

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN
SECUNDARIA MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA
SALADA EN EL YACIMIENTO OFIE NZZ0035
DEL CAMPO NORTE ZUATA**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Pereira F., Braz A.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, octubre 2017

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN
SECUNDARIA MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA
SALADA EN EL YACIMIENTO OFIE NZZ0035
DEL CAMPO NORTE ZUATA**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Yujeisly Reina

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. María Salazar

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Pereira F., Braz A.
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, octubre 2017

Caracas, octubre 2017

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 Br. Braz Antonio Pereira Feiteira, titulado:

**"EVALUACIÓN DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN
SECUNDARIA MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA
SALADA EN EL YACIMIENTO OFIE NZZ0035
DEL CAMPO NORTE ZUATA"**

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. Luis Basabe

Jurado



Prof. Edgar Hernández

Jurado



Prof. Yujeisly Reina

Tutora Académica

DEDICATORIA

A mi madre Celeste y a mi padre Braz

Mis hermanos Jacinta y Chui

Mis abuelos Carmen, María, Antonio y Braz

Y a todo mi círculo íntimo

Siempre con la vista en el horizonte...

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Central de Venezuela, la casa que vence la sombra, por formarme profesionalmente como individuo, siempre con criterio y ética.

A Petrolera Indovenezolana, por la oportunidad de desarrollar este tema de investigación y tener la primera experiencia con el mundo profesional.

A la Prof. Yujeisly Reina, por compartir sus conocimientos y aconsejarme en el desarrollo de este trabajo.

A las Ingenieras Ana Fuenmayor, María Rojas y María Salazar, por el apoyo irrestricto recibido durante la realización de la investigación.

Y en general a todo mi círculo íntimo, quienes siempre ofrecieron su ayuda y me apoyaron en esta etapa incondicionalmente.

Pereira F. Braz A.

**EVALUACIÓN DEL PROCESO DE RECUPERACIÓN
SECUNDARIA MEDIANTE INYECCIÓN DE AGUA
SALADA EN EL YACIMIENTO OFIE NZZ0035
DEL CAMPO NORTE ZUATA**

**Tutor Académico: Prof. Yujeisly Reina. Tutor Industrial: Ing. María Salazar.
Trabajo Especial de Grado. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de
Ingeniería de Petróleo. 2017, n° pág. (93).**

Palabras Claves: Recuperación Secundaria de Petróleo, Inyección de Agua, Simulación Numérica, Yacimiento – Estudios Integrados.

Resumen: El objetivo principal de esta investigación fue la evaluación del proceso de inyección de agua salada que permitiera optimizar el recobro de las reservas remanentes en el Yacimiento OFIE NZZ0035 del Campo Norte Zuata; para lograrlo, se inició con un análisis del marco geológico, destacando un yacimiento poco consolidado de excelente porosidad y permeabilidad, depositado en un ambiente deltaico con influencia de marea y enmarcado en un homoclinal de suave buzamiento al norte. Luego, se procedió a la validación del histórico de presión y producción de fluidos del yacimiento utilizando el simulador de petróleo negro IMEX para así, evaluar distintos escenarios de inyección de agua que permitiera optimizar el proceso, obteniendo que mediante la aplicación de la inyección a 1.530 lpc de presión de fondo fluuyente en un arreglo irregular de ocho pozos verticales dispuestos en zonas con buena capacidad de flujo permite obtener un factor de recobro de 23,171 %, lo cual representa 13.230,9 M BN adicionales con respecto al escenario por agotamiento y un aumento de 7.247,3 M BN en relación con el escenario de inyección periférica propuesto en trabajos previos a esta investigación.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS	v
ÍNDICE GENERAL	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	xiv
ÍNDICE DE TABLAS	xvi
LISTA DE ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS	xvii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
GENERALIDADES DE LA INVESTIGACIÓN	3
1.1 Planteamiento del problema	3
1.2 Antecedentes	4
1.3 Objetivos de la investigación	5
1.3.1 Objetivo general	5
1.3.2 Objetivos específicos	5
1.4 Justificación de la investigación.....	6
1.5 Alcance.....	7
CAPÍTULO II.....	8
MARCO TEÓRICO.....	8
2.1 Ubicación del área de estudio.....	8
2.2 Producción primaria, secundaria y terciaria	9

2.3	Mecanismos de producción primaria	9
2.3.1	Expansión de la roca y de los fluidos	9
2.3.2	Empuje por gas en solución	10
2.3.3	Empuje por capa de gas	10
2.3.4	Segregación gravitacional	10
2.3.5	Empuje hidráulico.....	11
2.3.6	Empuje combinado	12
2.4	Recuperación secundaria.....	12
2.5	Inyección de agua	12
2.6	Tipos de inyección	13
2.6.1	Inyección periférica o externa	13
2.6.1.1	Ventajas.....	13
2.6.1.2	Desventajas	14
2.6.2	Inyección en arreglos o dispersas	14
2.6.2.1	Ventajas.....	15
2.6.2.2	Desventajas	15
2.7	Etapas de la inyección de agua	16
2.7.1	Condiciones iniciales previas a la inyección de agua	16
2.7.2	La invasión	16
2.7.3	Ruptura.....	17
2.7.4	Posterior a la ruptura.....	17
2.8	Factores que controlan la recuperación por inyección de agua.....	17
2.8.1	Profundidad del yacimiento	17
2.8.2	Localización y arreglos de los pozos	17
2.8.3	Permeabilidad de la roca	18

2.8.3.1	Magnitud de la permeabilidad	18
2.8.3.2	Variación de la permeabilidad.....	18
2.8.4	Mojabilidad de la roca	18
2.8.5	Saturación de gas inicial	19
2.8.6	Saturación de petróleo	19
2.8.7	Saturación de agua.....	19
2.8.8	Razón de movilidad	19
2.8.9	Viscosidad del petróleo	20
2.8.10	Tasa de inyección y buzamiento de la formación	20
2.9	Teoría de desplazamiento.....	21
2.10	Consideraciones al diseñar proyectos de inyección de agua	23
2.10.1	Selección de los fluidos de inyección	23
2.10.1.1	Disponibilidad	23
2.10.1.2	Inyectividad de los fluidos	23
2.10.1.3	Eficiencia de desplazamiento	24
2.10.1.4	Eficiencia de barrido.....	24
2.10.1.5	Facilidades en superficie.....	24
2.10.1.6	Costos.....	24
2.10.2	Presión de inyección	24
2.10.3	Tasa de inyección	25
2.10.4	Localización de pozos.....	25
2.11	Problemas asociados a la inyección de agua en el yacimiento	26
2.11.1	Arenas de poca permeabilidad	26
2.11.2	Formaciones arcillosas.....	26
2.11.3	Conificación de un acuífero	26
2.11.4	Canalización a través de zonas de alta permeabilidad.....	27

