudiar el comportamiento de producción/inyección de los pozos del área de estudio, usando el post-procesador Results Graf 2015.10 ya descrito en el capítulo anterior.

3.14 Estudio y selección del área piloto

Se realizará un estudio enfocado en petrofísica, ya que no se cuenta con información geológica suficiente (anticlinales, sinclinales, fallas, domos entre otros) como para darle un soporte y justificación a la selección del área de estudio, más sin embargo, con el estudio de algunas propiedades como la porosidad y permeabilidad presentes en el yacimiento se podría dar indicios de la efectividad de la roca, así como la eficiencia de barrido por inyección de agua, luego se procederá a realizar la reelección del área. A continuación, se presenta en orden los pasos a seguir para realizar un corte partiendo de un modelo inicial.

1. Se selecciona el icono Edit Grid (editar mallado) y subrayar la zona de interés.
2. Hacer clic en la opción reservoir (Descripción del Yacimiento), es dicha opción se establecen las características geométricas del enmallado a utilizar permitiendo el ingreso de las propiedades de la formación, tales como el tope, espesor, porosidad, permeabilidad, entre otras.
3. Seguidamente se abrirá una pestaña de opciones donde aparecerá una opción que se llama Edit Grid (editar mallado), hacer clic en dicha opción.
4. Luego seleccionar la opción Extracc Submodel... donde aparecerá una ventana indicando la cantidad de celdas en dirección i, j y k.
5. Finalmente, hacer clic en ok.

3.15 Análisis de sensibilidad

Se llevará a cabo, por medio del simulador comercial *IMEX®*, CMG, con el objetivo de encontrar el mejor escenario de explotación de crudo, con la finalidad de obtener el mayor factor de recobro posible. Para ello, se evaluarán los siguientes puntos:

3.15.1 Parámetros más influyentes

Se determinarán cuáles son los parámetros más influyentes en la producción de petróleo, es decir, que variables afectan en mayor grado a la producción total de petróleo en sentido positivo o negativo. Con base a ello, se propondrán los siguientes:

3.15.1.1 Tasa de Petróleo (m³/d): la tasa de petróleo se utilizará para controlar y mantener la caída de presión en un tiempo de 2 años y tener un nivel de respuesta eficiente para el método, ya que estos parámetros pueden ser controlados en superficie de manera eficiente.

3.15.1.2 Tasa de Agua (m³/d): la tasa de agua se utilizará para controlar la producción de la misma en los pozos productores debido a los altos cortes de agua que se presentan durante la productividad del yacimiento estudiando.

3.15.1.3 Tasa de Gas (m³/d): la tasa de gas se controlará para mantener la presión del yacimiento y no obtener una declinación de la presión brusca, generando que la producción se vea afectada, es la razón principal por la cual se decide evaluar este parámetro en el método.

3.15.1.4 Tasa de Inyección de agua (m³/d): la tasa de inyección se utilizará de manera que haga un empuje a la capa de petróleo en forma tipo pistón como barrido horizontal para obtener una mejor producción de petróleo y aumentar el factor de recobro del yacimiento. Además, también ayuda a mantener la presión del yacimiento.

Todos estos parámetros serán reportados en la tabla 4.2. del siguiente capítulo.

3.16 Predicciones

Inicialmente con el propósito de cumplir con el estudio de la investigación, fue de gran ayuda realizar un esquema metodológico, el cual facilitará la ejecución,

seguimiento y análisis de los resultados de los objetivos propuestos y la mejor forma de analizar estos resultados, tal como se muestra los pasos en la figura 3.6.

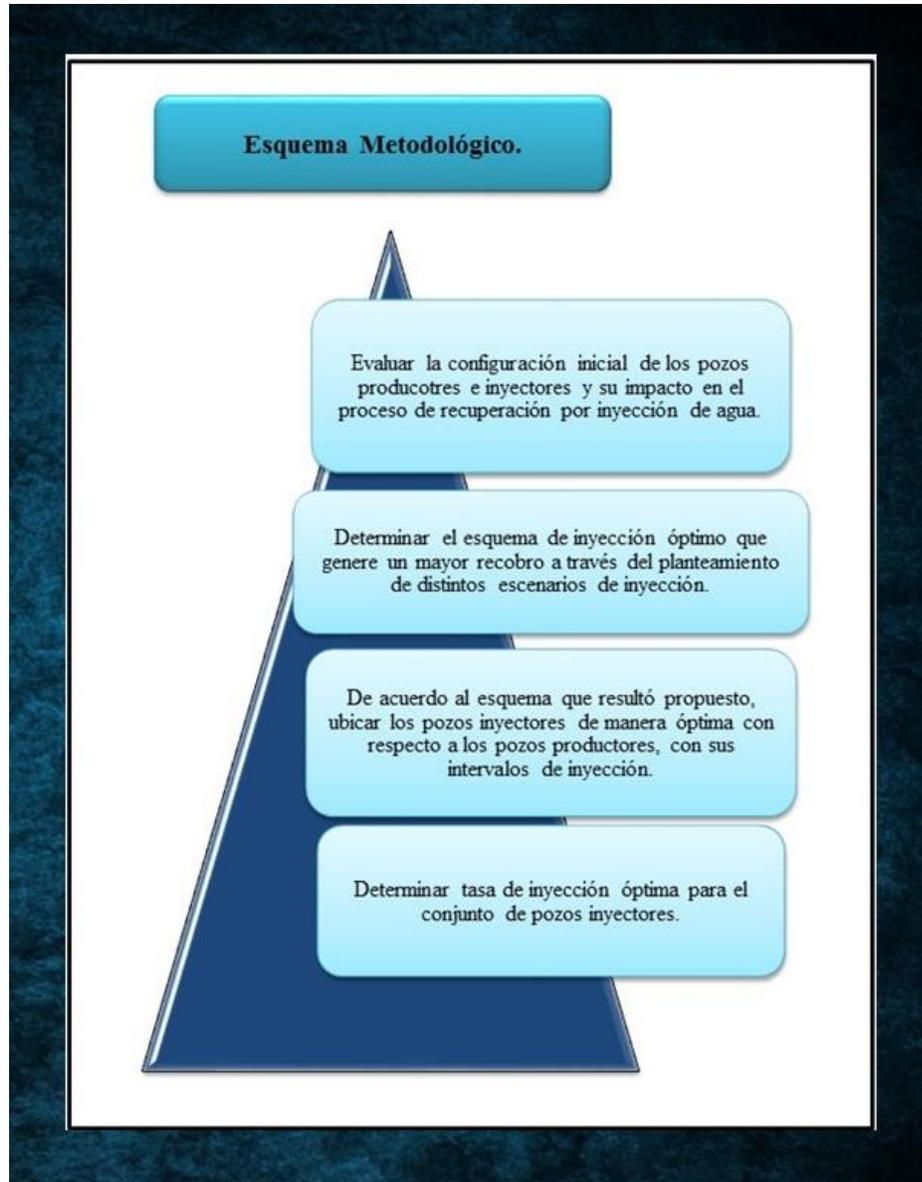


Figura 3. 6 Esquema metodológico para evaluar predicciones

Se realizará posteriormente, un análisis comparativo usando la simulación numérica de yacimientos y toda la información que se conoce del campo Volve del Mar del Norte Noruego bajo el caso base de inyección de agua planteado previamente a esta

investigación, con la finalidad de encontrar el óptimo escenario que permita cumplir de manera exitosa el principal objetivo planteado por esta investigación.

3.17 Evaluación económica

Una vez obtenido todos los escenarios, se determinarán las tasas de producción promedios por año y el factor de recobro. Estos parámetros junto con la evaluación económica permitirán determinar el escenario más adecuado para la inversión.

Básicamente, esta evaluación consistirá en determinar cuánto será el valor presente neto, y la tasa interna de retorno. Para ello se necesitará saber bajo que premisas se establecerán, los ingresos y egresos.

El horizonte económico planteado será de 2 años, comenzando a partir del 01 de octubre del 2016 momento en el cual se comienzan las inversiones en el proyecto.

3.18 Presentación de Resultados

Con el objetivo de mostrar los resultados de forma clara y sencilla se realizarán matrices en Excel y gráficas, así como también el post-procesador *Results Grapf 2015.10*, que ayude a visualizar el comportamiento de los diferentes escenarios de predicción y realizar el análisis económico del mejor escenario propuesto.

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 Propiedades de los fluidos

Luego de la revisión de los datos PVT del modelo dinámico de simulación se obtuvo la siguiente información (figura 4.1) mediante la opción *Components* (Propiedades de los Componentes) en donde se definen las características del fluido que se encuentra en el yacimiento como viscosidades, densidades, compresibilidades, entre otras.

#	Description	Option	Default	Value
1	Reservoir temperature (TRES)			110 C
2	DENSITIES			
3	Oil density (DENSITY OIL)	Stock tank oil density		882.0 kg/m3
4	Gas density/gravity (DENSIT...)	Gas density		1.09956 kg/m3
5	Water phase density (DENS...)			1101.3 kg/m3
6	Undersaturated Co (CO)			
7	Vo pressure dependence (CVO)		0 cp/kPa	
8	Water properties			
9	Formation Volume Factor (BWI)			1.03382
10	Compressibility (CW)			3.1289E-07 1/kPa
11	Reference pressure for FVF (...)			26850 kPa
12	Viscosity (VWI)		1 cp	0.38509 cp
13	Pressure dependence of visc...		0 cp/kPa	3.766218709E-07 cp..

Figura 4. 1 Propiedades PVT, CMG [Fuente: *Computer Modelling Group* (CMG), 2018]

4.2 Curvas de permeabilidad relativa

En las figuras 4.2., 4.3. y 4.4. se muestran las curvas de permeabilidad relativa del petróleo y el agua vs la saturación, al igual que las permeabilidades relativas del gas y el líquido vs la saturación y por último el diagrama de permeabilidades trifásicas respectivamente.

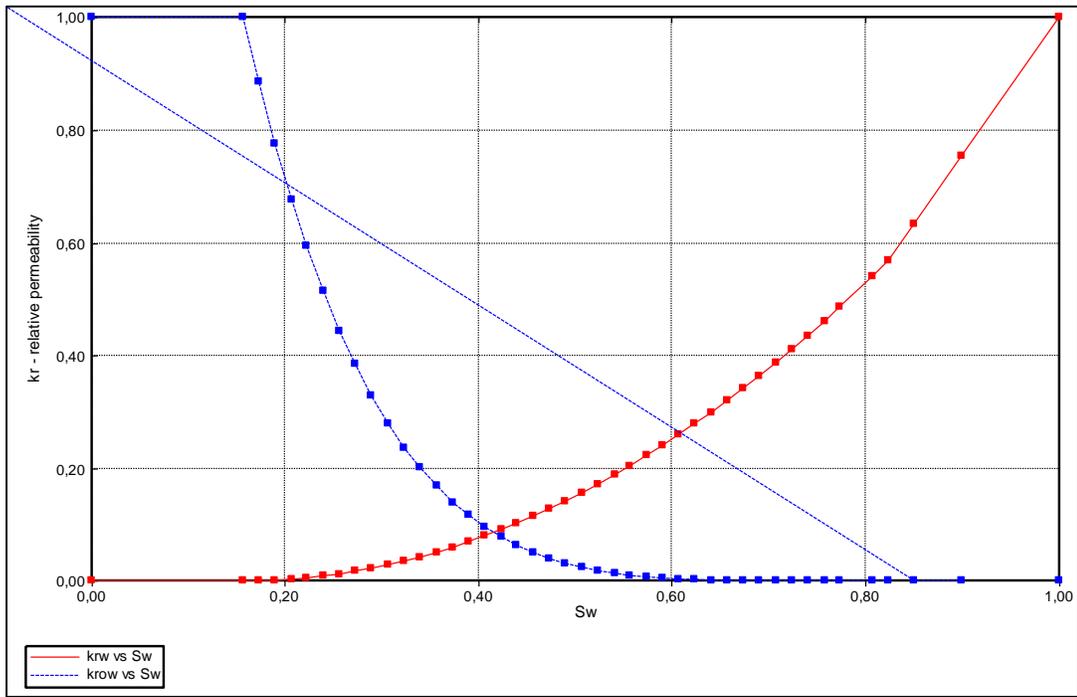


Figura 4. 2 Curvas de K_{rw} y K_{ro} vs S_w

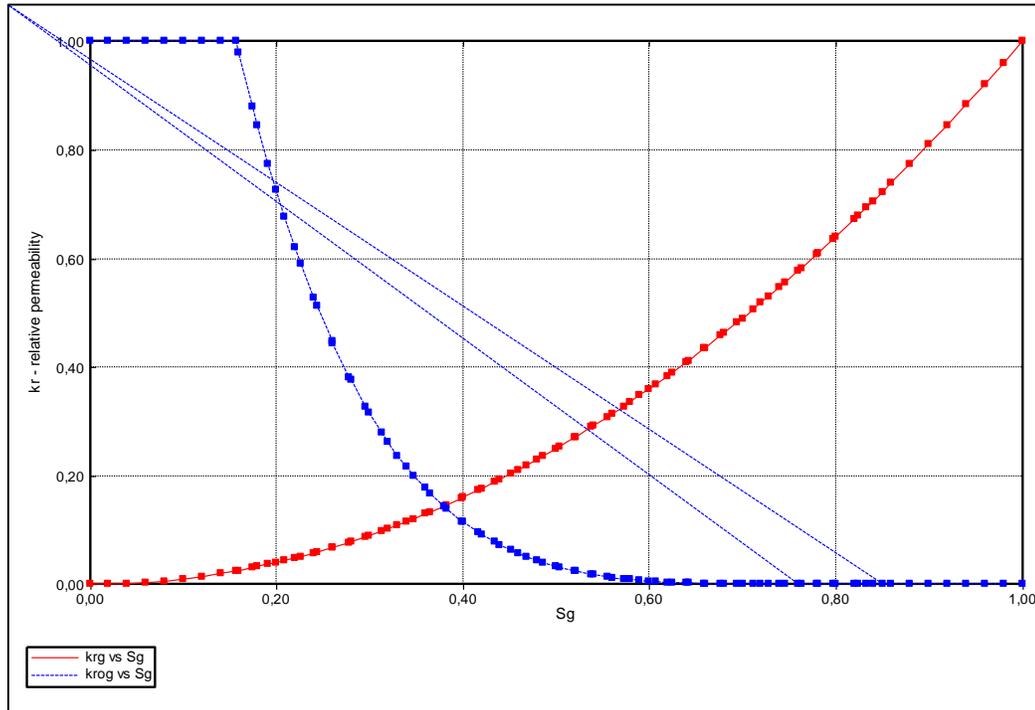


Figura 4. 3 Curvas de K_{rg} y K_{ro} vs S_g

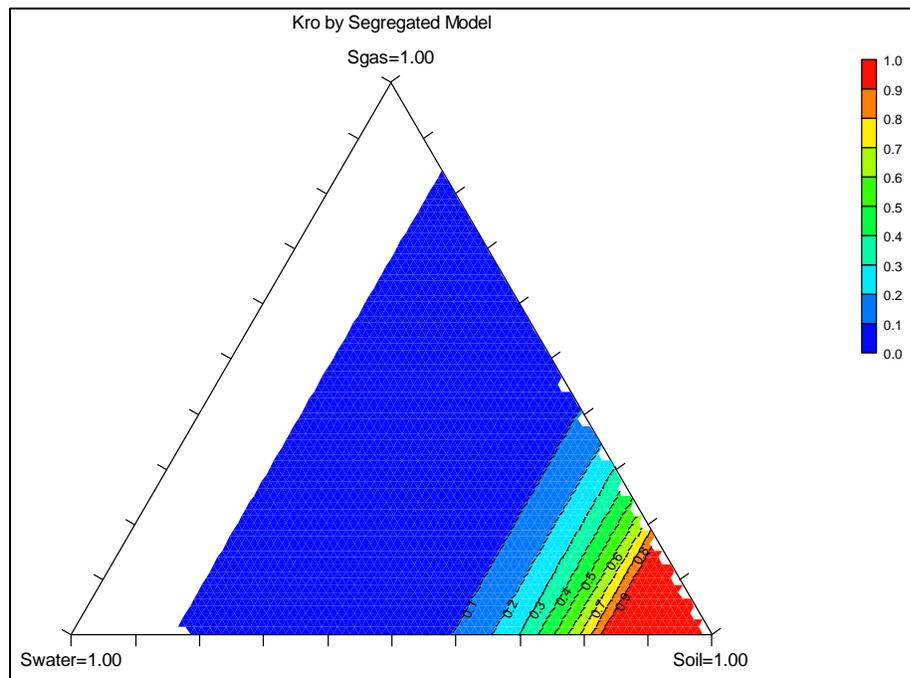


Figura 4. 4 Diagrama de Permeabilidades Relativas Trifásicas

De acuerdo a las dos anteriores definiciones podemos decir entonces que permeabilidad relativa (K_r) es una expresión práctica utilizada ampliamente para reflejar la facilidad (movilidad) con que el petróleo el agua van a ser producidos en función de sus respectivas saturaciones. Las curvas de permeabilidad relativa son la manera más convencional de ilustrar un tipo de roca o yacimiento determinado. Esta es una de las tantas razones por las cuales se les dan importancia a estas curvas, en el siguiente tópico se reflejarán resultados del tipo de yacimiento según su humectabilidad mediante un estudio realizado a las mismas.

4.3 Tipo de yacimiento

Para determinar el tipo de yacimiento con referencia a la mojabilidad, se utilizó como herramienta la figura 4.2, correspondiente a las curvas de permeabilidades relativas (K_{rw} y K_{ro} vs S_w del tópico anterior). Se puede notar que las curvas de permeabilidades relativas presentan características propias de un sistema humectado por petróleo, basado en:

- Alto valor de K_{rw} para saturación de petróleo residual,
- Alto valor de la pendiente de K_{rw} con respecto al bajo valor de K_{ro} ,
- Bajo valor de K_{ro} a saturación de petróleo residual, además de que la intersección de las dos curvas es igual o mayor al punto de 50% de saturación de petróleo.

Es importante mencionar que a medida que aumenta la saturación de un fluido, se incrementa la permeabilidad relativa a dicho fluido hasta un valor máximo. En yacimientos hidrófilos el petróleo fluye por los canales de mayor área de flujo y el agua por las de menor área de flujos.

De acuerdo a la presión de burbuja (P_b) 4833 psi, mediante los análisis de presión de este yacimiento en estudio (P_y) 4887 psi, se determinó que se trata de un yacimiento subsaturado ya que la presión inicial del mismo se encontró por encima de la presión de burbuja.

4.4 Mecanismos de producción

Es importante mencionar que en la figura 4.5. se muestra el comportamiento histórico de la presión de este reservorio, observándose una caída de la presión al inicio de la producción. La presión bajó de un valor de 34525 kpa (5007 psi), (presión inicial del yacimiento) hasta un valor de 31949 kpa (4634 psi) posteriormente la presión se incrementa hasta un valor actual estimado de 40874 kpa (5938 psi).

Además, en la figura 4.6. se puede observar el comportamiento de la Relación Gas – Petróleo durante la producción del yacimiento respecto al tiempo, donde justo después de comenzar a producir se incrementa hasta llegar a 159 (m^3/m^3), justo allí comienza a declinar lentamente para luego mantenerse de forma continua hasta finalmente llegar al valor actual de 152 (m^3/m^3). En el mismo orden de ideas en la figura 4.7. se observa una alta producción de agua, donde a mediados del año 2009 comienza a incrementar dicha producción hasta finales de la explotación del campo.

En el mismo orden de ideas, cabe destacar que una de las formas de establecer el factor de recobro es mediante simulación numérica de yacimientos siendo este el caso en estudio, en la figura 4.8. se observa el crecimiento de este parámetro fundamental para esta investigación como lo es el factor del recobro, el cual mediante la tecnología aplicada y mecanismos de producción existentes en la formación Hugin del campo Volve del Mar del Norte Noruego ha logrado obtener valores muy considerables hasta llegar a un 54% de eficiencia, lo cual es un reto el cual se evaluó y se llevaron a cabo las proyecciones y optimizaciones necesarias en este campo para poder aumentar significativamente este parámetro de la forma más sencilla, rápida y económicamente rentable.

2010A VOLVE SIMULATION MODEL

Entire Field ucvdos.irf

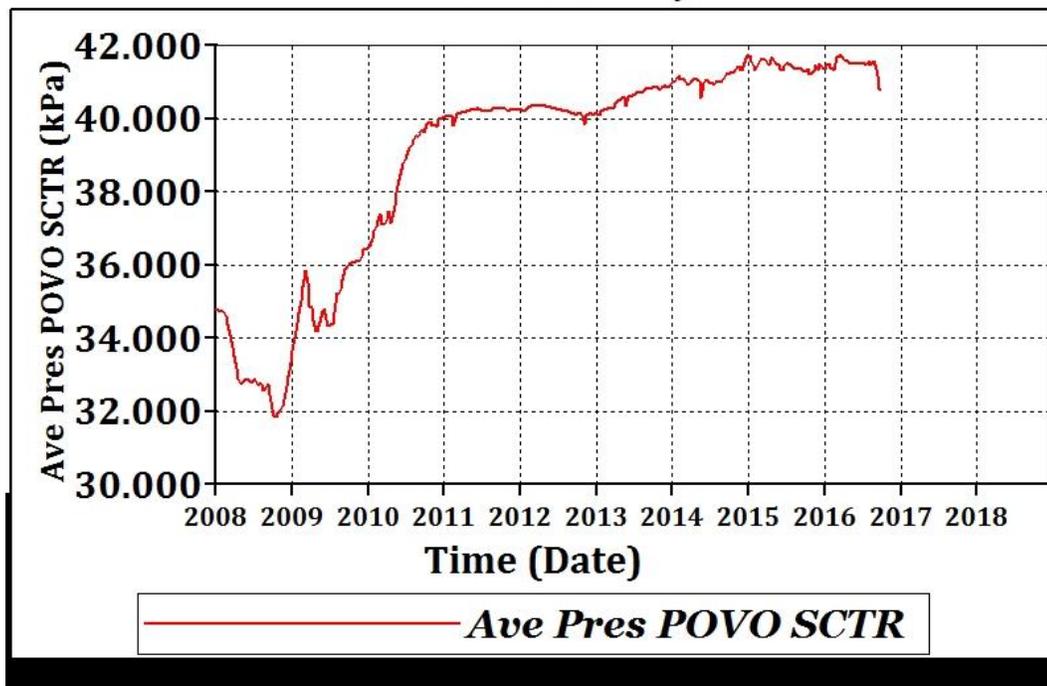


Figura 4. 5 Gráfico del histórico de presión del yacimiento

2010A VOLVE SIMULATION MODEL

Entire Field ucvdos.irf

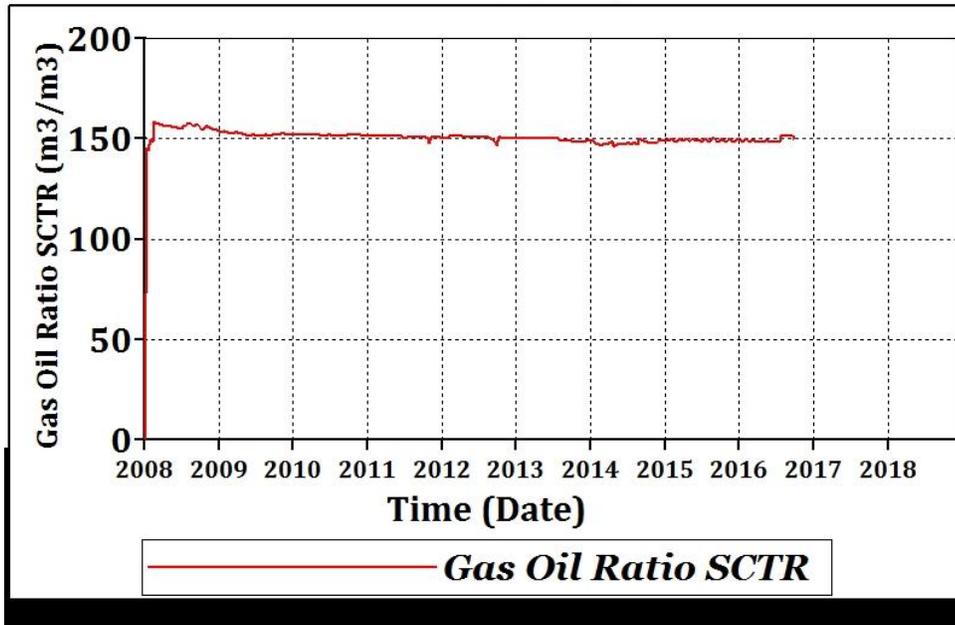


Figura 4. 6 Gráfico del histórico de la Relación Gas-Petróleo (RGP) del yacimiento

2010A VOLVE SIMULATION MODEL

FIELD-PRO ucvdos.irf

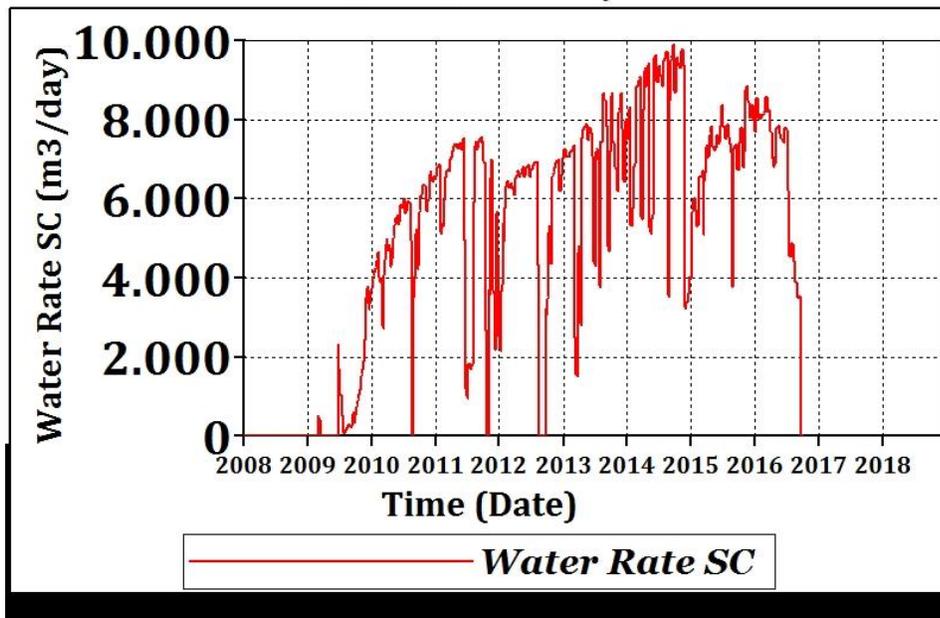


Figura 4. 7 Gráfico del histórico de tasa de agua del campo Volve

2010A VOLVE SIMULATION MODEL

Entire Field ucvdos.irf

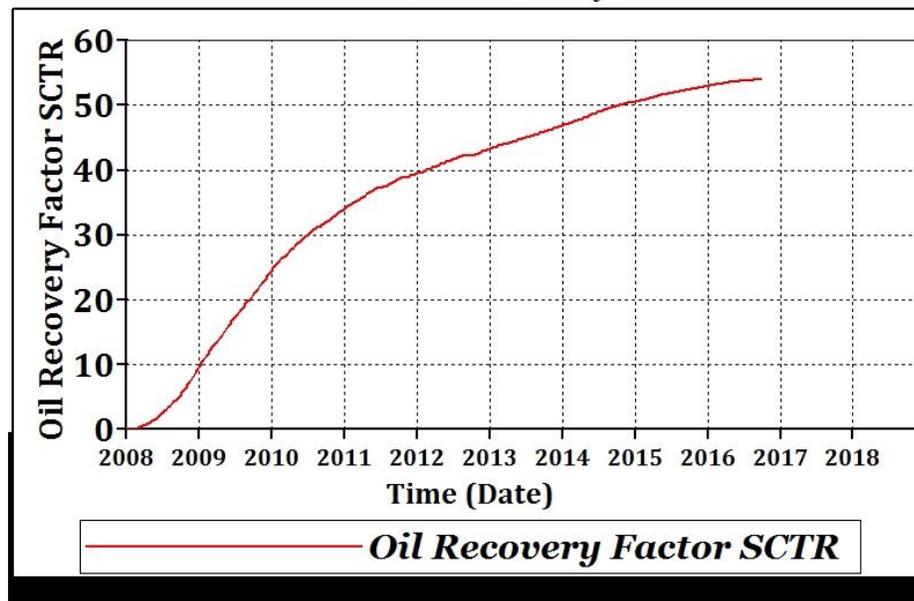


Figura 4. 8 Gráfico del histórico del Factor del Recobro (FR) del yacimiento

Para determinar los diferentes mecanismos de empuje presentes en el yacimiento se analizaron las figuras 4.5., 14.6., 14.7. y 4.8, las cuales están referidas al comportamiento de presión, relación gas/petróleo, tasa de agua producida y factor de recobro del campo Volve. Al tratarse de un yacimiento cuya producción inicialmente venia dada por el agotamiento natural de energía, la presión se mantuvo por encima de los 34000 KPa (4931 psi), sin embargo, la misma comienza a declinar considerablemente en corto tiempo hasta finales del 2008, debido a la alta cantidad de energía que se acumula como consecuencia de la comprensibilidad de la roca y los fluidos, cuya expansión genera una rápida caída de la energía natural del yacimiento; De igual forma, mediante la curva que modela el comportamiento del factor de recobro en función del tiempo, se observa que mediante este mecanismo no se obtuvo un recobro mayor al 10%, lo cual verifica el mecanismo de empuje, esto de acuerdo a la tabla 2.5. mecanismos de producción primaria en un yacimiento de petróleo, calificando como mecanismo inicial la expansión de la roca y los fluidos.

No obstante, dicha declinación es revertida mediante la acción del frente de agua generado por un acuífero limitado interpretado, ya que, luego del inicio de producción, se comienzan a obtener volúmenes de agua del campo, sin embargo, no se produce a una tasa constante, por el contrario, aumentan en periodos de tiempo muy cortos, esto verifica la invasión natural de un acuífero con un contacto agua/petróleo definido 3200 m (10499 pies), lo que da indicios de que el mecanismo que tiene mayor contribución en el yacimiento es el empuje hidráulico, ahora bien, se plantea que dicho acuífero es limitado debido a que la magnitud del empuje hidráulico en el yacimiento no es lo suficientemente fuerte como para mantener la presión del yacimiento o permitir un ligero agotamiento de ella, entonces el crudo recuperable será casi totalmente obtenido por desplazamiento con agua.

Por consiguiente, este acuífero no tuvo la fuerza suficiente para drenar el crudo en sus máximos niveles de recuperación y no permitió extender la vida útil del mismo yacimiento, se optó por el desarrollo de un plan de explotación enfocado en el soporte de presión por inyección de agua que permitió aumentar los niveles de recobro del yacimiento, ya que ninguno de los mecanismos de producción dio la energía necesaria para obtener altos valores de producción.

Igualmente, se determinó que la Relación Gas – Petróleo (RGP) producida en el yacimiento no sufre cambios sustanciales, básicamente se mantiene constante durante la vida productiva del yacimiento, debido a que nunca disminuye la presión inicial del yacimiento por debajo de la presión de burbuja, con lo que se evita la liberación del gas disuelto y su contribución en la producción.

A continuación, se presentan a consideración del autor de este Trabajo Especial de Grado el orden de prioridades de los mecanismos de producción:

1. Empuje hidráulico
2. Expansión de la roca y de los fluidos
3. Segregación gravitacional
4. Capa de gas

5. Gas en solución.

4.5 Parámetros del agua inyectada

Es importante mencionar que para la recuperación secundaria se inyecta agua de la formación Utsira junto con agua producida como soporte de presión en el yacimiento a diferencia del agua salada, ya que esta fue inyectada en principio y no arrojó buenos resultados debido a que generó problemas como precipitación de Bario y Sulfato de Estroncio. El agua de Utsira ha sido inyectada desde el inicio de la producción junto con el agua producida con la finalidad de evitar taponamiento, cabe destacar que no se logró obtener ninguna información de la caracterización del agua de esta formación, más sin embargo los parámetros que caracterizan el agua de la formación Hugin se pueden observar en la tabla 2.1. del capítulo II de esta investigación.

4.6 Diseño del modelo

En esta etapa, es importante mencionar que luego de hacer la primera corrida seguidamente hecha la conversión, se obtuvo un valor de factor del recobro de un 31% siendo de 54% el reportado por la empresa Equinor. Debido a esta diferencia, se procedió a cotejar los contactos de agua/petróleo y gas/petróleo hasta lograr obtener el factor de recobro reportado por la empresa Equinor, esto con la finalidad de obtener resultados con un mayor soporte, veracidad y confiabilidad. En la figura 4.9. se observa la tasa de petróleo producida, en la figura 4.10. se observa la tasa de agua producida mientras que en la figura 4.11. se observa la tasa de gas producida en el campo. Como se puede observar en azul se identifica la corrida de Eclipse y en rojo la corrida de *IMEX*®.

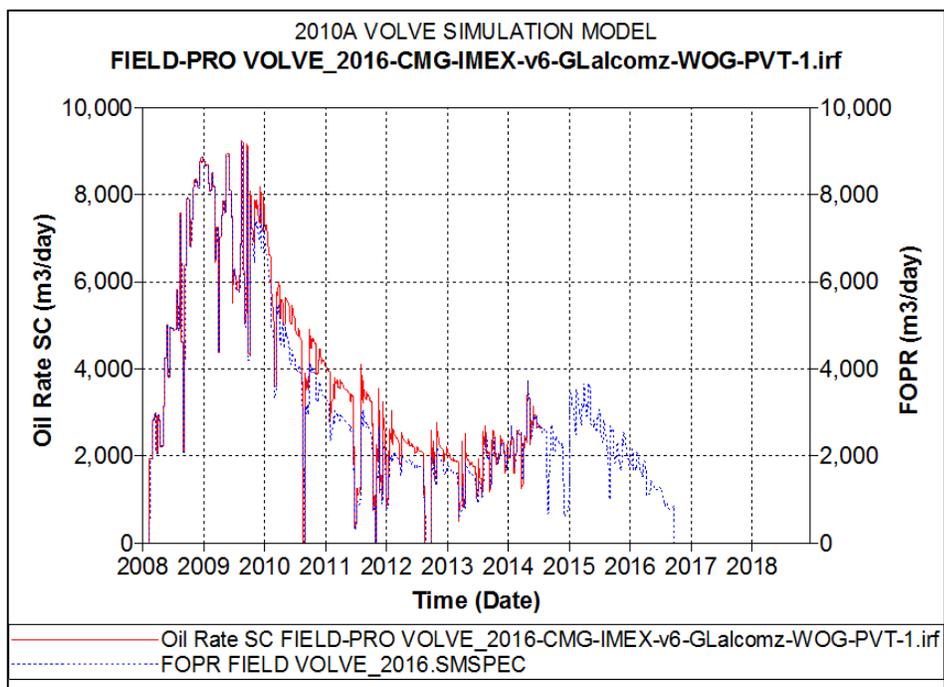


Figura 4. 9 Tasa de producción de petróleo [Fuente: *Computer Modelling Group (CMG)*, 2018]

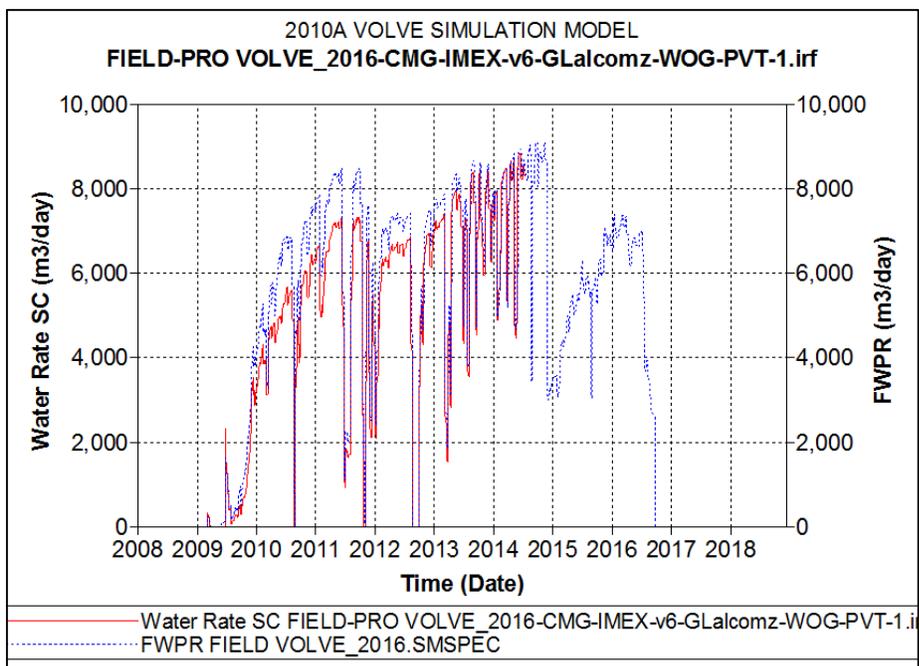


Figura 4. 10 Tasa de producción de agua [Fuente: *Computer Modelling Group (CMG)*, 2018]

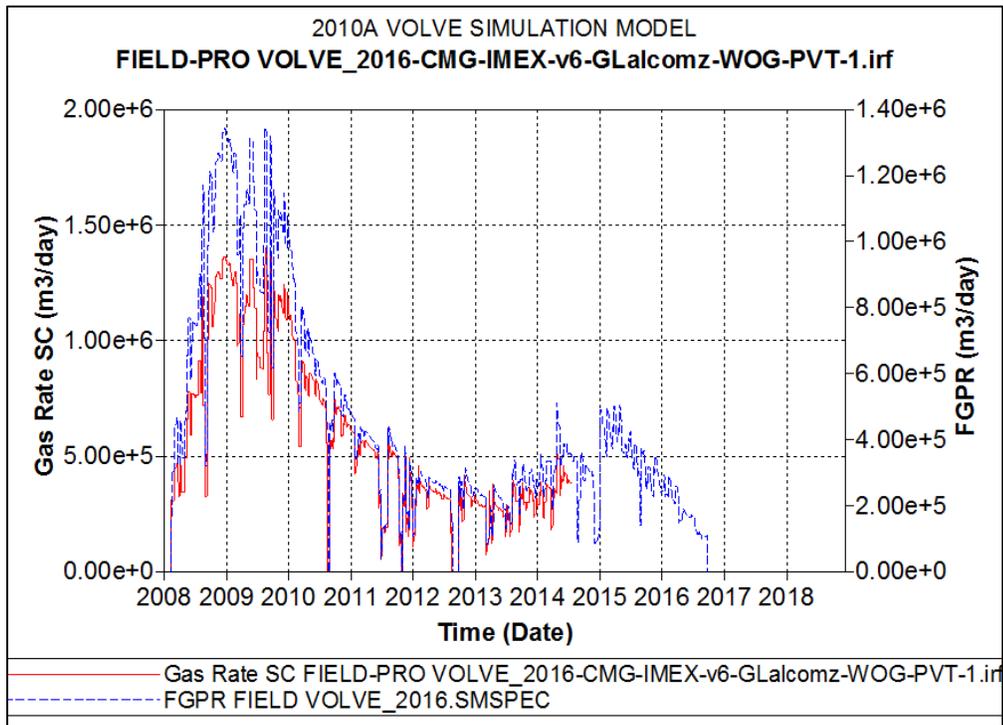


Figura 4. 11 Tasa de producción de gas [Fuente: *Computer Modelling Group (CMG)*, 2018]

Luego de abrir el modelo inicial se observaron doce (12) pozos en general de los cuales trece (9) son pozos productores y tres (3) inyectores. Es importante mencionar que mediante un estudio detallado por pozos se determinó que fueron perforadas entre 1 a 64 capas de profundidad en general.