2.11.5	Adedamiento	27
2.11.6	Fracturas fuera de la zona de petróleo	27
2.12	Caracterización integrada de yacimientos	27
2.12.1	Modelo estático	28
2.12.1.1	Modelo estructural.....	28
2.12.1.2	Modelo estratigráfico.....	29
2.12.1.3	Modelo sedimentológico.....	29
2.12.1.4	Modelo petrofísico.....	29
2.12.1.5	Modelo de fluidos.....	30
2.12.1.6	Modelo Geoestadístico	30
2.12.2	Modelo dinámico.....	30
2.12.3	Modelos numéricos de simulación de yacimientos	31
2.13	Simulación de yacimientos.....	31
2.14	Aplicaciones de la simulación de yacimientos	32
2.14.1	Planificación de escenarios de desarrollo	32
2.14.2	Esquemas de producción y estimaciones de reservas.....	32
2.14.3	Seguimiento del yacimiento.....	33
2.14.4	Distribución de producción.....	33
2.15	Tipos de simuladores.....	33
2.15.1	Simulador de petróleo negro	33
2.15.2	Simulador composicional.....	34
2.15.3	Simulador térmico	34
2.15.4	Simulador de líneas de flujo.....	34
2.16	Etapas de la Simulación de Yacimientos.....	34
2.16.1	Adquisición, revisión y validación de data	35

2.16.2	Diseño del modelo	35
2.16.3	Inicialización	36
2.16.4	Cotejo histórico	36
2.16.5	Predicciones	36
CAPÍTULO III		37
MARCO METODOLÓGICO		37
3.1	Tipo de investigación.....	37
3.2	Diseño de la investigación	37
3.3	Población y muestra.....	38
3.4	Instrumentos a utilizar para la recolección de datos	38
3.5	Procedimiento experimental.....	40
3.5.1	Descripción del modelo estático del Yacimiento OFIE NZZ0035	40
3.5.2	Construcción del mallado de simulación	41
3.5.3	Integración de los datos dinámicos.....	41
3.5.4	Inicialización	41
3.5.5	Cotejo histórico	42
3.5.6	Predicciones	42
CAPÍTULO IV		44
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....		44
2.17	Descripción del modelo estático del Yacimiento OFIE NZZ0035	44
4.2.1	Modelo estructural.....	44
4.2.2	Modelo estratigráfico	46
4.2.2.1	Formación Hato Viejo	48
4.2.2.2	Formación Carrizal	48

4.2.2.3	Formación Canoa.....	48
4.2.2.4	Formación Tigre	49
4.2.2.5	Formación Merecure.....	49
4.2.2.6	Formación Oficina	49
4.2.2.7	Formación Freites	50
4.2.3	Modelo sedimentológico.....	50
4.2.4	Modelo petrofísico.....	51
4.2.5	Modelo de fluidos	52
4.2.5.1	Propiedades PVT	52
4.2.5.2	Propiedades roca– fluido.....	54
4.2.6	Modelo geoestadístico y mallado	55
2.18	Validación del modelo dinámico del Yacimiento OFIE NZZ0035	57
4.3.1	Inicialización	57
4.3.2	Cotejo histórico	58
4.3.2.1	Comportamiento de presión del Yacimiento OFIE NZZ0035	58
4.3.2.2	Comportamiento de producción del Yacimiento OFIE NZZ0035	59
4.3.2.3	Cotejo histórico de la presión promedio	61
4.3.2.4	Cotejo histórico de producción de fluidos	63
2.19	Predicciones	65
4.4.1	Evaluación de las diferentes configuraciones de los pozos inyectoras ...	69
4.4.2	Evaluación de los distintos esquemas de inyección.....	71
4.4.3	Ubicación de los pozos inyectoras	74
4.4.4	Evaluación de la presión de inyección óptima.....	76
4.4.5	Pronósticos finales	78
CONCLUSIONES.....		81
RECOMENDACIONES.....		83

BIBLIOGRAFÍA	84
APÉNDICE	86
Apéndice A	86
Modelo de interacción roca – fluido con curvas desnormalizadas	86
Apéndice B	89
Intervalo de completación y fechas de apertura y cierre de los pozos productores del Yacimiento OFIE NZZ0035	89
Apéndice C	90
Mapa de saturación de agua resultante al finalizar la simulación con los respectivos pozos por escenario estudiado	90

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1. Ubicación del área de estudio.....	8
Figura N° 2. Eficiencia de recobro de los distintos mecanismos de producción primaria	11
Figura N° 3. Yacimientos sometidos a inyección periférica o externa de agua	13
Figura N° 4. Inyección en arreglo de 5 pozos	15
Figura N° 5. Distribución de la saturación del frente de agua según Welge	23
Figura N° 6. Etapas y aplicaciones del estudios integrado de yacimientos	28
Figura N° 7. Etapas de la simulación de yacimientos.....	35
Figura N° 8. Procedimiento experimental de la investigación	43
Figura N° 9. Poligonales de los cubos sísmicos	44
Figura N° 10. Relieve estructural y planos de falla del campo Norte Zuata.....	45
Figura N° 11. Columna estratigráfica del campo Norte Zuata.....	47
Figura N° 12. Mapa de facie de la Arena E	51
Figura N° 13. Prueba de la linealidad de la Función Y	54
Figura N° 14. Modelo estructural del Yacimiento OFIE NZZ0035	55
Figura N° 15. Modelado de porosidad del Yacimiento OFIE NZZ0035.....	56
Figura N° 16. Modelo de permeabilidad del Yacimiento OFIE NZZ0035	56
Figura N°17. Modelado de facies presentes en el Yacimiento OFIE NZZ0035	57

Figura N° 18. Comportamiento histórico de la presión del Yacimiento OFIE NZZ0035	58
Figura N° 19. Comportamiento histórico de producción de petróleo del Yacimiento OFIE NZZ0035.....	59
Figura N° 20. Comportamiento histórico de producción de gas del Yacimiento OFIE NZZ0035	60
Figura N° 21. Comportamiento histórico de producción de agua del Yacimiento OFIE NZZ0035	60
Figura N° 22. Cotejo histórico de presión estática del Yacimiento OFIE NZZ0035 .	62
Figura N° 23. Cotejo histórico de producción de petróleo del Yacimiento OFIE NZZ0035	63
Figura N° 24. Cotejo histórico de producción gasífera del Yacimiento OFIE NZZ0035	64
Figura N° 25. Cotejo histórico de producción de agua del Yacimiento OFIE NZZ0035	64
Figura N° 26. Curva de flujo fraccional según tipo de roca	66
Figura N° 26. Recobro por agotamiento y por caso base de inyección de agua.....	68
Figura N° 27. Inyectividad de los pozos verticales y horizontales de inyección.....	71
Figura N° 28. Ubicación gráfica de los pozos en el Yacimiento OFIE NZZ0035	76
Figura N° 29. Factor de recobro de los tres escenarios de explotación	79
Figura N° 30. Comportamiento de la presión estática por agotamiento y al inyectar agua salada	80

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1. Desarrollo experimental de los modelos petrofísicos	52
Tabla N° 2. Valores promedios de los modelos petrofísicos	52
Tabla N° 3. Parámetros y valores de corte petrofísicos	52
Tabla N° 4. Resultados prueba de liberación diferencial.....	53
Tabla N° 5. Prueba de la desigualdad	54
Tabla N° 6. Puntos extremos para el modelo de interacción roca – fluido.....	55
Tabla N° 7. Validación del modelo estático.....	57
Tabla N° 8. Características del acuífero analítico tipo Fetkovitch modelado.	62
Tabla N° 9. Variables del cálculo de razón de movilidad por cada tipo de roca.....	66
Tabla N° 10. Producción de fluidos por agotamiento y caso base de inyección	67
Tabla N° 11. Evaluación de los pies completados en los pozos horizontales de inyección	69
Tabla N° 12. Producción de petróleo por caso de configuración de inyectores	70
Tabla N° 13. Factor de recobro de los distintos esquemas de inyección	73
Tabla N° 14. Ubicación original y modificada del pozo inyector NZZ 360I.....	75
Tabla N° 15. Ubicación optimizada de los pozos inyectores a emplear	75
Tabla N° 16. Factor de recobro por presión de inyección.....	77
Tabla N° 17. Producción de fluidos de los tres escenarios de explotación	79

LISTA DE ABREVIATURAS Y SÍMBOLOS

Abreviatura – Símbolo	Significado
km ²	kilómetros cuadrados
km	kilómetros
POES	petróleo original en sitio
M	mil
MM	millones
BN	mil barriles a condiciones normales
°API	grados API (American Petroleum Institute)
BN	barriles a condiciones normales
%	tanto por ciento
ppm	partes por millón
cP	centipoises
GOES	gas original en sitio
BCP	bombas de cavidades progresivas
BY	barriles a condiciones de yacimiento
mD	miliDarcy
PCY	pies cúbicos a condiciones de yacimiento
PCN	pies cúbicos a condiciones normales

S_{wc}	saturación de agua connata
S_{orw}	saturación de petróleo residual para agua
S_{org}	saturación de petróleo residual para gas
K_{rw}	permeabilidad relativa del agua
K_{row}	permeabilidad relativa del petróleo para agua
K_{rg}	permeabilidad relativa del gas
K_{rog}	permeabilidad relativa del petróleo para gas
$<$	menor que
$>$	mayor que
\geq	mayor o igual que
\leq	menor o igual que
lpc	libras por pulgada cuadrada
d	días
NTG	<i>net to gross</i>
Δ	variación
P	presión
β_o	factor volumétrico del petróleo
β_g	factor volumétrico del gas
R_s	relación gas – petróleo disuelto
m	metros

INTRODUCCIÓN

A partir de que Edwin Drake completó el primer pozo productor de petróleo en Titusville, Pensilvania, el desarrollo de la industria petrolera ha sido constante en sintonía con el aumento del consumo de petróleo, todo esto producto del avance tecnológico y del aumento vigoroso de la población mundial demandante de mayores recursos energéticos. Ante esta necesidad de lograr el mayor recobro de petróleo posible de los yacimientos explotados, la industria petrolera ha desarrollado diversas técnicas de recobro adicional, desde las más sencillas hasta las más sofisticadas para así lograr cumplir con las exigencias energéticas mundiales; una de éstas técnicas es el proceso de inyección de agua.

En 1865 en la ciudad de Pithole, al oeste de Pennsylvania, se implementó por primera vez la inyección de agua, observándose una mejora considerable en la producción del campo. A raíz de este evento, la aplicación y estudio de este método de recuperación adicional fue creciendo y expandiéndose por todo el mundo, ya para 1907, en el Campo Bradford se estaba realizando el primer patrón de flujo de inyección de agua con un apreciable impacto en la producción de petróleo de la zona. En Venezuela, las primeras experiencias se remontan al año de 1959, cuando se inyectaba las aguas efluentes de los yacimientos del lago de Maracaibo para disposición y el mantenimiento de presión, pero no fue hasta 1966 en el Campo Oficina que se realizó el primer proceso de inyección de agua; a partir de ese momento, fue aplicándose con mayor frecuencia este método de recobro adicional y ya en el año de 1979 se estaba realizando la inyección de agua mediante arreglos en la cuenca de Maracaibo.

Para el año 2007, motivado a lograr un mayor desarrollo de las más grandes reservas de petróleo conocidas a nivel mundial, la Faja Petrolífera del Orinoco es nacionalizada y empieza a ser desarrollada por las distintas empresas mixtas que allí operan. Para lograr los objetivos propuestos, se han propuestos diversos métodos de recuperación que van desde emplear recuperación secundaria hasta recuperación

mejorada que logren efectivamente alcanzar un mayor desarrollo de los campos, tomando en cuenta la naturaleza densa y viscosa del petróleo pesado y extrapesado de la zona.

En el siguiente trabajo, a través de las herramientas de simulación numérica que actualmente se disponen para realizar estudios integrados de yacimientos, se evaluó el proceso de inyección de agua a ser empleado en el Yacimiento OFIE NZZ0035, perteneciente al Bloque Junín de la Faja Petrolífera del Orinoco, con motivo de garantizar el mayor recobro posible del yacimiento agotado actualmente, estableciendo las mejores condiciones técnicas para llevar a cabo este proyecto y lograr los objetivos propuestos por esta investigación.

CAPÍTULO I

GENERALIDADES DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Planteamiento del problema

Con motivo de desarrollar la producción de la Faja Petrolífera del Orinoco, el Campo Norte Zuata (área San Cristóbal), de 160,18 km² y ubicado a unos 10 km al suroeste de la Ciudad de Pariaguán, Estado Anzoátegui, fue asignado en el año 2008 a la Empresa Mixta Petrolera Indovenezolana, El campo cuenta con los yacimientos de crudo pesado OFIE NZZ0035, OFIF,G NZZ0035, OFIH SCR 2X, OFIH NZZ0281 y OFIG NZZ001 respectivamente.