En las figuras 4.12., 4.13. y 4.14. se muestran el mallado el cual será estudiado en esta investigación.

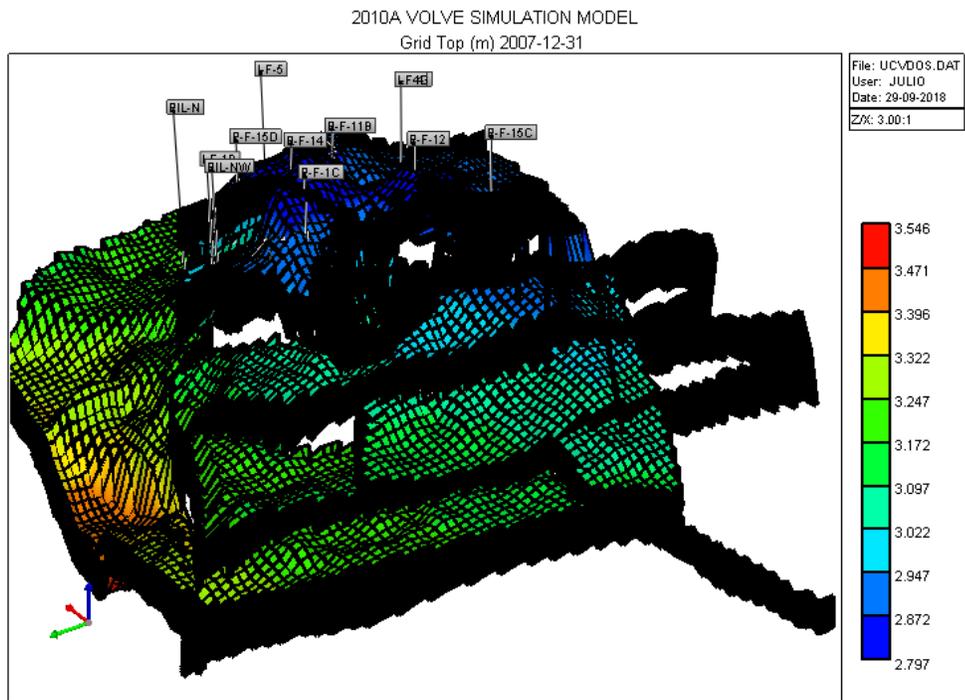


Figura 4. 12 Mallado 3D View del caso base en CMG [

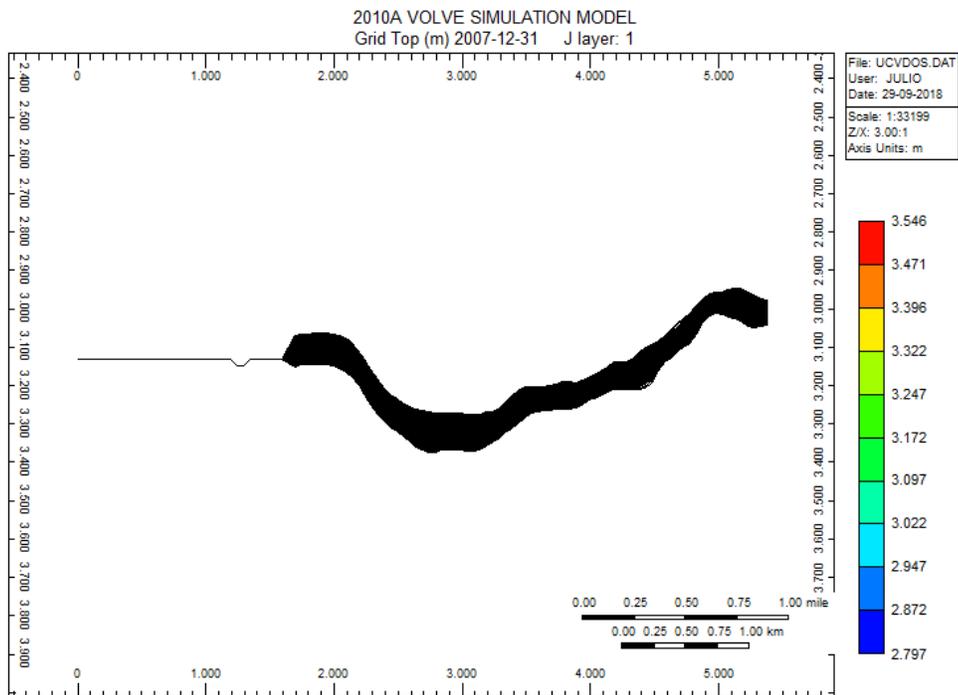


Figura 4. 13 Mallado en visa IK-2D X-Sec del caso base en CMG

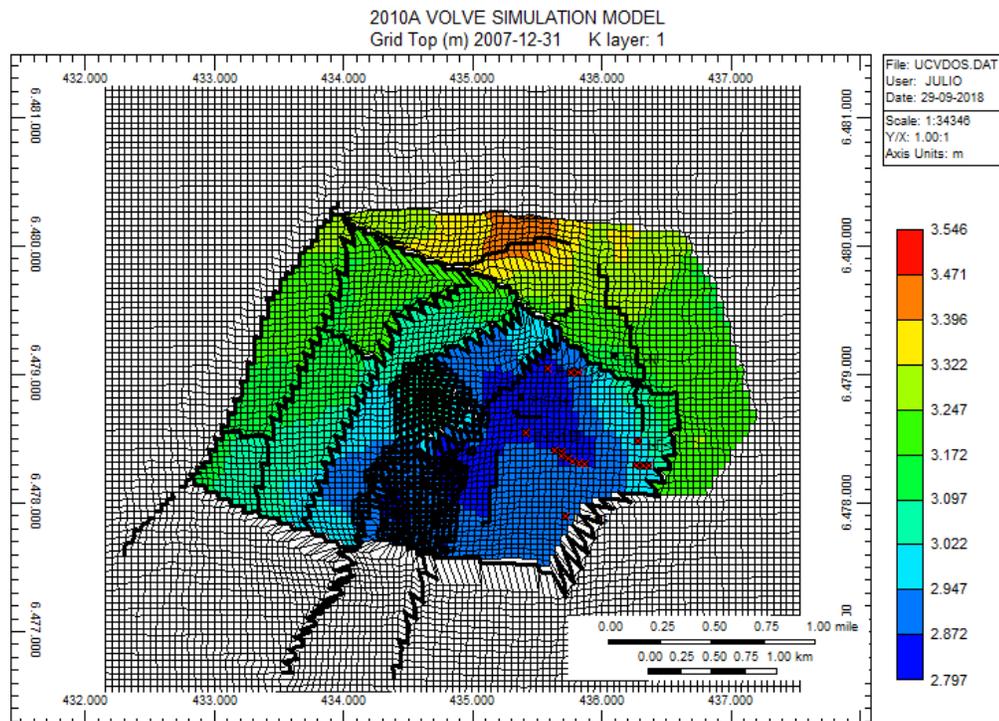


Figura 4. 14 Mallado en visa IJ-2D Areal del caso base en CMG

4.7 Malla de simulación

La malla inicial del modelo consta de 680.400 celdas: 108 en dirección i, 100 en dirección j y 63 en dirección k, con un total de celdas activas 183.545 celdas. Dado el gran número de celdas y el largo tiempo de simulación se realizó un corte del modelo para simular únicamente el área del proyecto piloto de inyección y reducir los tiempos de corrida en relación con el modelo de todo el campo. Obteniendo como resultado un modelo el cual consta de 111.130 celdas, con un total de 88.757 celdas activas. El mallado inicial se puede observar en la figura 4.14., luego de realizar el corte en la figura 14.15. se observa el mallado del caso de estudio.

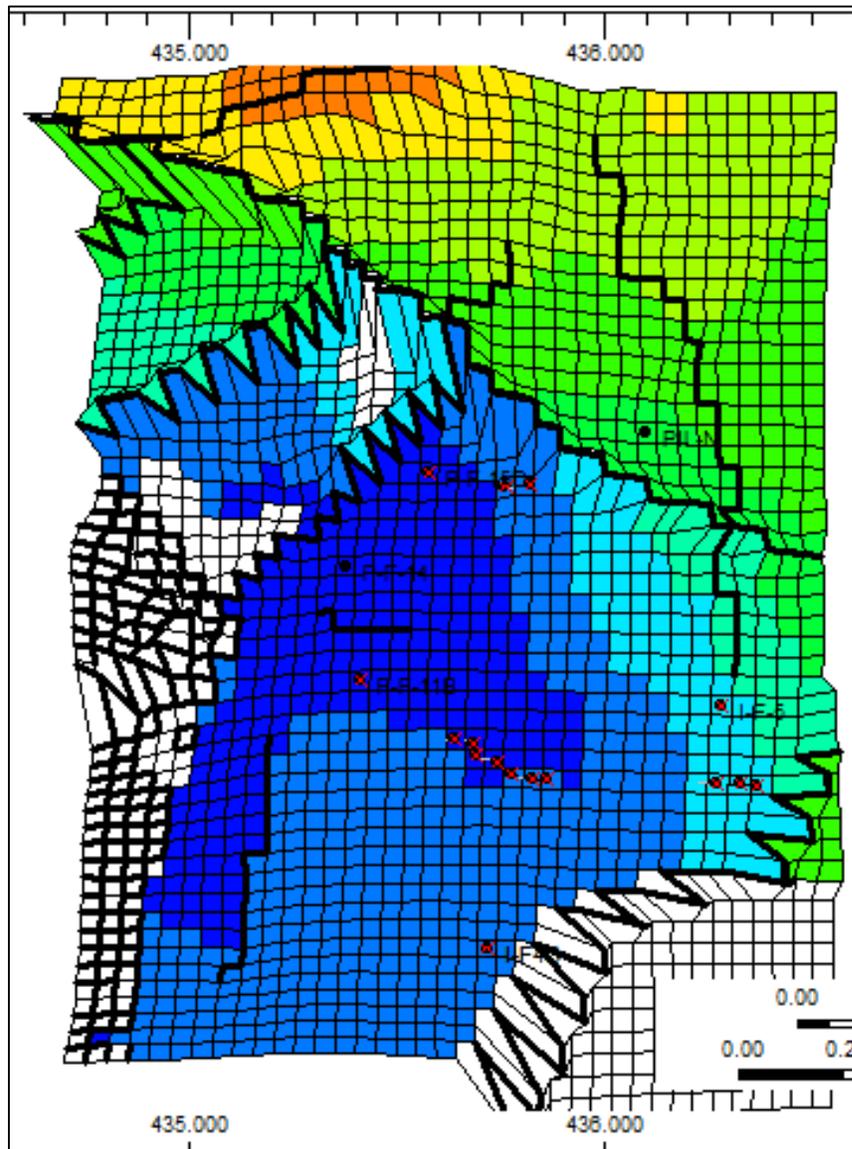


Figura 4. 15 Mallado en visa IJ-2D Areal del área seleccionada en CMG

4.8 Configuración de los pozos.

En la siguiente tabla 4.1. se muestra la condición actual de los pozos perforados en este campo, así como en la tabla 4.2. se puede observar los estratos que han sido cañoneados en cada pozo.

Pozo	Pozo (Productor/Inyector)	Pozo (Activo/Inactivo)
I-F-IB_ij	Inyector	Inactivo
I-F-4_ij	Inyector	Activo
I-F-5_ij	Inyector	Activo
P-F-1C	Productor	Activo
P-F-5	Productor	Activo
P-F-11B	Productor	Activo
P-F-12	Productor	Activo
P-F-14	Productor	Activo
P-F-15C	Productor	Inactivo
P-F-15D	Productor	Activo
PIL-N	Productor	Inactivo
PIL-NW	Productor	Inactivo

Tabla 4. 1 Estado actual de cada pozo

Leyenda

P1	I-F-IB_ij	P7	P-F-12
P2	I-F-4_ij	P8	P-F-14
P3	I-F-5_ij	P9	P-F-15C
P4	P-F-1C	P10	P-F-15D
P5	P-F-5	P11	PIL-N
P6	P-F-11B	P12	PIL-NW

E/P	Estrato/Pozos.
C	Cañoneado.
N	No Cañoneado.
(-)	Zona no perforada

E/P	P3	P5	P7	P8	P9	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16
1	C	N	N	N	C	N	N	N	C	C	C	N
2	C	N	N	N	C	N	C	N	C	N	C	-
3	C	N	N	N	C	N	N	N	C	N	-	-
4	C	N	N	N	N	N	N	N	C	C	-	-
5	N	N	N	N	N	N	N	N	C	N	-	-
6	N	N	N	N	N	N	N	C	C	N	-	-
7	N	N	N	N	N	N	N	C	C	N	-	-
8	N	N	N	N	N	N	N	C	C	N	-	-
9	N	N	N	N	N	N	N	C	C	N	-	-
10	N	N	N	N	N	N	N	C	C	C	-	-

Tabla 4. 2 Estado de los estrados de cada pozo

Es importante mencionar que la continuidad de datos de esta tabla se muestra en los apéndices adjuntos del presente trabajo especial de grado. A continuación, en la figura 14.6, se presenta la configuración actual de los pozos en el campo Volve.

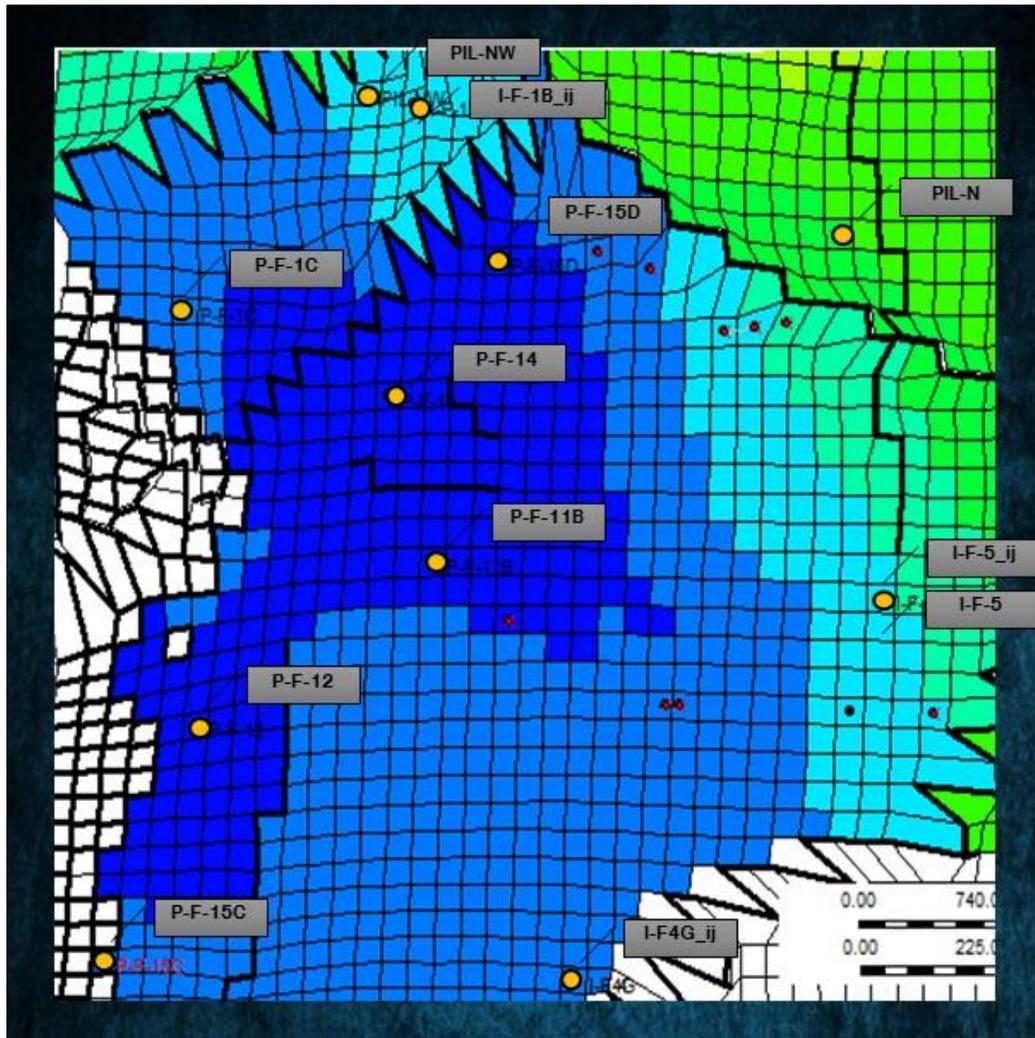


Figura 4. 16 Configuración actual de los pozos en el campo Volve

4.8.1 Comportamiento de producción/inyección de pozos del área de estudio

Se llevó a cabo la revisión del comportamiento de cada uno de los pozos productores e inyectores que conforman el área de estudio durante la maduración de la productividad del campo Volve, lo cual ayudo a proponer mejores escenarios de producción y explotación. Los pozos analizados basándose en el historial de

producción de petróleo, agua y gas respecto al tiempo, corresponden al área seleccionada anteriormente, cabe destacar que en las figuras presentadas a continuación, se muestran los gráficos antes mencionados, primero se observa el gráfico de histórico de producción de crudo en color rojo, luego se observa el gráfico de histórico de producción de agua en color azul y en color rojo el corte de agua del pozo en estudio y el ultimo gráfico se observa el histórico de producción de gas en color verde esto con la finalidad de tener un mayor entendimiento y comprensión de los gráficos.

4.8.1.1 Pozos Productores.

✓ P-F-1C

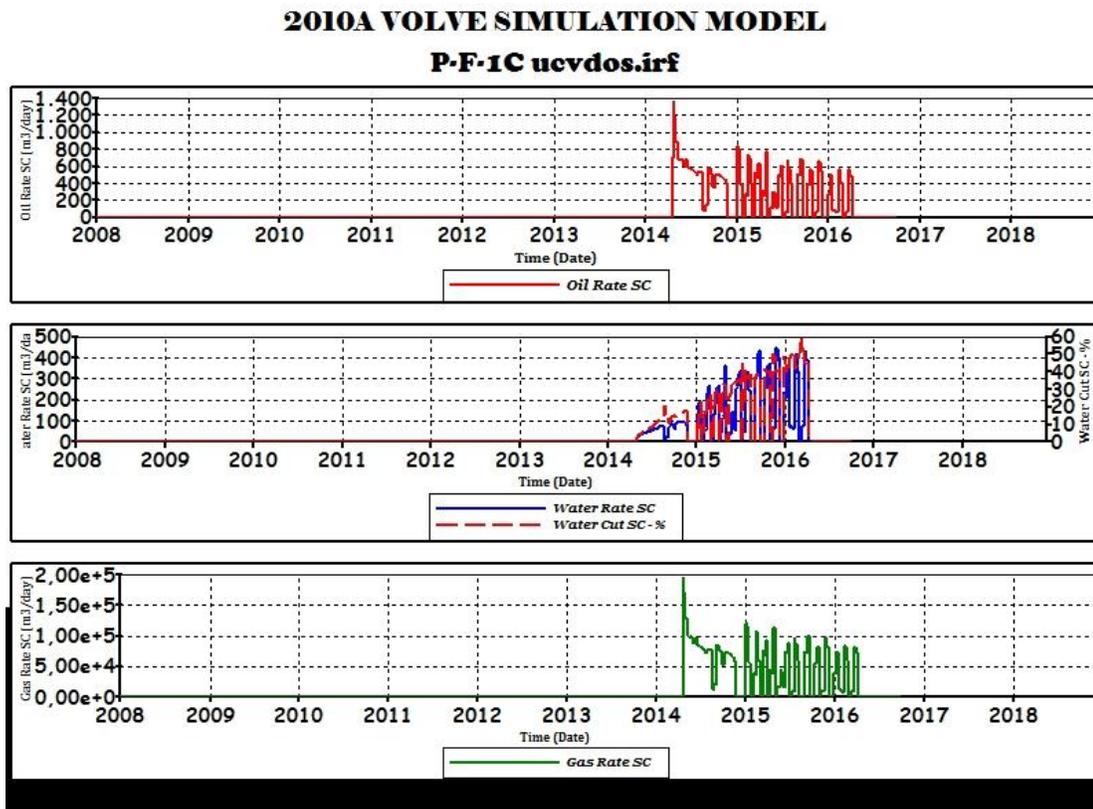


Figura 4. 17 Gráfico del histórico de fluidos respecto al tiempo del pozo P-F-1C

Este pozo fue puesto en producción el 15 de abril del año 2014. Su producción inicial de crudo fue de 1361 m³/d (8561 Bbls/d) con 31.6 m³/d (199 Bbls/d) de producción de agua, la cual fue incrementando rápidamente hasta llegar a producir 439 m³/d (2704 Bbls/d). Seguidamente la producción declina hasta llegar a producir 399.5 m³/d (2513 Bbls/d) representando este valor un 29.35% de la producción inicial de este pozo en donde fue cerrado en noviembre del año 2015 seguramente por un problema operacional y reabierto el siguiente donde se remonta la producción a 822.5 m³/d (5173 Bbl/d) finalmente, este pozo dejó de operar el 11 de abril del 2016.

✓ P-F-5

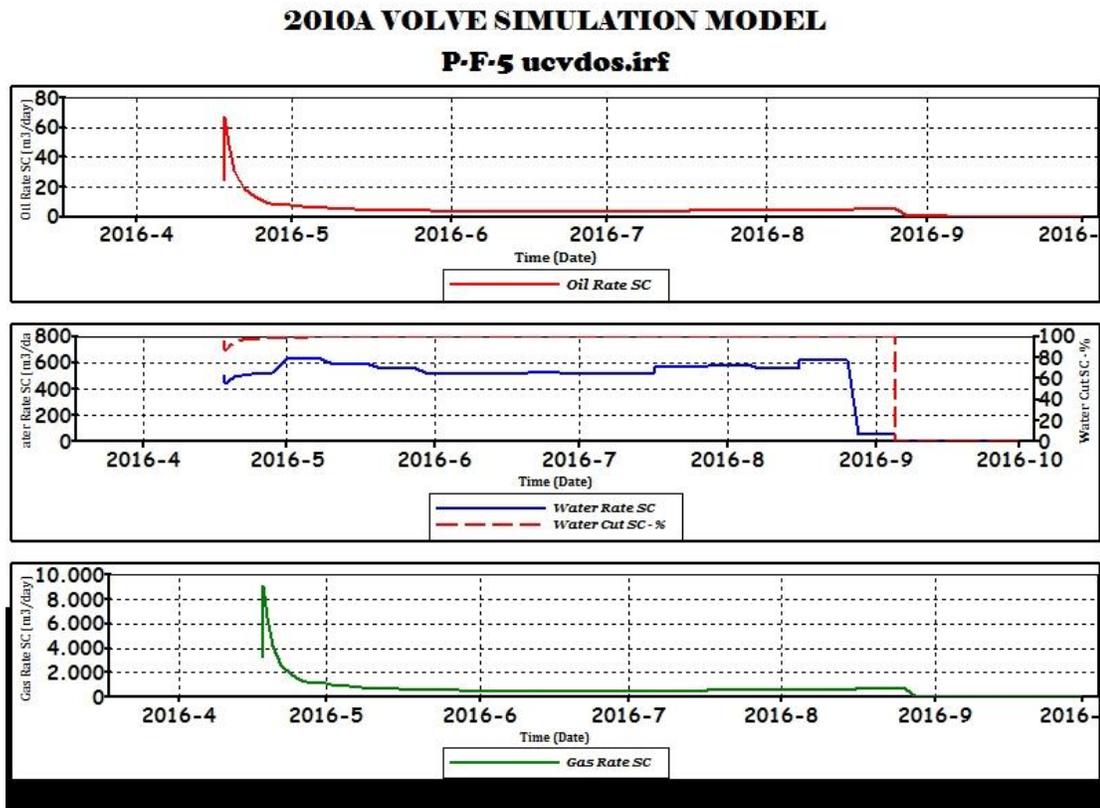


Figura 4. 18 . Gráfico del histórico de fluidos respecto al tiempo del pozo P-F-5

Este pozo se completó el 18 de abril del 2016. Su producción inicial de crudo fue de 64 m3/d (405 Bbs/d) y un corte de agua del 90% el cual fue incrementando con el tiempo hasta llegar a 99%, es importante destacar que a pesar de su alta producción de agua este pozo se mantuvo activo en este corto periodo de tiempo de al menos 4 meses y medio, se intuye que la misma fue usada para ser reinyectada para contribuir con el proyecto de inyección de agua. Su producción de crudo ha declinado hasta llegar a los 4.1 m3/d (26 Bbl/d) en mayo-2016 donde se mantuvo constante hasta que finalizó su operatividad el 5 de septiembre del 2016.

✓ **P-F-11B**

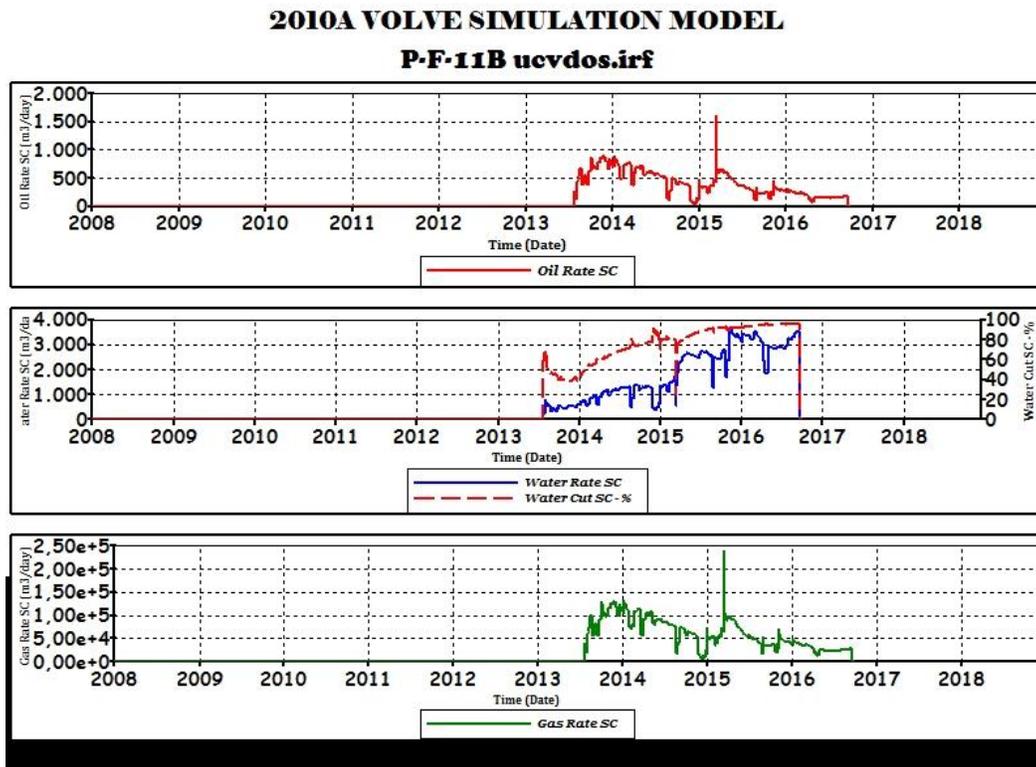


Figura 4. 19 Gráfico del histórico de fluidos respecto al tiempo del pozo P-F-11B

Este pozo fue puesto en producción el 15 de Julio del año 2013. Su producción inicial de crudo fue de 274.5 m3/d (1727 Bbls/d) y un corte de agua del 69%. Su producción ha tenido altos y bajos hasta llegar a los 93 m3/d (585 Bbls/d) en diciembre del 2015.

✓ **P-F-12**

Este pozo fue uno de los primeros pozos completados al inicio de la explotación de crudo, puesto en producción el 5 de febrero del año 2008. Su producción inicial de crudo fue de 1945 m³/d (12232 Bbls/d) y no presento valores significativos de producción de agua al inicio de la producción. A partir del año 2010 su producción decae y se observan incrementos de producción de agua a finales del año 2009, el mismo estuvo operativo hasta el final del proyecto.

2010A VOLVE SIMULATION MODEL

P-F-12 ucvdos.irf

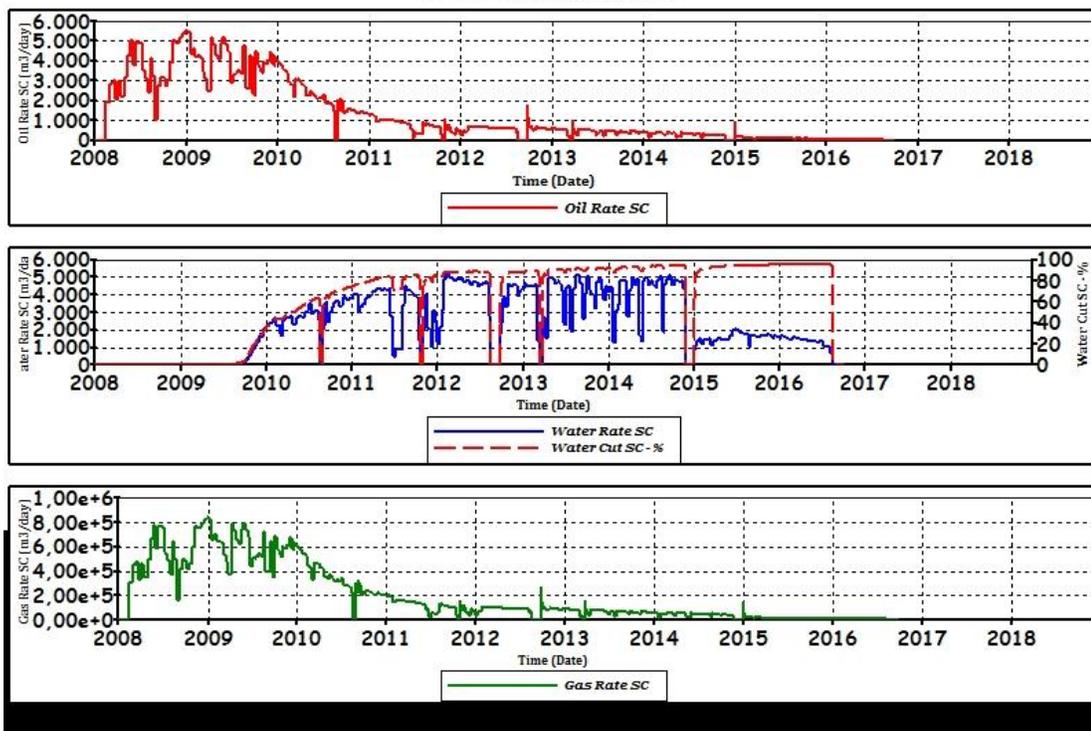


Figura 4. 20 Gráfico del histórico de fluidos respecto al tiempo del pozo P-F-12

✓ **P-F-15C**

Este pozo fue puesto en producción en intervalos de tiempo muy cortos, posiblemente debido a que presentaba algún problema operacional o mecánico el cual no pudo ser solucionado y no permitió la reapertura del mismo durante el proyecto.

2010A VOLVE SIMULATION MODEL

P-F-15C ucvdos.irf

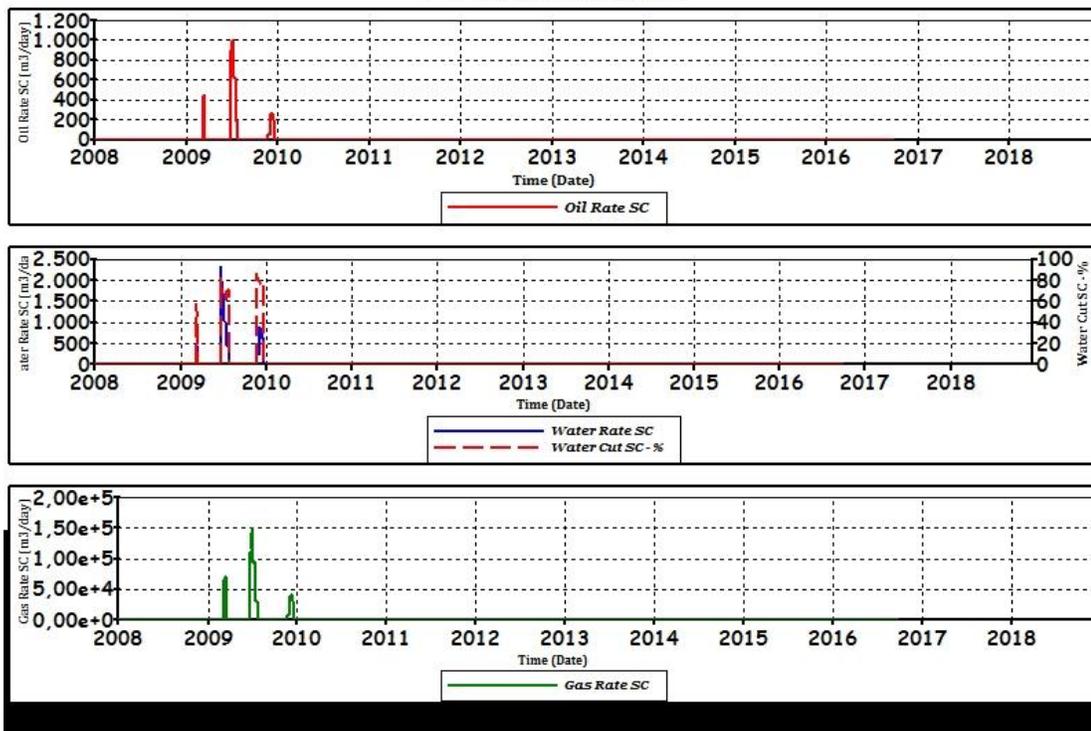


Figura 4. 21 Gráfico del histórico de fluidos respecto al tiempo del pozo P-F-15C [Fuente:

✓ **P-F-14**

Así como el pozo P-F-12, este pozo fue uno de los primeros pozos completados al inicio de la explotación de crudo, puesto en producción el 2 de julio del año 2008. Su producción inicial de crudo fue de 2689 m3/d (16913 Bbls/d) siendo el pozo que presento mayor potencial en cuanto a producción de crudo se refiere, el mismo tuvo su mayor tasa de producción de crudo en el año 2009, no presento valores significativos de producción de agua al inicio de la producción hasta mediados del

2009 donde se observa el incremento de producción de agua. Este pozo también estuvo operativo hasta el final del proyecto.