El Yacimiento OFIE NZZ0035 posee un POES de 136 MM BN y un crudo de 15,5 °API, empezó su producción en diciembre de 2005 con una tasa de petróleo de 1.149 BN/d, a partir del 2008, Petrolera Indovenezolana empieza a desarrollar el yacimiento alcanzando un pico de producción de petróleo de 7.340 BN/d en octubre de 2008; a partir de ese momento, la producción de petróleo declinó en el tiempo, obteniendo según la data más reciente para el mes de febrero de 2017 una producción de 1.781 BN/d de petróleo, evidenciando así la declinación de la producción de petróleo del yacimiento por agotamiento natural.

Con el fin de evitar la caída pronunciada de la presión de yacimiento y aumentar el factor de recobro esperado, el cual fue estimado en 13,8 %, Petrolera Indovenezolana aprobó la realización de un proceso de recuperación secundaria que consiste en inyectar agua salada al Yacimiento OFIE NZZ0035. Para ello, se realizó la caracterización de las propiedades de la arena de interés para así realizar un estudio de simulación numérica, permitiendo determinar el esquema de inyección de agua salada más óptimo a emplear y visualizar las predicciones de la implementación de dicho método.

En la siguiente investigación, se plantea la evaluación del proceso de recuperación secundaria mediante inyección de agua salada en el Yacimiento OFIE NZZ0035 del Campo Norte Zuata, utilizando la herramienta de simulación numérica IMEX de alto desempeño para petróleos negros, la cual permite la obtención de resultados a corto, mediano y largo plazo, evaluando así a través de análisis de sensibilidades las diferentes configuraciones de pozos inyectoros, los distintos patrones de inyección de agua, el espaciamiento óptimo entre pozos inyectoros y productores, y la presión de inyección optima, de tal manera que se proponga el mejor escenario posible a fin de maximizar el factor de recobro esperado del yacimiento.

1.2 Antecedentes

PDVSA – CEIYO, (2010), realizó un estudio de yacimiento de los modelos geológicos de 34 niveles que conforman la columna estratigráfica del Campo Norte Zuata. Se estableció los modelos estructurales, estratigráficos, sedimentológicos y petrofísicos de las Arenas Basales D, E, F, G, H y I pertenecientes a la Formación Oficina y Merecure, además se interpretó la sísmica 3D, la cual fue integrada con los modelos anteriores para la generación de los modelos estocásticos 3D, de esta manera y a través del modelo dinámico, se cuantificó el Petróleo Original en Sitio (POES) y el Gas Original en Sitio (GOES) para determinar las reservas del área de estudio. Finalmente se estudió la aplicación de inyección de agua salada en las periferias del yacimiento y de un polímero de 800 ppm y 10 cP, obteniendo un factor de recobro para el campo de 18 % y 26,6% respectivamente, sin embargo, el segundo caso fue idealizado, ya que no se consideró el efecto de adsorción y no se han hecho pruebas de laboratorio que determinen la compatibilidad de fluidos, por lo que fue seleccionado la inyección de agua salada como método de recuperación adicional.

SCHLUMBERGER, (2013), actualizó la caracterización de los modelos estáticos y dinámicos de los Yacimientos E, F, G y H pertenecientes a la Formación Oficina del Campo Norte Zuata. En el estudio, a través de la información disponible en sísmica 3D, registros de pozos, mediciones de presión y datos de producción, se generó un

modelo consistente destinado a la planificación de mecanismos que logren incrementar la producción del campo, además, se construyó un modelo 3D utilizando información y análisis de estratigrafía, sedimentología, petrofísica, geofísica, ingeniería de yacimientos y geoestadística.

MINPRO, (2015), revisó y actualizó los modelos geológicos del Yacimiento OFIE NZZ0035 del Campo Norte Zuata con el fin de optimizar la explotación de sus reservas remanentes y dar respuesta a la problemática de la alta producción de agua de los yacimientos. Se realizó la actualización de los modelos estructurales, estratigráficos, sedimentológicos y petrofísicos del yacimiento, incorporando los datos sísmicos y de núcleos existentes, los cuales permitieron el diseño del geomodelado en plataforma 3D. Por último se estableció las tendencias del flujo de fluidos y de presión del yacimiento en base a la historia de producción de petróleo, gas y agua, concluyendo que el mecanismo principal de producción es expansión de roca y fluidos, y que la alta producción de agua observada en algunos pozos es producto de canalización preferencial del agua por la tasa de operación de las BCP, la cual está por encima de la capacidad de aporte del yacimiento, generando caídas bruscas en la tasa de producción de petróleo y que a su tiempo favorece la movilidad del agua.

1.3 Objetivos de la investigación

1.3.1 Objetivo general

Evaluar el proceso de recuperación secundaria mediante la inyección de agua salada en el Yacimiento OFIE NZZ0035 del Campo Norte Zuata.

1.3.2 Objetivos específicos

- ✓ Describir el modelo estático del Yacimiento OFIE NZZ0035.
- ✓ Validar el modelo dinámico mediante el cotejo histórico de producción y presión.

- ✓ Evaluar las diferentes configuraciones de pozos inyectoros de agua salada.
- ✓ Evaluar los esquemas de inyección a través de sensibilidades en la simulación numérica.
- ✓ Determinar el espaciamiento óptimo entre pozos inyectoros y pozos productores.
- ✓ Evaluar la presión de inyección óptima de los pozos propuestos.

1.4 Justificación de la investigación

Considerando las reservas remanentes del Yacimiento OFIE NZZ0035 y el factor de recobro esperado, Petrolera Indovenzolana propuso la aplicación del método de inyección de agua salada con el fin de maximizar el factor de recobro esperado del yacimiento de estudio. Mediante la aplicación de este método, se logrará evitarla el drenaje excesivo de la energía del yacimiento a través del control de la presión, evitando así las bajas tasas de producción de petróleo que se venía observando en el tiempo de producción. Este proyecto requiere la perforación de pozos suplidores e inyectoros de agua salada y la adecuada infraestructura de superficie que permita su aplicabilidad. Así mismo, con el fin de tener un estudio que soporte la aplicación del proyecto, se consideró la simulación numérica para la obtención de resultados que avalen la aplicación del mismo y permita determinar el mejor escenario de inyección a emplear maximizando el potencial del yacimiento.

Para lograr lo anteriormente señalado, se utilizará la herramienta IMEX de petróleos negros a disposición, además se hará uso del modelo geológico actualizado a la fecha, el cual ha sido modificado conforme ha avanzado la explotación del yacimiento y se ha obtenido mayor información, de esta manera, las predicciones resultarán de mayor confiabilidad que trabajos previos y permitirán lograr lo planteado anteriormente.