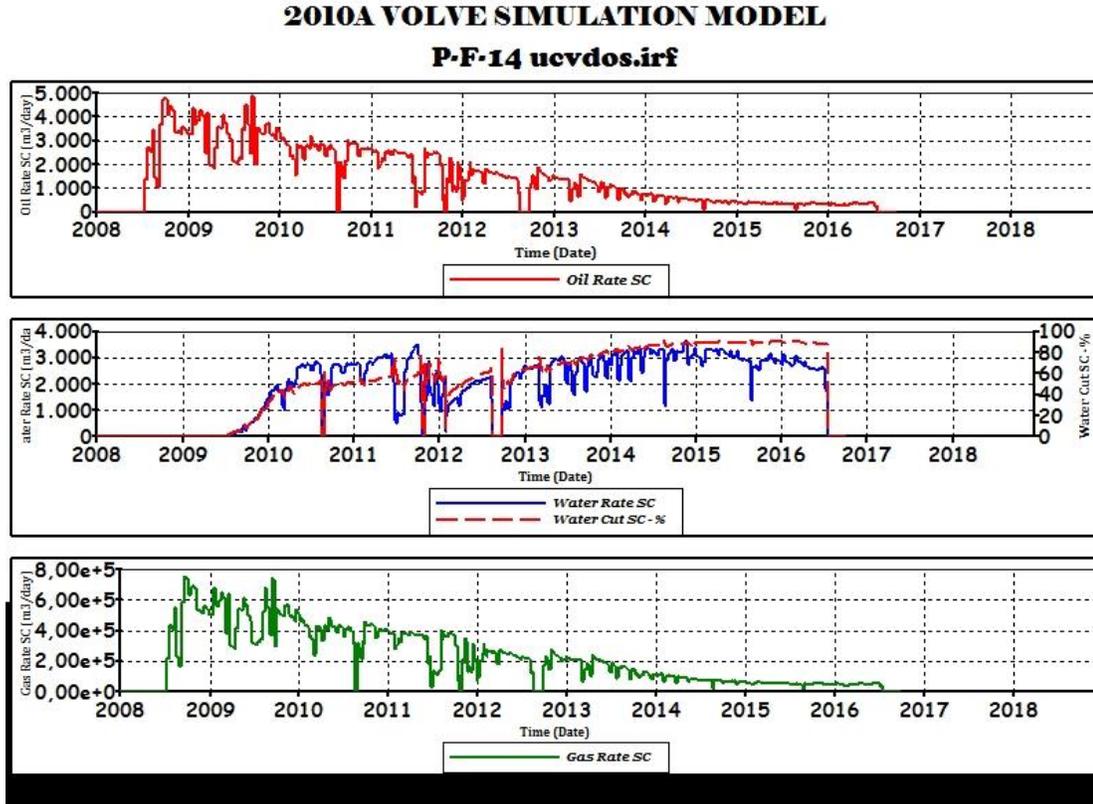


Figura 4. 22 Gráfico del histórico de fluidos respecto al tiempo del pozo P-F-14

✓ **P-F-15D**

Este pozo fue puesto en producción el 16 de enero del año 2014. Arrancó con una producción inicial de 427 m³/d (2686 Bbl/d). Es importante mencionar que no presento valores significativos de producción de agua al inicio de la producción. El pozo mantuvo una RGP constante durante su vida productiva, además, este pozo también estuvo operativo hasta el final del proyecto.

2010A VOLVE SIMULATION MODEL
P-F-15D ucvdos.irf

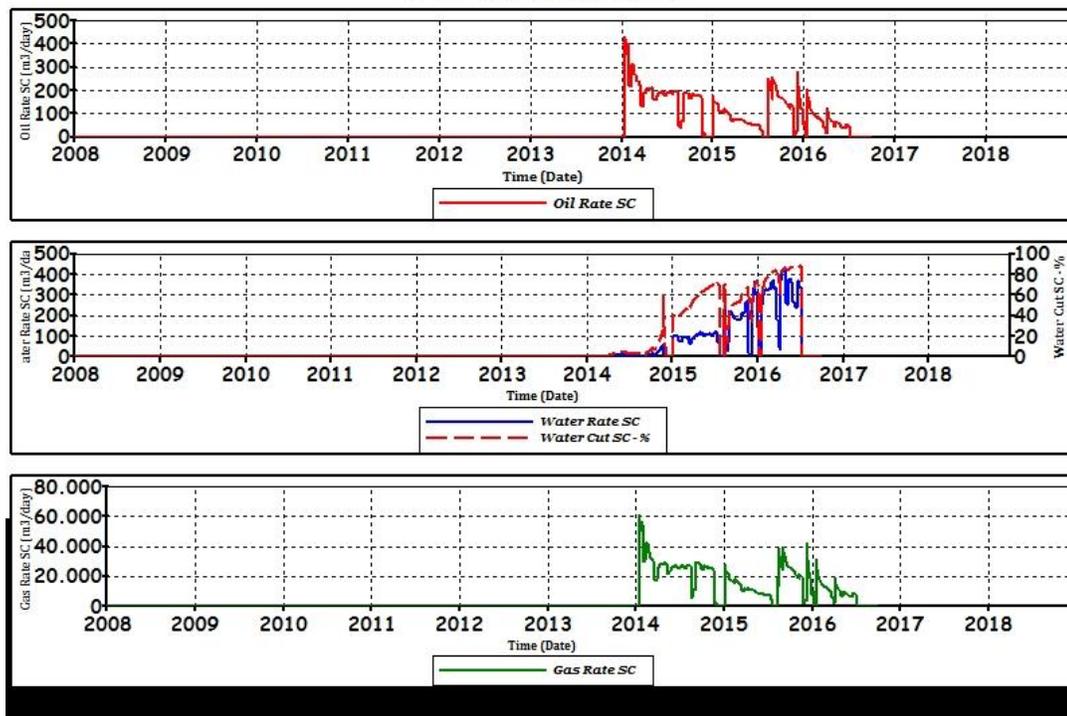


Figura 4. 23 Gráfico del histórico de fluidos respecto al tiempo del pozo P-F-15D

4.8.1.2 Pozos inyectoros

Estos pozos fueron puestos operativos para darle la energía suficiente al yacimiento para que los pozos productores puedan drenar la mayor cantidad de crudo posible, el pozo I-F-4_ij fue puesto en operación desde el inicio de la explotación con una tasa de inyección de agua que varían entre 4000 m³/d (25159 Bbls/d) y 8000 m³/d (50318 Bbls/d), mientras que el pozo I-F-5_ij estuvo operativo desde mediados del año 2008 hasta principios del 2016, cabe destacar que por alguna razón desconocida se convirtió en un pozo productor el cual ya fue descrito anteriormente (P-F-5) y finalmente el pozo I-F-1B_ij estuvo operativo por un periodo de tiempo muy corto, esto debido a que seguramente presentó algún problema operacional y se decidió cerrar hasta finales del proyecto, el mismo logró tener una tasa de inyección de agua máxima de 1000 m³/d (6290 Bbls/d). A continuación se muestran los gráficos del histórico de tasa de inyección de agua (m³/d) respecto al tiempo de dichos pozos.

2010A VOLVE SIMULATION MODEL

I-F-4_ij ucvdos.irf

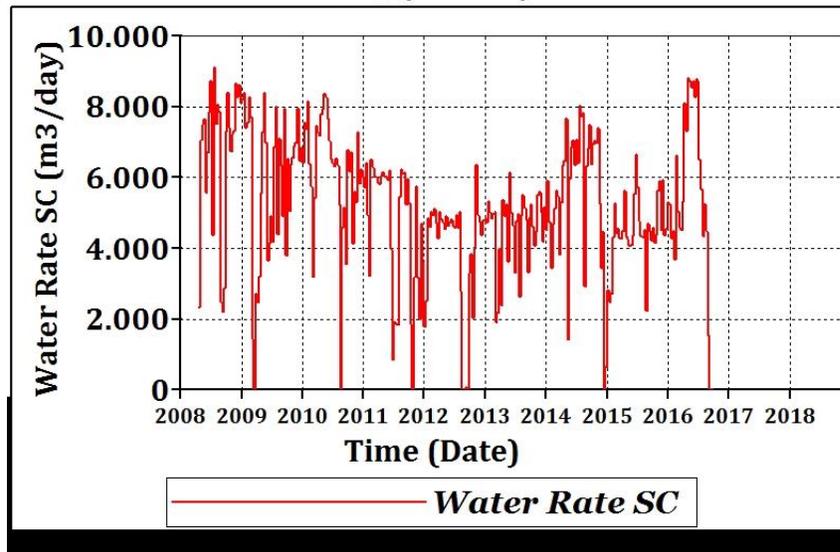


Figura 4. 24 Gráfico del histórico de fluidos respecto al tiempo del pozo I-F-4_ij

2010A VOLVE SIMULATION MODEL

I-F-5_ij ucvdos.irf

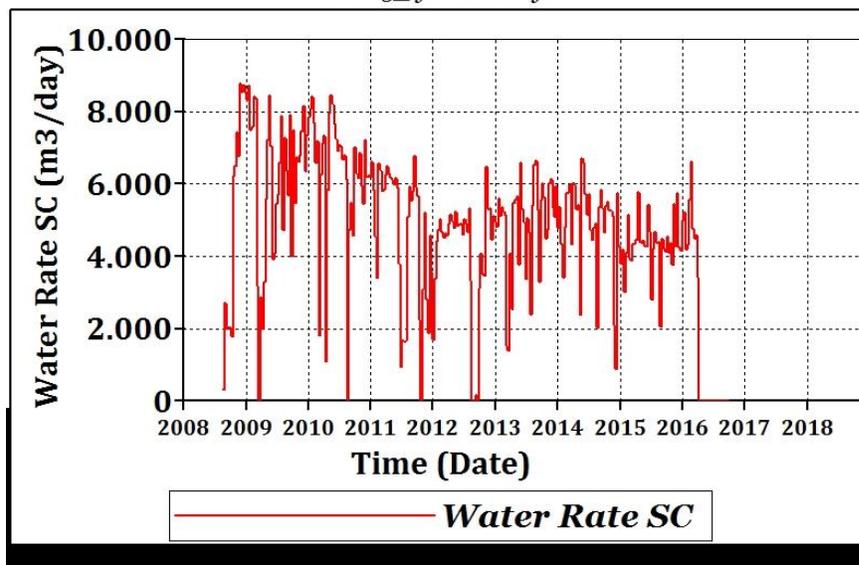


Figura 4. 25 Gráfico del histórico de fluidos respecto al tiempo del pozo I-F-5_ij

2010A VOLVE SIMULATION MODEL

I-F-1B_ij ucvdos.irf

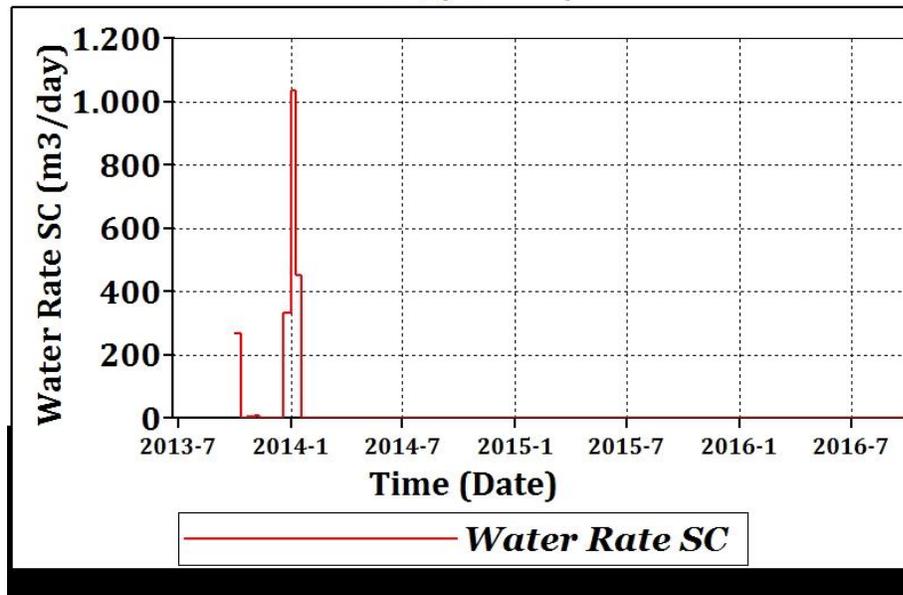


Figura 4. 26 Gráfico del histórico de fluidos respecto al tiempo del pozo I- F- 1B_ ij

4.9 Estudio y selección del área piloto

Mediante un estudio general petrofísico detallado del área piloto de inyección, se observó que esta área presenta valores de porosidad de 21% y una permeabilidad de aproximadamente 1000 mD, que representa una calidad en función a la porosidad buena, para almacenamiento de fluido y una calidad en función de la permeabilidad excelente, teniendo un crudo de 27-29 °API de característica mediano con alta capacidad de ser desplazado por agua, además se identificó que la zona presenta los espesores más altos, siendo estos en promedio de 213 pies por arena, este espesor indica que se debe inyectar el agua por la base del yacimiento y producir los fluidos de interés por el tope. No obstante, debido a la presencia del acuífero limitado, por lo general, se recomienda la inyección del fluido en los flancos

Por otra parte, el rango de profundidad del yacimiento es de 2750 - 3120 m bajo la superficie marina, al ser un yacimiento profundo resulta más económica la inyección de agua, esto debido a la menor presión de cabezal que se requiere al inyectar agua,

por lo que el peso de la columna de fluidos beneficia el alcance de las altas presiones de fondo exigidas por los pozos inyectoros.

Seguidamente, se determinó que esta zona tiene una buena calidad de roca y una alta probabilidad de que el agua inyectada se desplace en el reservorio, por lo que la hace muy atractiva para implementar planes de explotación de hidrocarburos, especialmente proyectos de inyección de agua. En la figura 4.31 se presenta el área piloto de estudio seleccionada.

Es así, como para la selección de la zona a someter a inyección de agua se considera las distribuciones de permeabilidad y porosidad del campo, indicadas en las figuras 4.27, 4.28, 4.29 y 4.30. De esta forma, se aprecia como zona prospectiva el área señalada en la figura 4.27, al sureste (SE) de la estructura, cuyo rango de porosidades varía en el intervalo de 12% y 26%, representa una zona que no generaría dificultades, permitiendo el desplazamiento de los fluidos debido a la buena conexión que existirá entre los pozos inyectoros y los productores al momento de la inyección; así mismo, la configuración general de la estructura geológica poco compleja, que presenta un buzamiento bajo (entre los 10° y 20° con respecto a la horizontal) propiciando un escenario de inyección a tasa constante para que las fuerzas de gravedad proporcionen un efecto a favor.

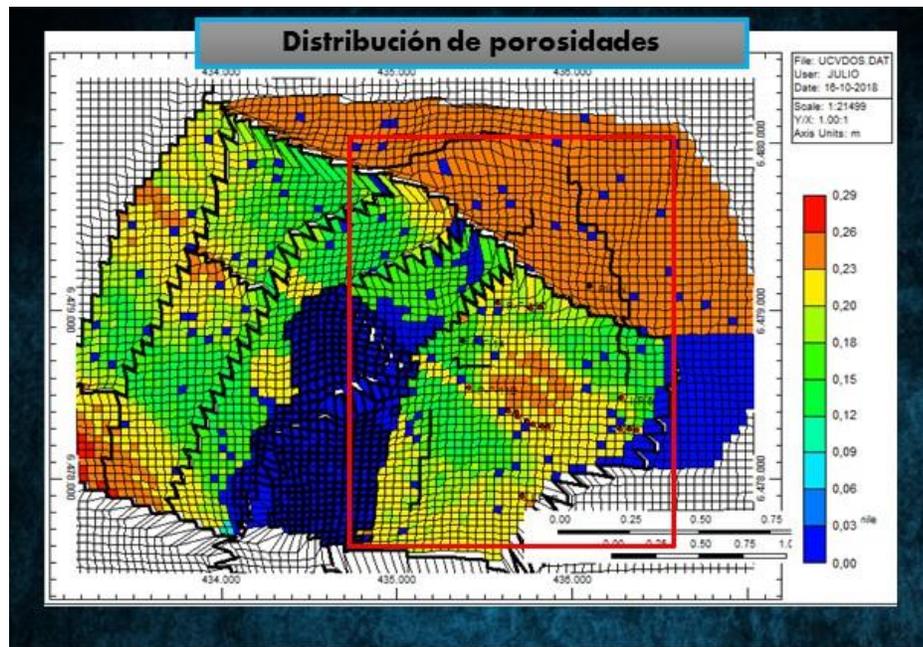


Figura 4. 27 Mallado IJ-2D Areal, distribución de las porosidades del área de estudio en CMG

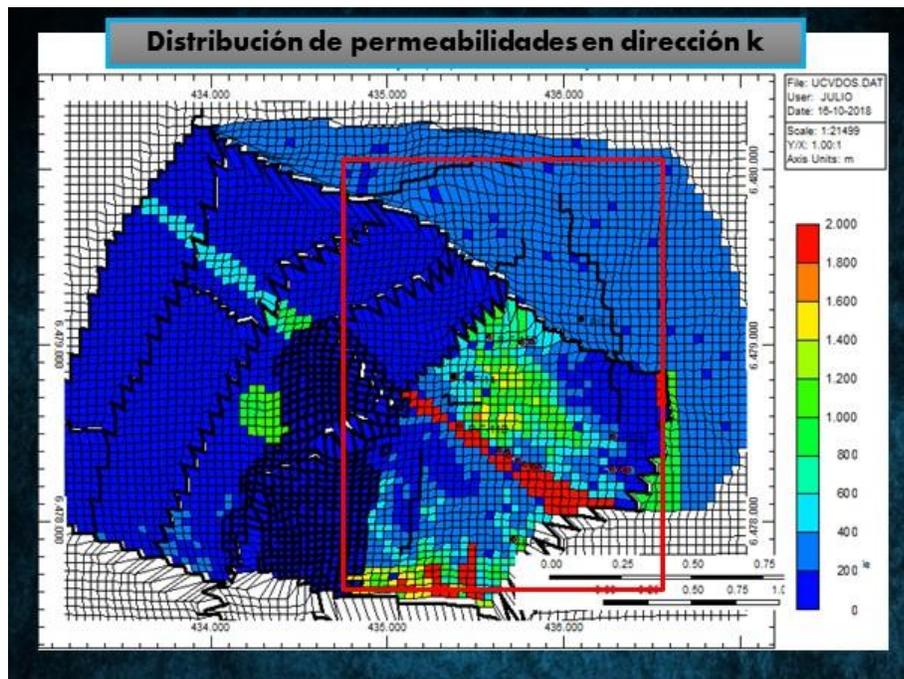


Figura 4. 28 Mallado IJ-2D Areal, distribución de las permeabilidades en dirección k del área de estudio en CMG

Por otra parte, la Figura 4.28 señala una muy buena permeabilidad vertical en la zona (1000- 2000 mD) lo que representa una gran ventaja al momento de drenar.

Por último, las figuras 4.29 y 4.30 señalan el Mallado IJ-2D Areal, con la distribución de las permeabilidades en dirección i y j del área de estudio, donde se obtuvo una muy buena permeabilidad en el área que ya ha sido desarrollada, verificando de esta manera la acertada selección de la zona considerada al sureste (SE) del yacimiento para la implementación de la inyección de agua.

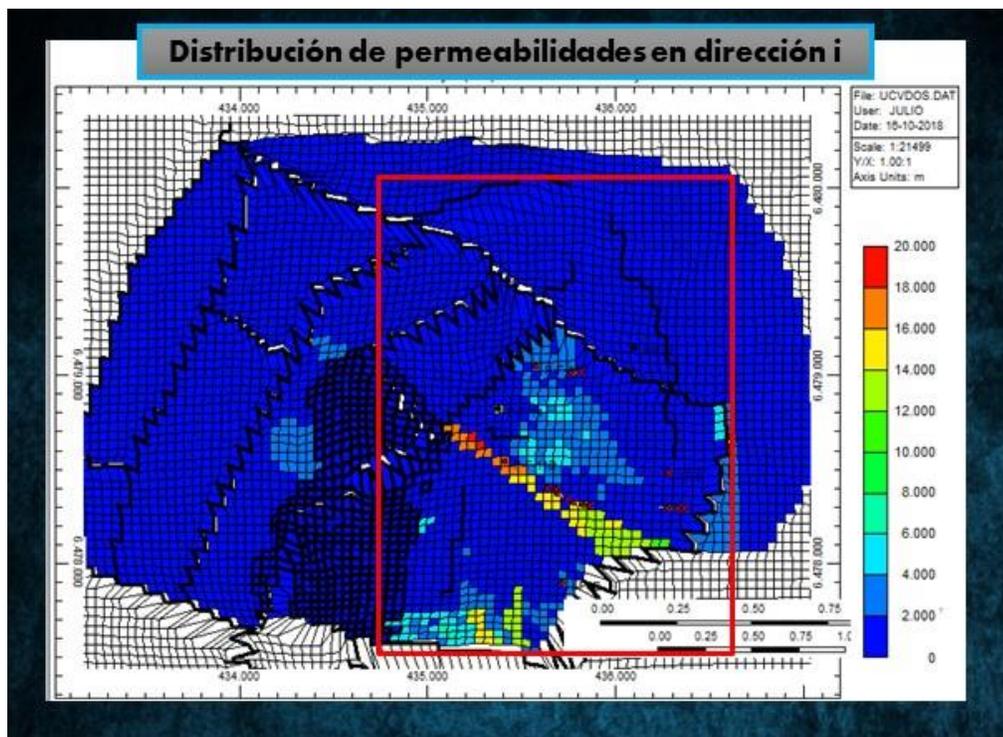


Figura 4. 29 Mallado IJ-2D Areal, distribución de las permeabilidades en dirección i del área de estudio en CMG

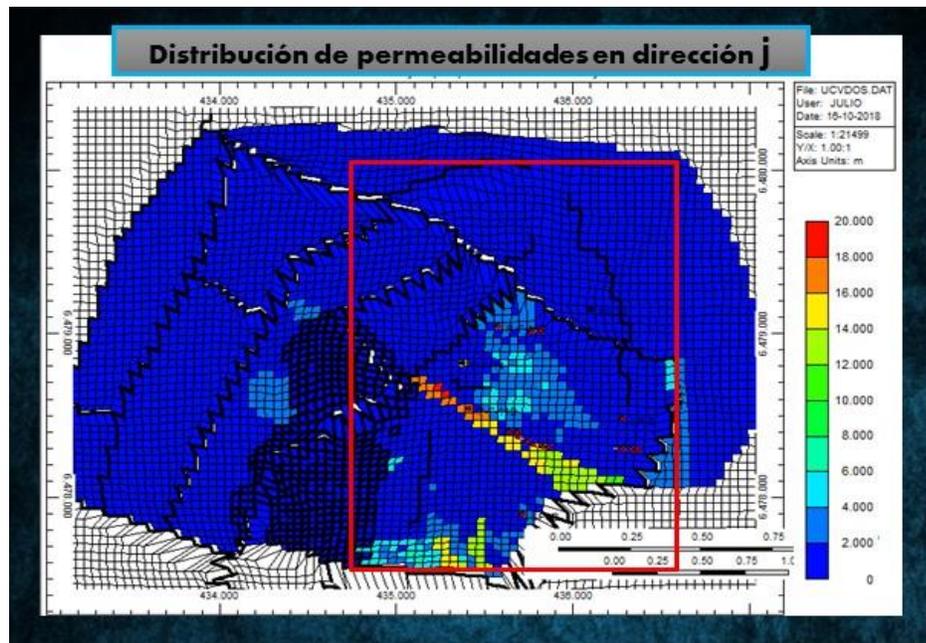


Figura 4. 30 Mallado IJ-2D Areal, distribución de las permeabilidades en dirección j del área de estudio en CMG

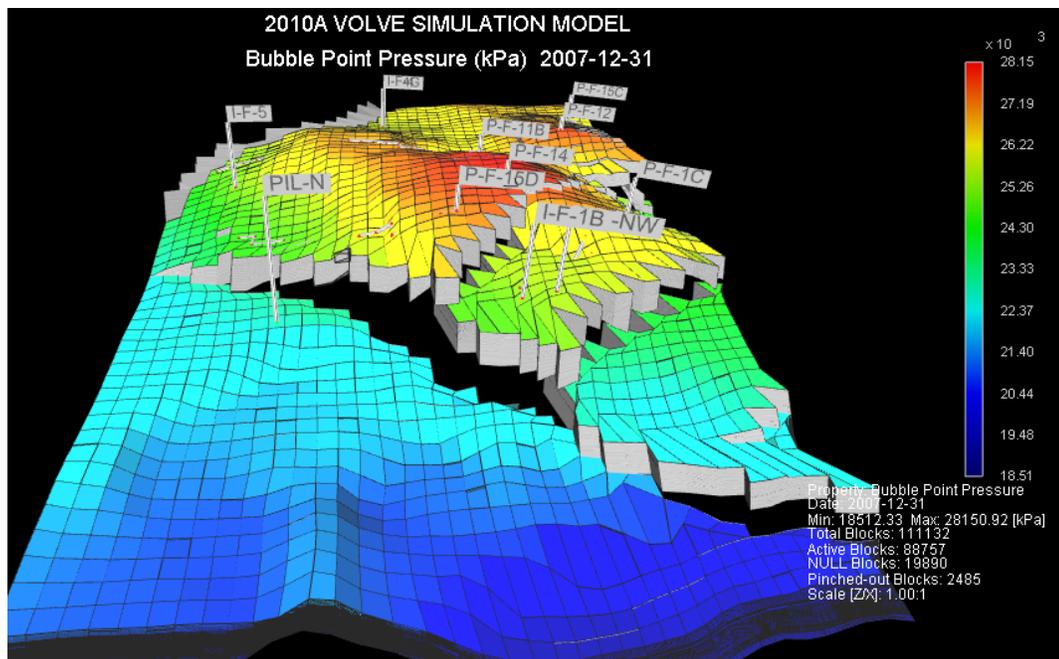


Figura 4. 31 Mallado 3D View del área piloto en CMG

4.10 Análisis de la eficiencia del proceso de inyección de agua

Se tomó como estrategia principal la continuidad de inyección de agua de tipo externa donde se procedió a inyectar el agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento específicamente, esto como mecanismo de producción secundaria con el objetivo de maximizar el factor del recobro del yacimiento. En la figura 14.27, se observa el estrato cañoneado, donde se inicia la inyección de agua, específicamente del pozo F-5 (I-F-5_ij).

A continuación, se mencionan algunas consideraciones que le dan mayor rentabilidad y eficiencia a este proceso de recuperación secundaria:

- ✓ Se logró interpretar un acuífero limitado por tanto proporciona una energía limitada al yacimiento, lo cual favorece la inyección en los flancos.
- ✓ El yacimiento presenta un crudo de 27-29 °API de característica mediano con alta capacidad de ser desplazado por agua.
- ✓ El agua inyectada será la misma producida por los pozos productores, la cual tiene buen antecedente de compatibilidad con la formación de estudio.
- ✓ Los equipos que se requieren para un plan de desarrollo de inyección de agua son menos costosos en comparación con otros equipos, aunque se debe considerar el costo del tratamiento de agua inyectada.

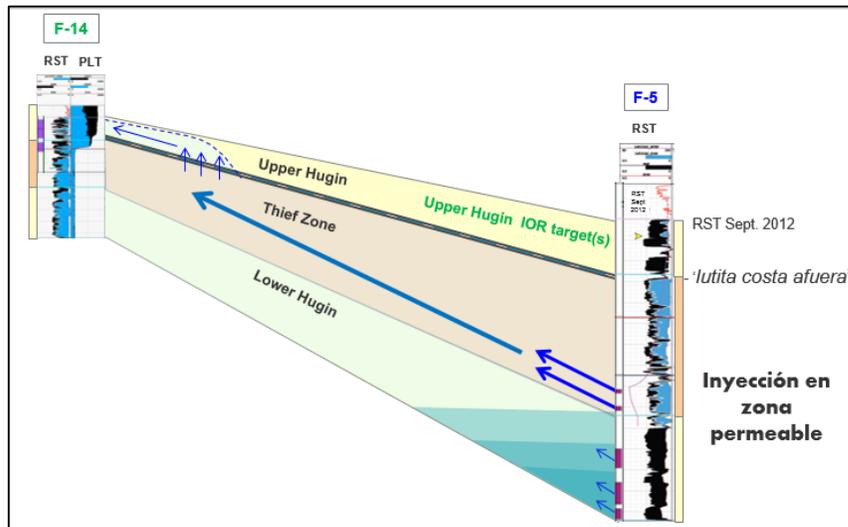


Figura 4. 32 Sección esquemática de la inyección del pozo F-5 (I-F-5_ij) [Fuente: Equinor, 2018]

4.11 Análisis de sensibilidades

Luego de realizar los diferentes análisis de sensibilidades, tomando en cuenta los parámetros ya descritos en el capítulo anterior, a continuación se muestran los valores óptimos por pozo del mejor escenario de predicción propuesto. En la tabla 4.3, se observan los límites máximos de cada parámetro.

Parámetros	Máximo
Tasa de Petróleo (m3/d)	1000
Tasa de Agua (m3/d)	1500
Tasa de Gas (m3/d)	38500
Tasa de Inyección de agua (m3/d)	2050

Tabla 4. 3 Máximo de los parámetros para el análisis de sensibilidad

4.12 Predicciones

Una vez obtenido el ajuste histórico del campo se procedió a realizar las predicciones del caso base y los casos de inyección. Teniendo en cuenta que se logró un buen ajuste del campo y de los pozos de la zona de estudio, y se pudo conseguir un buen pronóstico del comportamiento futuro. Los casos de simulación se determinaron con base a la producción acumulada de hidrocarburo y factor de recobro actual. Las predicciones inician el 1 de octubre del 2016 que es la fecha hasta la cual se realizó el ajuste de historia y se proyectan 2 años iniciada la inyección, finalizando el 1 de octubre del 2018. El valor del caudal de inyección se determinó tomando en consideración los datos de tasa de inyección de los pozos inyectoros existentes.

4.12.1 Predicción 1

Esta predicción se inició con el estudio del caso base, el cual es un pronóstico de producción con las condiciones actuales del campo Volve, en este caso se consideraron la configuración y el estado actual de todos los pozos tanto productores como inyectoros y se determinó la producción acumulada y el petróleo original en sitio con la finalidad de obtener el factor del recobro, siendo este el parámetro de mayor importancia en este estudio. Es importante mencionar que se tuvo un Petróleo original en sitio (POES) de 17721.7 Mm³ siendo este valor un parámetro fijo para determinar los distintos factores de recobro en cada caso de estudio.

La predicción inicia el 1 de octubre del 2016 tomando como punto de partida el último caudal del historial de producción.

Los resultados obtenidos para este caso se muestran en la siguiente tabla 4.4:

Parámetros	(Mm3)	(Mbbl)
Producción de petróleo acumulado	9252.39	58195.7
FR	52%	

Tabla 4. 4 Parámetros evaluados del Escenario 1

Cabe destacar que, debido al corte realizado del caso original llevado a una zona o área piloto, el factor de recobro paso de 54% a 52% siendo el valor de 52% tomado como referencia para evaluar las predicciones, esto debido a que no se está considerando el campo completo si no una zona en específico.

En las figuras 4.33 y 4.34 se muestran el histórico de producción de petróleo acumulado, así como el factor del recobro obtenido respectivamente, la cuales dan soporte a los resultados reflejados en la tabla 4.4.

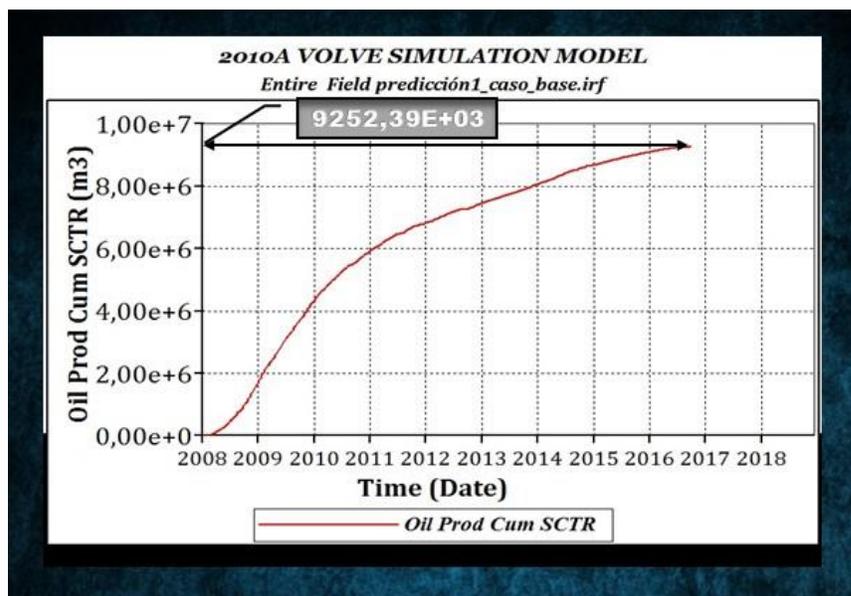


Figura 4. 33 Gráfico del histórico de producción acumulada respecto al tiempo de Escenario 1

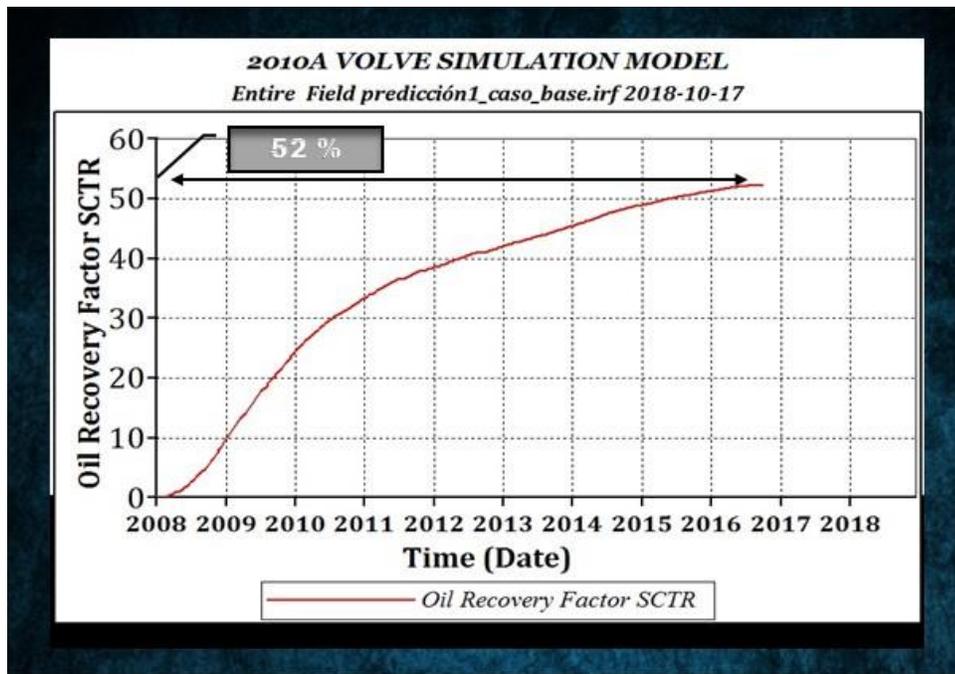


Figura 4. 34 Gráfico del histórico de factor de recobro respecto al tiempo de Escenario 1

4.12.2 Predicción 2

Esta predicción se basó principalmente en la hipótesis de encontrar áreas pertenecientes al campo Volve que no han sido exploradas ni explotadas, por tanto, surgió la necesidad de perforar 3 pozos de avanzada con la finalidad de hacer un estudio para encontrar posibles reservas recuperables en donde se logró obtener los siguientes resultados.

Los resultados obtenidos para este caso se muestran en la siguiente tabla 4.5:

Parámetros	(Mm3)	(Mbbbl)
Producción de petróleo acumulado	9252.39	58195.7
FR	52%	

Tabla 4. 5 Parámetros evaluados del Escenario 2

En las figuras 4.35 y 4.36 se muestran el histórico de producción de petróleo acumulado, así como el factor del recobro obtenido respectivamente.