1.5 Alcance

Este trabajo investigativo está fundamentado en el estudio del proceso de recuperación secundaria de inyección de agua salada a implementar en el Yacimiento OFIE NZZ0035. 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 al cotejo histórico que permita validar el modelo dinámico.

A partir de la validación del modelo dinámico, se evaluará las distintas configuraciones de pozos inyectoros, los distintos patrones de inyección de agua, el espaciamiento óptimo entre pozos inyectoros y pozos productores, y la presión de inyección óptima, para así obtener el escenario de recuperación más adecuado para el desarrollo óptimo de las reservas en cuestión.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Ubicación del área de estudio

El campo Norte Zuata, geográficamente se encuentra ubicado en el área de Junín Norte, a 10 km al suroeste de la población de Pariaguán y al sur del campo Budare, en los límites de los estados Guárico y Anzoátegui. A esta particular ubicación se debe el hecho de que los crudos de Norte Zuata tengan gravedades entre 13 y 17 °API, pues en sentido estricto, no forma parte de lo que se ha definido como Faja Petrolífera del Orinoco. En la Figura N° 1 se muestra la ubicación geográfica del campo Norte Zuata.

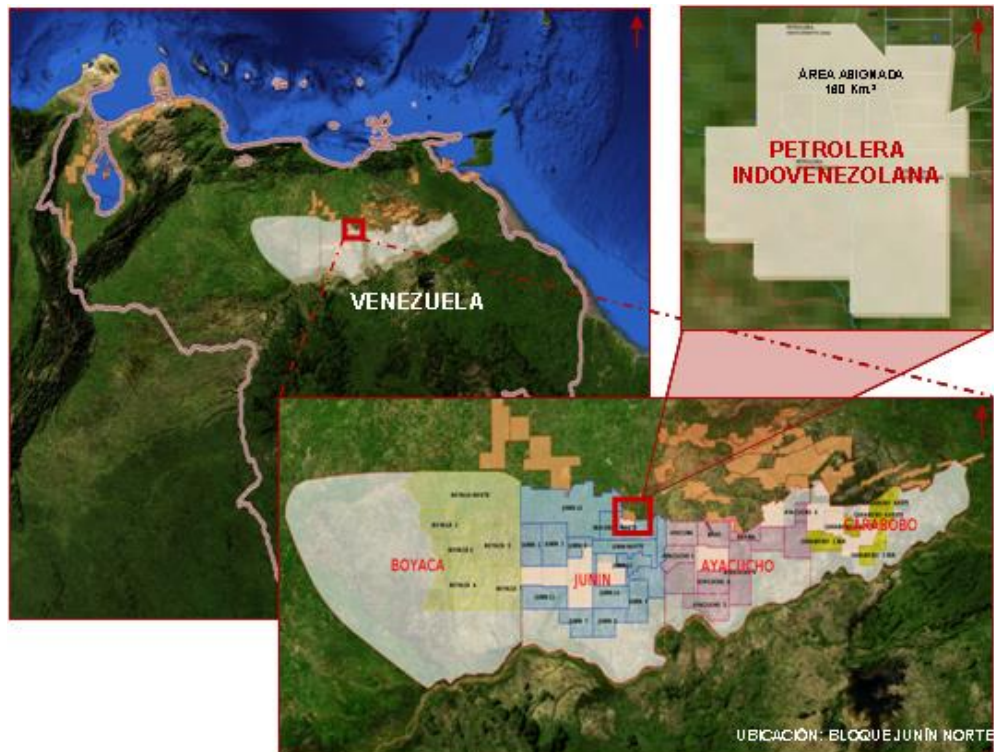


Figura N° 1. Ubicación del área de estudio (PDVSA, 2016)

Desde el punto de vista geológico el área de San Cristóbal está situada en el sur de la Subcuenca de Maturín de la Cuenca Oriental, al noreste del Bloque Junín (Junín Norte) de la Faja Petrolífera del Orinoco, muy cerca de los límites de la Subcuenca de Guárico.

2.2 Producción primaria, secundaria y terciaria

Las operaciones de recuperación de petróleo tradicionalmente han sido divididas en tres etapas: primaria, secundaria y terciaria. Generalmente estas etapas describen cronológicamente la producción de un yacimiento. La etapa primaria resulta del desplazamiento de fluidos por energía natural existente en el yacimiento. La secundaria se implementa usualmente después de la declinación de la producción primaria y se fundamenta en el mantenimiento de la presión. Finalmente, la etapa terciaria o mejorada que se refiere a los procesos utilizados para recuperar más petróleo del que se lograría por métodos primarios, para ello se aplica la inyección de gases, químicos en líquido o el uso energía térmica que crea condiciones favorables para el desplazamiento del petróleo.

2.3 Mecanismos de producción primaria

Los mecanismos de producción primaria se refieren a las fuerzas naturales del yacimiento que originan el desplazamiento de los fluidos al pozo. Se distingue cinco tipos de mecanismos de producción primaria: expansión de la roca y de los fluidos, empuje por gas en solución, empuje por capa de gas, segregación gravitacional y empuje hidráulico.

2.3.1 Expansión de la roca y de los fluidos

Un petróleo crudo es subsaturado cuando contiene menos gas que el requerido para saturar el petróleo a la presión y temperatura del yacimiento. Cuando ocurre este caso, la mayor parte de la energía del yacimiento se almacena por la compresibilidad de la roca y de los fluidos del yacimiento, como consecuencia, la presión declina de

forma rápida a medida que se produce el campo hasta alcanzar la presión de burbuja, que es cuando el empuje por gas en solución se transforma en la fuente de energía para el desplazamiento de los fluidos. El factor de recobro estimado por expansión de roca y fluidos varía entre un 1 y 10 % del POES.

2.3.2 Empuje por gas en solución

El petróleo crudo bajo ciertas condiciones de presión y temperatura puede contener grandes cantidades de gas disuelto. Cuando disminuye la presión del yacimiento debido a la producción del mismo, el gas se desprende y se expande, desplazando el petróleo hacia los pozos productores. El factor de recobro por gas en solución ronda en el orden del 10 al 30 % del POES.

2.3.3 Empuje por capa de gas

Cuando un yacimiento tiene una capa de gas de gran tamaño, debe existir una gran cantidad de energía almacenada en forma de gas comprimido, el cual provoca la expansión de la capa a medida que los fluidos se extraen del yacimiento, provocando que el petróleo se desplace por el empuje del gas y ayudado por el drenaje por gravedad. La expansión de la capa de gas está limitada por el nivel deseado de la presión del yacimiento y por la producción de gas después de que el fluido llega a los pozos productores. Entre un 20 y un 40 % de factor de recobro es estimado por este mecanismo de producción.