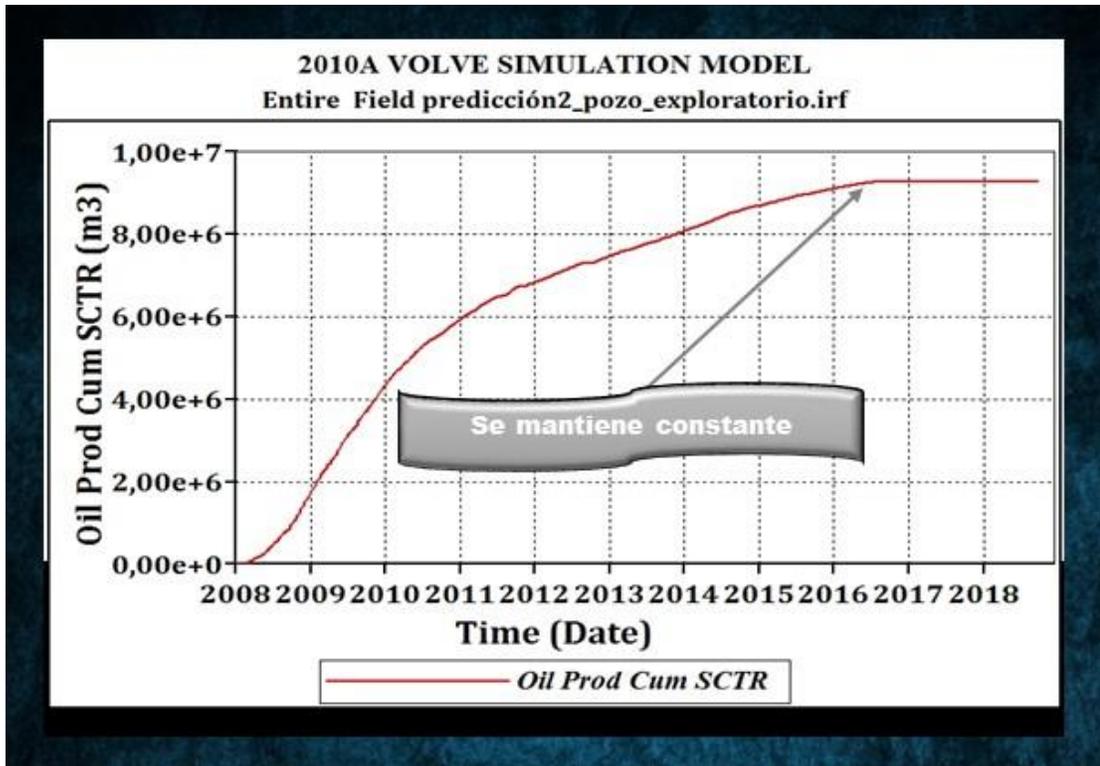


Figura 4. 35 Gráfico del histórico de producción acumulada respecto al tiempo de Escenario 2

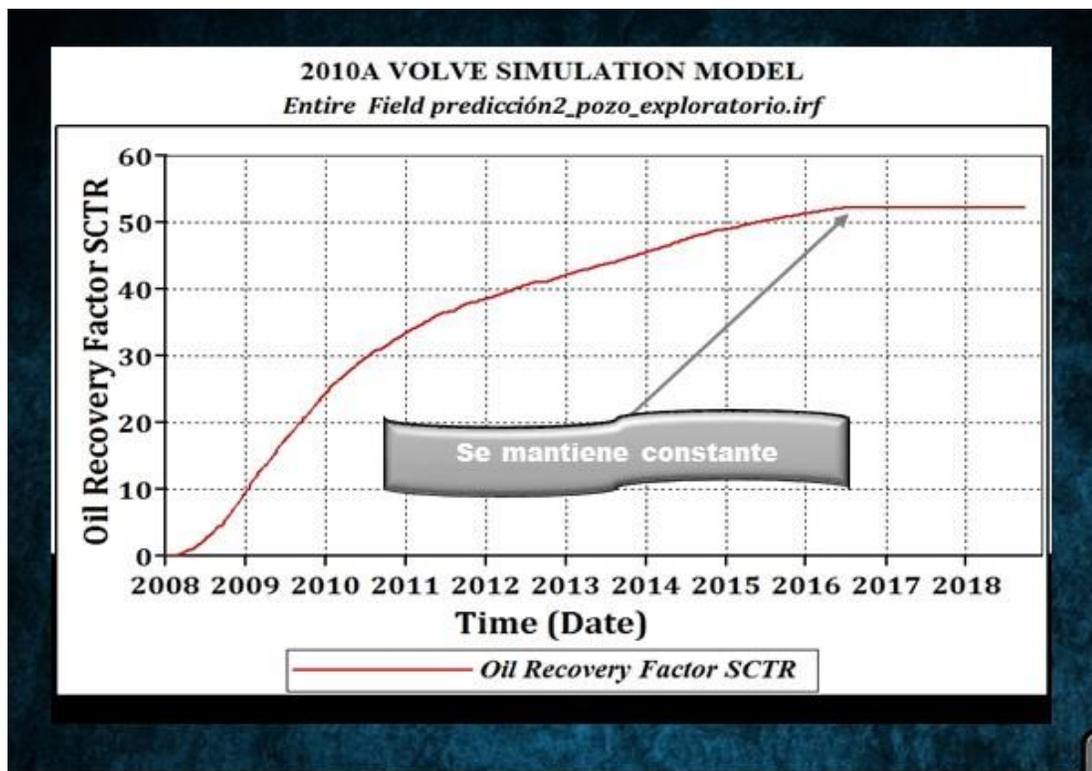


Figura 4. 36 Gráfico del histórico del factor de recobro respecto al tiempo de Escenario 2

4.12.3 Predicción 3

Para este escenario, el sistema de explotación fue por inyección de agua. Se ubicaron 3 pozos productores en zonas estratégicas pre evaluadas y un pozo inyector en un flanco del yacimiento, que generaron un factor de recobro de petróleo de 56 % y una producción total 9 MMm³. Cabe destacar que para los pozos productores se consideró un límite económico de producción de 1000 m³/d (6289 bbl/d), 38500 m³/d (239012 bbl/d) y 1500 m³/d (9434 bbl/d) de tasa de petróleo, gas y agua respectivamente. En cuanto al pozo inyector se utilizó una tasa de agua de 2050 m³/d (12579 bbl/d). Además, con este escenario se logró aumentar el factor de recobro en un 4% respecto al caso base.

Los resultados obtenidos para este caso se muestran en la siguiente tabla 4.6:

Parámetros	(Mm3)	(Mbbbl)
Producción de petróleo acumulado	9887.25	62189
FR	56%	

Tabla 4. 6 Parámetros evaluados del Escenario 3

En las figuras 4.37 y 4.38 se muestran el histórico de producción de petróleo acumulado, así como el factor del recobro obtenido respectivamente.

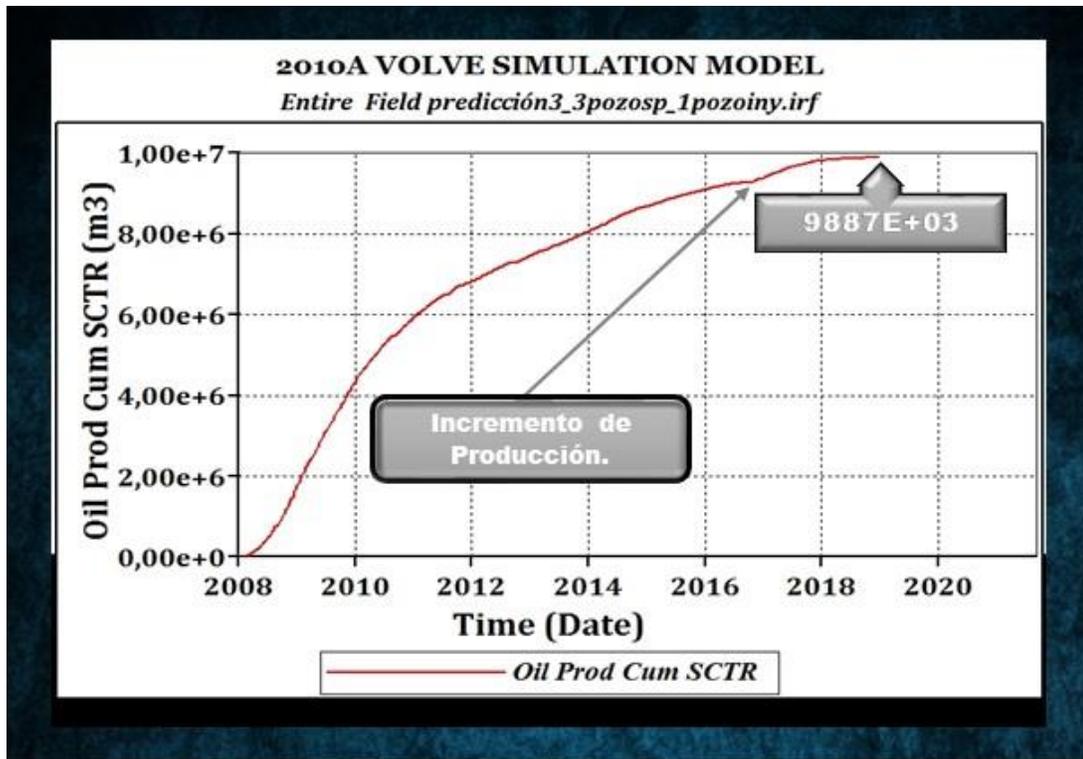


Figura 4. 37 Gráfico del histórico de producción acumulada respecto al tiempo de Escenario 3

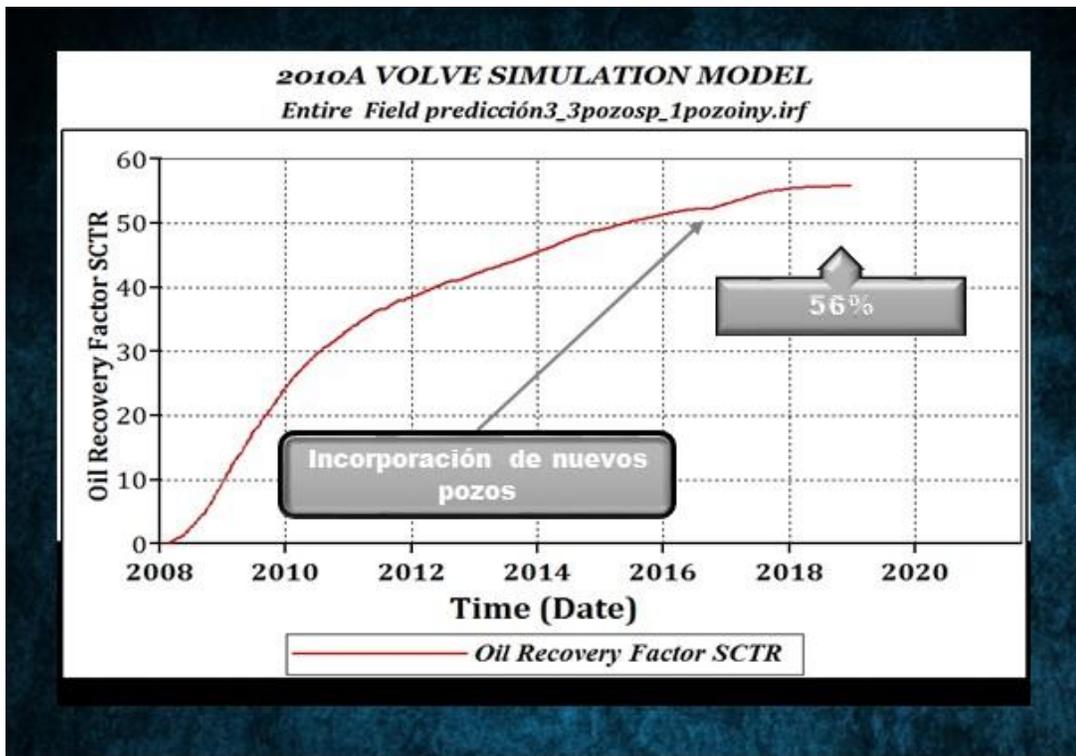


Figura 4. 38 Gráfico del histórico del factor de recobro respecto al tiempo de Escenario 3

4.12.4 Predicción 4

Para este caso se simuló el comportamiento del yacimiento con un esquema de producción de 7 pozos de los cuales 6 son productores incluyendo los 3 del escenario anterior, pero con una configuración distinta y 1 inyector. Los pozos utilizados para este esquema de explotación fueron conformados en su mayoría por pozos horizontales, ya que estos pozos permiten producir un mayor volumen de petróleo, por ende, mayor drenaje en el yacimiento debido a las características del mismo.

A diferencia del caso anterior, se cambió el valor de tasa de inyección en donde se ingresó el caudal de 1050 m³/d (6604) y el máximo caudal de petróleo de 1200 m³/d (7547).

Los resultados obtenidos para este caso se muestran en la siguiente tabla 4.7:

Parámetros	(Mm3)	(Mbbbl)
Producción de petróleo acumulado	9869.32	62076
FR	55.69%	

Tabla 4. 7 Parámetros evaluados del Escenario 4

En las figuras 4.39 y 4.40 se muestran el histórico de producción de petróleo acumulado, así como el factor del recobro obtenido respectivamente.

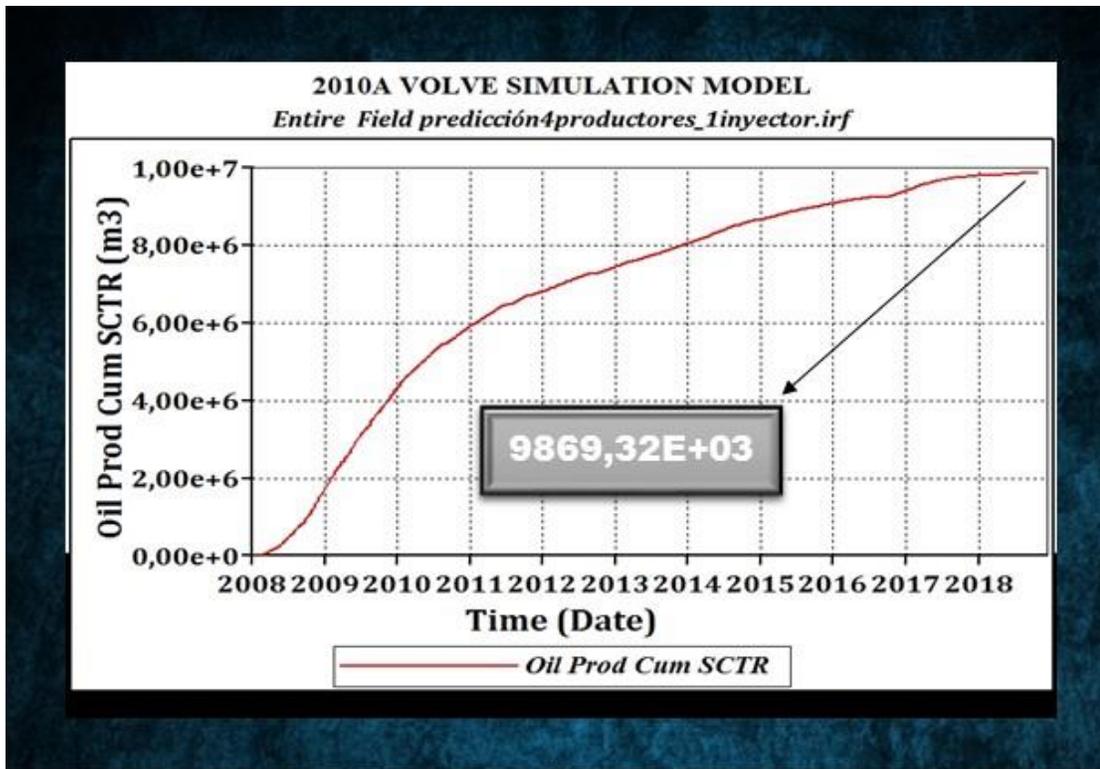


Figura 4. 39 Gráfico del histórico de producción acumulada respecto al tiempo de Escenario 4

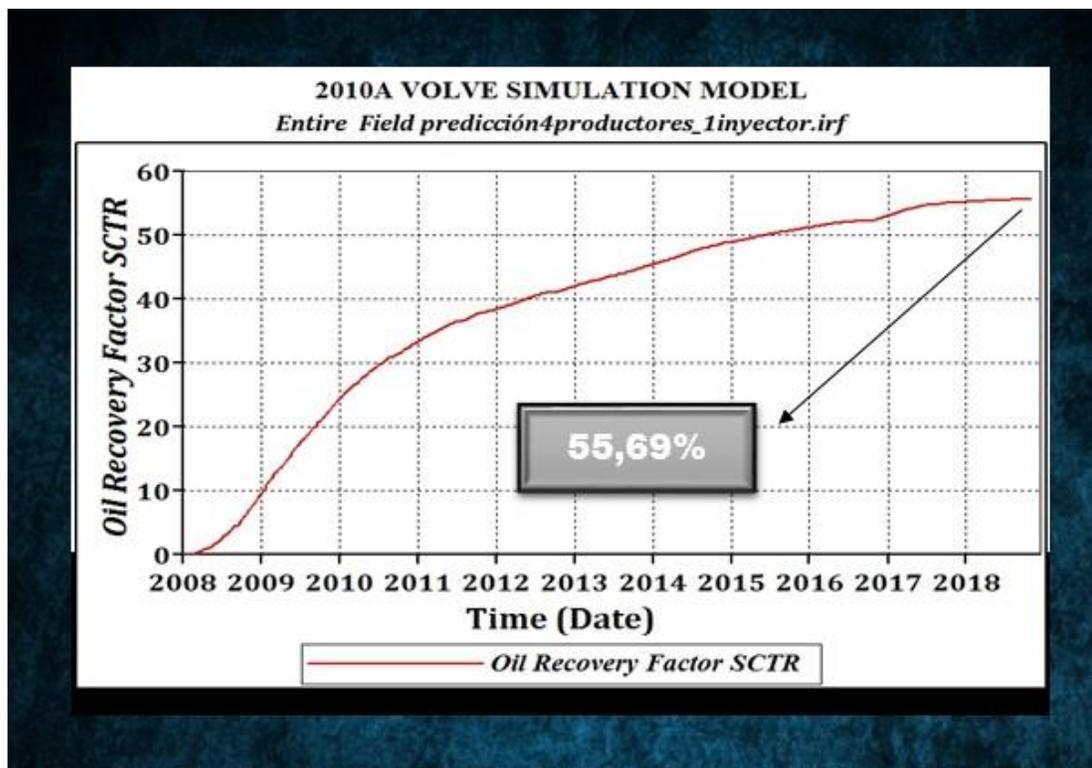


Figura 4. 40 Gráfico del histórico de factor de recobro respecto al tiempo de Escenario 4

4.12.5 Mejor Escenario de Simulación

Tomando en cuenta los parámetros de petróleo acumulado, factor de recobro y caudal de inyección, se seleccionó el caso 3 como el mejor escenario de simulación, ya que se obtiene una mayor recuperación de petróleo. La figura 4.37 representa la curva de la producción de petróleo, la cual aumentó desde inicios de la explotación, esto debido al incremento de presión por la inyección de agua. Este caso presentó el mayor factor de recobro siendo este de 56% y en comparación con el caso base que reporta una eficiencia de 52%, se logró tener un factor de recobro incremental del 4% dando como resultado el escenario óptimo para llevar a cabo este estudio. Es importante mencionar que este fue el escenario seleccionado para llevar a cabo el análisis económico.

4.13 Evaluación Económica

Una vez determinado el escenario de simulación más favorable se realizó un análisis económico con los criterios de evaluación VPN, TIR y PRI.

4.13.1 Inversión Inicial

Con base al estudio económico realizado, se determinó que la ejecución de este proyecto de inyección de agua requiere una inversión alta; ya que intervienen varios factores a ser considerados como, por ejemplo: equipo del subsuelo y superficie, equipos especiales para el tratamiento del agua de inyección, estudios previos a la ejecución del proyecto, perforación de pozos productores e inyectores, entre otros. La inversión inicial total para la ejecución del proyecto es de \$ 69 millones.

En la tabla 4.8. se expresan los costos para los diferentes activos que se requieren para llevar a cabo el proyecto. Seguidamente se presentan todas las premisas utilizadas para los cálculos de la inversión y ganancia.

Activo	Costo (\$)
Pozos Productores	30000000
Pozos Inyectores	30000000
Completaciones Inteligentes de Pozos (De dos a tres zonas)	4000000
<u>Workover</u> en los pozos	5000000
Inversión inicial Total	69000000

Tabla 4. 8 Costos de Inversión

4.13.2 Ingresos del Proyecto

Los ingresos del proyecto de inyección de agua se obtuvieron con el producto de la producción por el precio del barril de petróleo. La producción anual se obtuvo de la simulación y el precio actual de 75,85\$ se consideró con base al marcador WTI. Para la evaluación económica del proyecto se utilizó una tasa de descuento anual de 20%, los ingresos totales para cada año se encuentran en la tabla 4.9.

Año	Producción de Petróleo (Bbls)	Ingreso (\$)
0	--	--
1	3301522	250420444
2	695653	52765280.1
Total	3997175	303185724

Tabla 4. 9 Ingresos del Proyecto

4.13.3 Costos de Producción

Para obtener los costos totales del proyecto se tomaron en cuenta dos parámetros: el costo de producción por barril de petróleo y el costo de tratamiento por barril de agua inyectada. A estos valores se los multiplicó por la producción de petróleo y el caudal de inyección.