2.3.4 Segregación gravitacional

Se observa en yacimientos de gran espesor que tienen una buena comunicación vertical y en los que tienen un marcado buzamiento. La gravedad usualmente trabaja en conjunto con otros mecanismos de empuje para incrementar su eficiencia, tal es el caso del empuje del agua, que junto a la acción de la gravedad estabiliza el frente agua – petróleo durante la producción y disminuye la cantidad de petróleo residual, y el empuje de la capa de gas, que empuja el petróleo hacia la parte baja, estabilizando

el límite entre lo que drena por gravedad y el contacto gas – petróleo. La eficiencia de recobro se calcula entre un 40 y 80 % del POES.

2.3.5 Empuje hidráulico

Se presenta cuando debido a la disminución de la presión del yacimiento, se origina la expansión de un acuífero que desplaza el petróleo hacia los pozos productores. La energía del yacimiento también aumenta por la compresibilidad de la roca en el acuífero. La eficiencia de este tipo de empuje está controlada principalmente por el tamaño del acuífero y la permeabilidad del yacimiento, dado que la compresibilidad del agua es pequeña, se requiere acuíferos de gran tamaño para que exista un empuje hidráulico efectivo. También se requiere una permeabilidad alta, de tal forma que exista una rápida comunicación entre el yacimiento y el acuífero. Este tipo de mecanismo puede llegar a ser muy efectivo, obteniendo recuperaciones del orden de 40 – 70 % del POES.

A continuación, en la Figura N° 2, se presenta la eficiencia de recobro de los diferentes mecanismos de producción primaria antes mencionados.

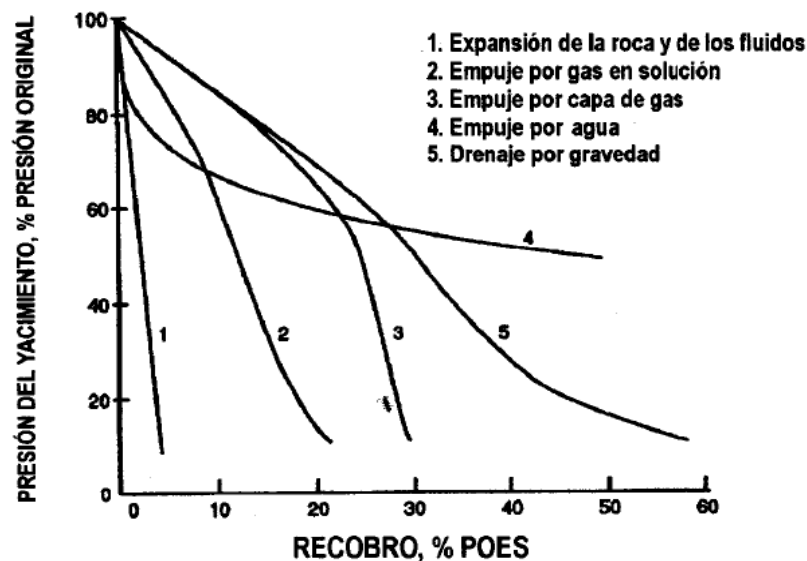


Figura N° 2. Eficiencia de recobro de los distintos mecanismos de producción primaria (Paris, 2009)

2.3.6 Empuje combinado

En la mayoría de los yacimientos se presentan más de un tipo de empuje durante su vida productiva, pudiendo ser en forma alternada o simultánea, en los dos casos se dice que el yacimiento produce por empuje combinado.

Es conveniente notar que en todos los tipos de empuje están presente tanto positiva como negativamente las fuerzas de gravedad y capilaridad. En casos de yacimientos de gran espesor y/o buzamiento pronunciado, la gravedad puede hacer que el gas que sale de la solución fluya al tope de la estructura, en contracorriente con el petróleo, originando así una capa de gas secundaria o aumentando la original, logrando un empuje adicional. Por otro lado, un fuerte empuje hidráulico abrumará completamente un empuje por gas en solución al mantener la presión por encima del punto de burbuja.

2.4 Recuperación secundaria

La recuperación secundaria es el método de producción posterior a la recuperación primaria de un yacimiento que consiste en la inyección convencional de agua o gas inmisible a través de pozos inyectores, desplazando el petróleo a los pozos productores. El fundamento de este método es proporcionar energía adicional al yacimiento que permita un mayor recobro del petróleo en sitio. El método más común y más conocido utilizado en la recuperación secundaria es la inyección de agua, el cual es el método que más ha contribuido al recobro extra de petróleo.

2.5 Inyección de agua

La inyección de agua consiste en inyectar agua a una determinada tasa y presión a través de pozos inyectores, formando un frente de agua que barre el crudo a los pozos productores. Este método tuvo sus comienzos accidentalmente en 1865, en la ciudad Pithole, al oeste de Pennsylvania, cuando el agua proveniente de las arenas acuíferas suprayacentes contactó el intervalo productor a través de los pozos productores y

aumento la producción de petróleo en los pozos vecinos. A partir de ese momento, su práctica se desarrolló y extendió en el mundo como método efectivo para el recobro adicional de crudo.

2.6 Tipos de inyección

De acuerdo a la ubicación de los pozos productores e inyectores en el yacimiento, la inyección se puede realizar de dos formas:

2.6.1 Inyección periférica o externa

Conocida como inyección tradicional, consiste en inyectar agua fuera de la zona de petróleo, es decir, en los flancos del mismo y cerca del contacto agua – petróleo. Se utiliza cuando no se posee una buena caracterización del yacimiento o la estructura del mismo favorece la inyección de agua de esa forma. Este tipo de inyección ocurre en yacimientos anticlinales con un acuífero al cual se le inyecta agua y yacimientos monoclinales con un acuífero donde se le inyecta agua. En la Figura N° 3 se muestran casos de yacimientos sometidos a inyección periférica o externa de agua.

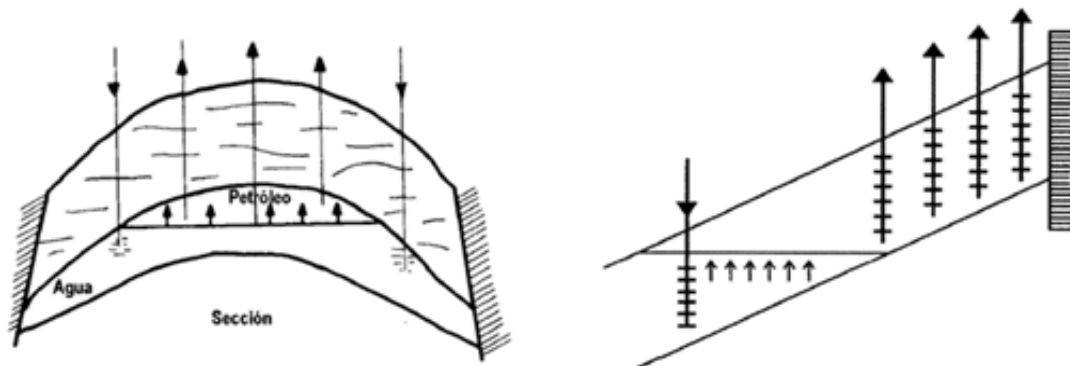


Figura N° 3. Yacimientos sometidos a inyección periférica o externa de agua (París, 2001)

2.6.1.1 Ventajas

- ✓ No requiere una cantidad considerable de pozos.

- ✓ En ciertos casos, no requiere la perforación de pozos adicionales, porque se pueden usar pozos productores ya agotados.
- ✓ No es necesario una buena caracterización del yacimiento.
- ✓ Produce un recobro alto de petróleo con un mínimo de producción de agua.
- ✓ La irrupción de agua puede ser retrasada hasta que el fluido llegue a la última fila de pozos productores, disminuyendo los costos de instalación de separadores agua – petróleo.

2.6.1.2 Desventajas

- ✓ Resulta complicado lograr un seguimiento detallado del frente de agua de inyección.
- ✓ Una porción del agua inyectada no cumple la función de desplazar el petróleo.
- ✓ Puede fallar la comunicación entre la periferia y el yacimiento.
- ✓ El proceso de invasión y desplazamiento es lento, por lo que al considerarse este método es porque se espera resultados a largo plazo.

2.6.2 Inyección en arreglos o dispersas

Consiste en inyectar agua en la zona de petróleo, el agua en este caso invade el yacimiento y desplaza los fluidos del yacimiento a los pozos productores. Es comúnmente realizada en yacimientos con poco buzamiento y una gran extensión areal. Además, este tipo de inyección es realizada a través de arreglos geométricos de pozos, los cuales son seleccionados dependiendo del número y posición de los pozos existentes y de la estructura, límites, heterogeneidad, permeabilidad y porosidad de la arena. En la Figura N° 4 se muestra un patrón de inyección de agua en arreglo de 5 pozos.

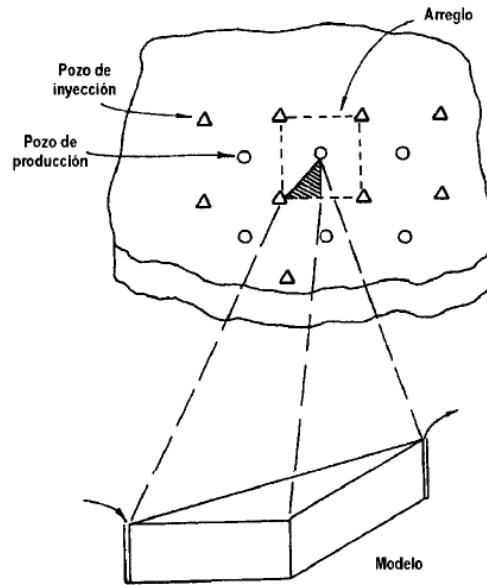


Figura N° 4. Inyección en arreglo de 5 pozos (Paris, 2001)

2.6.2.1 Ventajas

- ✓ Produce una invasión más rápida a comparación de la inyección periférica o externa, especial énfasis en yacimientos homogéneos, de bajo buzamientos y bajas permeabilidades efectivas con alta densidad de pozos, debido a la distancia corta entre inyector – productor.
- ✓ Elevada eficiencia de barrido areal.
- ✓ Rápida respuesta de la presión del yacimiento.
- ✓ Permite un seguimiento detallado del frente de invasión.
- ✓ Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades sobre el recobro.
- ✓ El volumen de la zona de petróleo es grande en un periodo corto.

2.6.2.2 Desventajas

- ✓ A diferencia de la inyección periférica o externa, este método requiere una mayor inversión, debido al alto número de pozos inyectores.

- ✓ Requiere mejor descripción del yacimiento.
- ✓ Exige un mayor seguimiento y control, por lo tanto, una mayor cantidad de recursos humanos, siendo más riesgosa.
- ✓ Producto de los avances en la caracterización de los yacimientos, los arreglos geométricos regulares son utilizados cada vez menos debido a que conociendo las características de flujo y la descripción sedimentológica, es posible ubicar productores e inyectores de forma irregular aprovechando al máximo las características favorables del yacimiento y optimizando la recuperación de petróleo con menor número de pozos.

2.7 Etapas de la inyección de agua

En los procesos de inyección de agua, se pueden presentar cuatro etapas bien diferenciadas, las cuales son: condiciones iniciales previas a la inyección de agua, la invasión, ruptura y posterior a la ruptura.

2.7.1 Condiciones iniciales previas a la inyección de agua

Se refiere a las condiciones previas del yacimiento que será sometido a la inyección de agua. Inicialmente, el yacimiento se encuentra agotado por la producción primaria y a menudo su presión se encuentra por debajo de la presión de burbujeo, por lo que existirá una fase gaseosa presente en el yacimiento.

2.7.2 La invasión

En esta etapa, el yacimiento experimenta un aumento de la presión promedio y parte del gas se disuelve en el petróleo. El factor de recobro aumenta debido a que el petróleo es desplazado por el agua inyectada hacia los pozos productores formando un banco de petróleo que a su vez, empuja con efectividad el gas altamente móvil, aunque bajo ciertas condiciones parte del gas queda atrapado por dicho banco. Detrás

del banco de petróleo viene el banco de agua donde están presentes el agua inyectada y el petróleo residual más el gas atrapado.

2.7.3 Ruptura

Momento en el que se ha alcanzado el llene y la tasa de producción de petróleo es similar a la tasa de inyección de agua, un signo inequívoco de la ruptura del frente de agua es un aumento significativo de la producción de agua en el pozo.

2.7.4 Posterior a la ruptura

Durante esta etapa, la producción de agua aumenta a expensas de la producción de petróleo. El recobro gradual del petróleo detrás del frente se obtiene solamente con la circulación de grandes volúmenes de agua. El proceso finalizará cuando los costos de operación originen una tasa interna de retorno menor que la mínima establecida.

2.8 Factores que controlan la recuperación por inyección de agua

2.8.1 Profundidad del yacimiento

La profundidad del yacimiento tiene una importante influencia tanto técnica como económicamente. A medida que los pozos aumentan de profundidad, el costo total operacional del proyecto aumentará progresivamente; por otro lado, yacimientos someros impondrán restricciones en la presión de inyección, porque una excesiva presión podría sobrepasar la presión de fractura de la formación.