A continuación se observa en la tabla 4.10. los parámetros para el análisis económico con tasa de descuento anual del 20%, así como en la tabla 4.11. los costos totales.

Gastos Operativos	Valor
Costo de Petróleo Producido (\$/Bbl)	12
Costo de tratamiento del agua inyectada (\$/Bbl)	3

Tabla 4. 10 Parámetros con tasa de descuento anual del 20%

Año	Producción de Petróleo (Bbl)	Inyección de agua (Bbl)	Costos del Proyecto (\$)
0	--	--	69000000
1	39618264	172800	39791064
2	8347836	172800	8520636
Total	47966100	345600	117311700

Tabla 4. 11 Costos del Proyecto

4.13.4 Resultados

Con la inversión inicial, los ingresos y costos del proyecto se calcularon los flujos de fondos, VPN, TIR y PRI del proyecto con las ecuaciones 2.47, 2.48, 2.50 descritas en el capítulo II. La tabla 4.12. se muestran los flujos de fondos del proyecto con tasa de descuento anual del 20%.

Año	Costos del Proyecto (\$)	Ingresos (\$)	Flujo Neto (\$)
0	69000000	--	-5844455
1	39791064	250420444	210629380
2	8520636	52765280.1	44244644.1
Total	117311700	303185724	249029569

Tabla 4. 12 Flujo de fondos del proyecto con tasa de descuento anual del 20%

Parámetro	Valor
VPN (\$)	127802293
TIR (%)	1100%
PRI	Antes de 1 año

Tabla 4. 13 Resultados del análisis económico

4.13.5 Análisis de los resultados obtenidos

Desde el punto de vista del VPN el proyecto resulta conveniente ejecutar, ya que se obtuvo un valor mayor a cero de 127 millones de dólares para los 2 años que se desarrolló este estudio. En la figura 4.41 se representa el flujo de caja acumulado en

función del tiempo, los valores negativos representan la inversión la cual se recupera en un tiempo menor a 1 año.

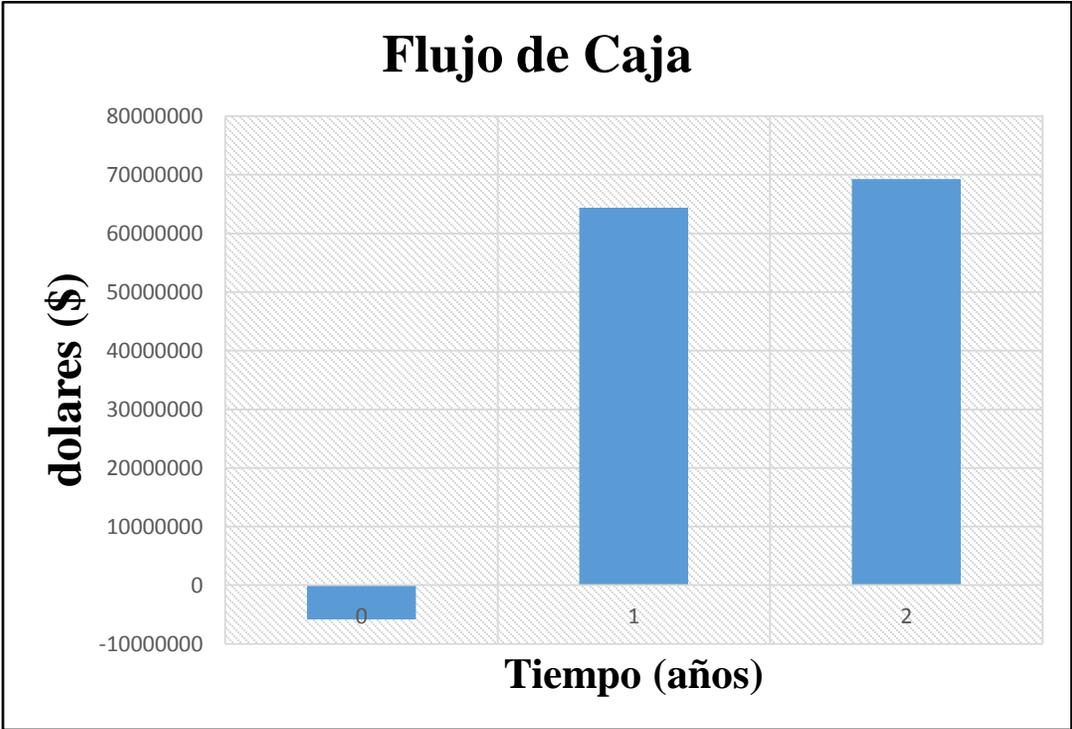


Figura 4. 41 Gráfico de flujo de caja respecto al tiempo

CONCLUSIONES

- Se pudo evidenciar que las condiciones del campo Volve a través de su modelaje estático y dinámico, representan un campo con buenas propiedades petrofísicas, con un nivel restaurado de presiones, con un volumen original en sitio y de la historia de producción/inyección, que permitieron dar avance con el proyecto en estudio.
- El acuífero asociado al yacimiento se determinó que es medianamente activo (limitado) por lo que aporta al yacimiento un empuje moderado para el recobro de los hidrocarburos.
- Solo se contó con los datos PVT reportados el modelo dinámico de simulación, por lo que no pudo ser validado los parámetros de fluidos.
- Se logró la conversión de los modelos de simulación proporcionados por Equinor de manera Exitosa.
- La selección del área piloto conto con un modelo petrofísico robusto que permitió descifrar áreas con potencial de producción para plantear los diferentes planes de explotación a través de los distintos escenarios evaluados.
- Se evaluaron 4 escenarios partiendo de un caso base mediante el cual se obtuvieron los parámetros fijos para ser evaluaros respecto a los otros casos, seguidamente se evaluó la efectividad de la incorporación de 3 pozos de avanzada y los dos últimos relacionados a la continuidad de inyección extrapolada en las áreas antes ignoradas, conservando diseño bajo el patrón de inyector productor.
- El escenario económicamente más atractivo, de los planteados, resulto ser el escenario 3, debido a que presenta mayores ganancias con un valor presente neto de 127 millones de dólares y una tasa interna de retorno mayor al 100%. A su vez este escenario es el que posee el mayor factor de recobro de petróleo de 56% aumentando en un 4% en comparación con el caso base.
- La variable que influyo más en la variación del valor presente neto es el costo del barril y la de menor influencia es el costo de operación.

- El campo Volve resulto ser un área que aún tiene un potencial de producción de crudo, lo cual lo hace muy atractivo económicamente para que siga siendo explotado con planes de desarrollo que permitan maximizar el factor de recobro como el presentado en esta investigación.

RECOMENDACIONES

1. Validar las reservas iniciales de hidrocarburos usando la ecuación de balance de materiales, así como estudiar la contribución de los diferentes mecanismos de producción en la formación Huguin usando dicha ecuación.
2. Realizar un estudio de laboratorio para obtener los datos PVT que permita validar los fluidos y lo representado ya en el modelo existente, ya que no se contó con dicha información.
3. Realizar un estudio al agua de la formación Huguin que permita determinar la salinidad de la misma, así como también al agua de la formación Utsita para determinar sus características principales, ya que el agua de ambas formaciones es utilizada para el proyecto de inyección.
4. Evaluar los pozos productores ya existentes y en caso de no presentar problemas operacionales o mecánicos evaluar las posibilidades de convertir alguno de éstos en inyector, logrando reducir costos y permitiendo optimizar la inyección de agua.
5. Realizar un análisis de flujo y mecánico al pozo productor P-f-15C para solucionar los posibles problemas que presenta, con el objetivo de reactivarlo, pudiendo aumentar la producción de crudo.
6. Generar un plan de recuperación mejorada con el objetivo de elaborar un proyecto que permita aún más explotar las reservas remanentes de la formación Huguin perteneciente al campo Volve del Mar del Norte.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Arias, F. (1999). *El Proyecto de Investigación, Guía de Elaboración*. Caracas: Episteme.
- Balestrini, M. (2001) *Como se elabora un proyecto de investigación (5ta Edición)*. Caracas: B.L Consultores Asociados.
- Carapaica, J. (2010). *ucvpetroleo*. Disponible: <http://ucvpetroleo.blogspot.com/2010/01/simulacion-de-yacimientos.html>. [Consulta: 2018, agosto 20].
- 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-produccion-en-yacimientos_22.html [Consulta: 2018, Julio 28].
- Comunidad Petrolera. [Documento en línea]. Disponible: <https://www.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/la-hora-de-hacer-el-estudio-de-algun.html> [Consulta: 2018, Julio 28].
- Craft, B. y Hawkins, M (1997). *Ingeniería aplica de yacimientos petrolíferos*. Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana.
- Escobar, F. H. (2000). *Fundamento de Ingeniería de yacimiento*. Madrid: Editorial Tecnos.
- Edgar A., Mayorga C. Carlos H. Mora C., Rubén H. Castro G., Anibal O. Rodríguez., y Edwin Rodríguez (2010). *Predicción del Proceso de Inyección de Agua Mediante Simulación Analítica: Sector Norte del Campo Lisama, Formación Mugrosa, Método Craig Geffen & Morse*. Revista de Investigación. Universidad de América.

Disponible:<http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/800/1/2011639X-2010-1-IP.pdf>. [Consulta: 2018, agosto 1].

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: 2018, Julio 15].

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

Farias, (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.

Da Silva. Universidad Central de Venezuela. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Guía de ingeniería de yacimiento.

José Luis Vázquez Dols . (2018). [Documento en línea]. Disponible: <https://www.eadic.com/tipos-de-yacimientos-de-petroleo/> [Consulta: 2018, Julio 28].

Magdalena, F. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, Capítulo 2*.

Morales B. Omar E (2014). *Estimación del factor de recobro de petróleo mediante la inyección de agua en el yacimiento ib / bs 101 del campo Boscán* [Tesis en línea]. Trabajo de Grado publicado, Universidad Central de Venezuela. Disponible: <http://saber.ucv.ve/bitstream/123456789/6785/1/TESIS.pdf> .[Consulta: 2018, Julio 30].

Noruego Petróleo. Volve. [Documento en línea]. Disponible: <https://www.norskpetroleum.no/en/facts/field/volve/> . [Consulta: 2018, Julio 28].

Offshore technology. *Volve Oil Field, Mar del Norte*. [Documento en línea]. Disponible: <https://www.offshore-technology.com/projects/volve-oil-field-north-sea/>. [Consulta: 2018, agosto 28].

Petrofaq. *Volve Field Open Data*. [Documento en línea]. Disponible: http://petrofaq.org/wiki/Volve_Field_Open_Data. [Consulta: 2018, Julio 28].

Sullivan, Wicks, Luxhoj, (2004). [Documento en línea]. Disponible: <https://erods.files.wordpress.com/2013/02/ingenieria-economica-de-degarmo.pdf> [Consulta: 2018, Julio 28].

Universidad Central de Venezuela. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Clases Globales de la Asignatura Ingeniería de yacimientos II. Caracas.

Universidad Central de Venezuela. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Clases Globales de la Asignatura Ingeniería de yacimientos III. Caracas.

Universidad Central de Venezuela. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Clases Globales de la Asignatura Ingeniería de yacimientos V. Caracas.

APÉNDICE A

Continuación del estado de los estrados de cada pozo.

Leyenda			
P1	I-F-1B_ij	P7	P-F-12
P2	I-F-4_ij	P8	P-F-14
P3	I-F-5_ij	P9	P-F-15C
P4	P-F-1C	P10	P-F-15D
P5	P-F-5	P11	PIL-N
P6	P-F-11B	P12	PIL-NW

E/P	Estrato/Pozos.
C	Cañoneado.
N	No Cañoneado.
(-)	Zona no perforada

E/P	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	P11	P12
11	N	N	N	N	N	N	N	C	C	N	-	-
12	N	N	N	N	C	N	N	C	C	N	-	-
13	N	N	N	N	C	N	N	C	C	C	-	-
14	N	N	N	N	C	N	N	C	C	N	-	-
15	N	N	N	N	N	N	N	C	C	N	-	-
16	C	N	N	N	-	N	N	C	C	N	-	-
17	C	N	N	N	-	N	N	C	C	N	-	-

18	C	N	N	N	-	N	N	N	C	N	-	-
19	C	C	N	N	-	N	N	N	C	N	-	-
20	C	C	N	N	-	N	N	N	C	N	-	-
21	C	C	N	N	-	N	N	N	C	N	-	-
22	C	C	N	N	-	N	N	N	C	N	-	-
23	C	C	N	N	-	N	N	N	C	N	-	-
24	C	C	N	N	-	N	N	N	C	C	-	-
25	C	C	N	N	-	N	N	N	C	N	-	-
26	C	C	N	N	-	N	N	N	C	N	-	-
27	C	C	N	N	-	N	N	N	C	N	-	-
28	C	C	N	N	-	N	N	N	C	N	-	-
29	C	C	N	N	-	N	N	N	C	N	-	-
30	C	C	N	N	-	N	N	N	C	N	-	-
31	C	C	N	N	-	N	N	N	C	N	-	-
32	C	C	N	N	-	N	N	N	C	N	-	-
33	C	C	N	N	-	N	N	N	C	N	-	-
34	N	C	N	N	-	N	N	N	C	N	-	-
35	N	C	N	N	-	N	N	N	C	N	-	-
36	N	C	N	N	-	N	N	N	N	N	-	-
37	N	C	N	N	-	N	N	N	N	N	-	-

38	N	C	N	N	-	N	N	N	N	N	-	-
39	N	C	N	N	-	N	N	N	N	N	-	-
40	N	C	N	N	-	N	N	N	N	N	-	-
41	N	C	N	N	-	N	N	N	N	N	-	-
42	N	C	N	N	-	N	N	N	N	C	-	-
43	C	C	N	N	-	N	N	N	N	N	-	-
44	C	C	N	N	-	N	N	N	N	N	-	-
45	C	C	N	N	-	N	N	N	N	N	-	-
46	C	C	N	N	-	N	N	N	N	N	-	-
47	C	C	N	N	-	N	N	N	N	C	-	-
48	C	C	N	N	-	N	N	N	N	N	-	-
49	C	C	N	N	-	N	N	N	N	N	-	-
50	C	C	N	N	-	N	N	N	N	N	-	-
51	C	C	N	C	-	C	N	N	N	C	-	-
52	C	C	N	N	-	N	N	N	N	N	-	-
53	C	C	N	N	-	N	N	N	N	N	-	-
54	C	C	N	N	-	N	N	N	-	N	-	-
55	C	C	N	N	-	N	N	N	-	N	-	-
56	C	C	N	N	-	N	N	N	-	N	-	-
57	C	N	N	N	-	N	-	N	-	N	-	-

58	C	C	N	N	-	N	-	N	-	N	-	-
59	-	C	N	N	-	C	-	N	-	N	-	-
60	-	C	N	N	-	N	-	N	-	N	-	-
61	-	C	N	C	-	N	-	N	-	N	-	-
62	-	C	N	C	-	N	-	N	-	N	-	-
63	-	C	N	C	-	N	-	N	-	N	-	-
64	-	C	N	N	-	N	-	N	-	N	-	-
65	-	-	-	N	-	C	-	N	-	N	-	-
66	-	-	-	C	-	N	-	N	-	N	-	-
67	-	-	-	N	-	N	-	N	-	C	-	-
68	-	-	-	N	-	C	-	N	-	N	-	-
69	-	-	-	N	-	N	-	N	-	N	-	-
70	-	-	-	N	-	C	-	N	-	N	-	-
71	-	-	-	C	-	N	-	N	-	N	-	-
72	-	-	-	N	-	N	-	N	-	N	-	-
73	-	-	-	N	-	N	-	N	-	C	-	-
74	-	-	-	N	-	N	-	N	-	N	-	-
75	-	-	-	N	-	C	-	N	-	N	-	-
76	-	-	-	C	-	N	-	N	-	C	-	-
77	-	-	-	C	-	C	-	N	-	N	-	-

78	-	-	-	C	-	N	-	N	-	N	-	-
79	-	-	-	N	-	N	-	N	-	N	-	-
80	-	-	-	N	-	N	-	N	-	N	-	-
81	-	-	-	C	-	N	-	N	-	C	-	-
82	-	-	-	C	-	N	-	N	-	N	-	-
83	-	-	-	C	-	N	-	N	-	N	-	-
84	-	-	-	N	-	N	-	N	-	C	-	-
85	-	-	-	N	-	N	-	N	-	N	-	-
86	-	-	-	N	-	C	-	N	-	N	-	-
87	-	-	-	C	-	C	-	N	-	-	-	-
88	-	-	-	C	-	C	-	N	-	-	-	-
89	-	-	-	C	-	N	-	N	-	-	-	-
90	-	-	-	N	-	C	-	N	-	-	-	-
91	-	-	-	N	-	C	-	N	-	-	-	-
92	-	-	-	C	-	-	-	N	-	-	-	-
93	-	-	-	C	-	-	-	N	-	-	-	-
94	-	-	-	C	-	-	-	N	-	-	-	-
95	-	-	-	C	-	-	-	N	-	-	-	-
96	-	-	-	N	-	-	-	N	-	-	-	-
97	-	-	-	N	-	-	-	N	-	-	-	-

98	-	-	-	C	-	-	-	N	-	-	-	-
99	-	-	-	C	-	-	-	N	-	-	-	-
100	-	-	-	C	-	-	-	N	-	-	-	-
101	-	-	-	C	-	-	-	N	-	-	-	-
102	-	-	-	C	-	-	-	N	-	-	-	-
103	-	-	-	C	-	-	-	N	-	-	-	-
104	-	-	-	N	-	-	-	N	-	-	-	-
105	-	-	-	C	-	-	-	N	-	-	-	-
106	-	-	-	-	-	-	-	N	-	-	-	-
107	-	-	-	-	-	-	-	N	-	-	-	-
108	-	-	-	-	-	-	-	N	-	-	-	-
109	-	-	-	-	-	-	-	N	-	-	-	-
110	-	-	-	-	-	-	-	N	-	-	-	-
111	-	-	-	-	-	-	-	N	-	-	-	-
112	-	-	-	-	-	-	-	N	-	-	-	-
113	-	-	-	-	-	-	-	N	-	-	-	-
114	-	-	-	-	-	-	-	N	-	-	-	-
115	-	-	-	-	-	-	-	N	-	-	-	-
116	-	-	-	-	-	-	-	N	-	-	-	-
117	-	-	-	-	-	-	-	N	-	-	-	-

118	-	-	-	-	-	-	-	N	-	-	-	-
119	-	-	-	-	-	-	-	N	-	-	-	-
120	-	-	-	-	-	-	-	N	-	-	-	-
121	-	-	-	-	-	-	-	N	-	-	-	-
122	-	-	-	-	-	-	-	N	-	-	-	-
123	-	-	-	-	-	-	-	N	-	-	-	-

Tabla 4.14 Estado de los estrados de cada pozo