2.8.2 Localización y arreglos de los pozos

En proyectos de invasión de agua, en algunos casos los pozos productores pueden ser reacondicionados como pozos de inyección, mientras que en otros casos, es necesario perforar nuevos pozos de inyección.

Al momento de diseñar un proyecto de inyección de agua, no es fácil pronosticar que tipo de arreglo dará por resultado un mayor geométrico, el uso de un simulador

numérico es una herramienta vital para el pronóstico del diseño de proyectos de inyección.

2.8.3 Permeabilidad de la roca

La permeabilidad debe ser vista desde dos puntos de vista: por la magnitud y la variación.

2.8.3.1 Magnitud de la permeabilidad

La magnitud de este valor controla la tasa de inyección de agua a una determinada presión de inyección frente a la zona de invasión, la Ecuación N° 1 ilustra lo anterior:

$$P \text{ iny} \propto \frac{q_w}{h K} \quad \text{Ecuación N° 1}$$

Dónde:

q_w : tasa de inyección de agua (BY/d).

h : espesor neto del yacimiento (pies).

K : permeabilidad del yacimiento (mD).

2.8.3.2 Variación de la permeabilidad

Yacimientos muy heterogéneos en cuanto a permeabilidad no permiten un desplazamiento uniforme del petróleo, canalizándose la gran parte del agua inyectada por los estratos de mayor permeabilidad e irrumpiendo a mayor velocidad que en estratos de menor permeabilidad, esta situación puede concluir en el abandono del proyecto.

2.8.4 Mojabilidad de la roca

Yacimientos mojados por petróleo no resultan atractivos para procesos de inyección de agua ya que el petróleo ocupa la parte menos conductiva de los espacios porosos, mojando la matriz de la roca mientras que el agua ocupa la parte más conductiva,

dificultando el barrido del petróleo. Afortunadamente, la mayoría de los yacimientos son mojados por agua, ocurriendo lo contrario del caso anterior, favoreciendo así el barrido de petróleo por parte del agua inyectada.

2.8.5 Saturación de gas inicial

En yacimientos con saturación de gas inicial, la inyección de agua resulta en una sucesión de dos desplazamientos bifásicos, el petróleo forma un banco que desplaza una parte del gas libre, dejando atrás el gas atrapado, al final, el petróleo y el gas atrapados son desplazados por el agua, reduciendo la saturación de petróleo remanente y aumentando la eficiencia de desplazamiento.

2.8.6 Saturación de petróleo

Este factor es determinante económicamente para la realización de proyectos de inyección de agua, requiriendo que la saturación inicial de petróleo sea lo suficientemente alta y la residual lo más baja posible para que el proyecto resulte económicamente viable.

2.8.7 Saturación de agua

Si la saturación inicial de agua excede el valor crítico, no es posible formar un banco de petróleo y, aunque se pueda producir cierta cantidad de crudo, éste debe producirse a altos cortes de agua resultando inviable la inyección de agua.

2.8.8 Razón de movilidad

La razón de movilidad es la relación entre la movilidad de la fase desplazante y la movilidad de la fase desplazada. La ecuación de la razón de movilidad se muestra en la Ecuación N° 2:

$$\text{Mov} = \frac{K_{rw} \mu_o}{K_{ro} \mu_w} \quad \text{Ecuación N° 2}$$

Dónde:

Mov: razón de movilidad agua – petróleo (adimensional).

K_{rw} : permeabilidad relativa del agua (adimensional).

μ_o : viscosidad del petróleo (cP).

K_{rw} : permeabilidad relativa del petróleo (adimensional).

μ_w : viscosidad del petróleo(cP).

Una razón de movilidad menor a 1 ($Mov < 1$) indica que el agua se mueve a menor velocidad que el petróleo, conduciendo a altas saturaciones de agua a la ruptura y a altas eficiencias de desplazamiento, mientras que una movilidad mayor a 1 ($Mov > 1$) indica que el agua detrás del frente se mueve más rápido que el petróleo delante del frente, reduciéndose la eficiencia de desplazamiento y recuperando menores volúmenes de petróleo.

2.8.9 Viscosidad del petróleo

Normalmente se puede predecir que a valores altos de viscosidad de petróleo menor recobro del mismo. Esto se deduce a partir de la ecuación de la razón de movilidad, al aumentar la viscosidad también lo hace la razón de movilidad, resultando contraproducente para el barrido del petróleo tal como se explicó en el apartado anterior.

2.8.10 Tasa de inyección y buzamiento de la formación

El efecto del buzamiento de la formación y la tasa de inyección muestran relación entre sí de acuerdo a la dirección y tasa de inyección:

- ✓ Cuando se inyecta agua buzamiento arriba, se obtiene una mejor eficiencia de inyectado a bajas tasas por efecto de la gravedad.
- ✓ Si la inyección es buzamiento abajo, se debe inyectar a altas tasas para evitar que el agua se canalice 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, caso contrario si la inyección es buzamiento abajo y el ángulo de buzamiento aumenta.

2.9 Teoría de desplazamiento

Para determinar la eficiencia del desplazamiento en un sistema lineal, en 1942 Buckley y Leverett presentaron la teoría de desplazamiento relacionada con el desplazamiento de fluidos inmiscibles en un medio poroso. El desarrollo de esta teoría considera que matemáticamente puede ser modelado el desplazamiento inmiscible utilizando el concepto de permeabilidades relativas y en base a que cierta cantidad de petróleo movable se queda en el yacimiento. La teoría cuenta con dos ecuaciones básicas: la ecuación de flujo fraccional (Ecuación N° 3) y la ecuación de avance frontal (Ecuación N° 4).

$$F_w = \frac{K_{rw} \mu_o}{K_{rw} \mu_o + K_{ro} \mu_w} \quad \text{Ecuación N° 3}$$

Dónde:

F_w : flujo fraccional (adimensional)

K_{rw} : permeabilidad relativa del agua (adimensional)

μ_o : viscosidad del petróleo (cP)

K_{ro} : permeabilidad relativa del petróleo (adimensional)

μ_w : viscosidad del agua (cP)

La Ecuación N° 3 presentada es una simplificación de la ecuación de flujo fraccional, aplicable solo para yacimientos sin ángulo de buzamiento y despreciando el efecto de la presión capilar.

$$X_{Swf} = \frac{5,615 \text{ qt t}}{A \phi} \left(\frac{df_w}{dS_w} \right) \quad \text{Ecuación N° 4}$$

Dónde:

X_{swf} : distancia recorrida por la saturación del frente de agua durante un tiempo t (pies).

q_t : tasa de inyección (BY/d).

t : intervalo de tiempo (d)

A : área perpendicular al flujo (pies²).

Φ : porosidad (adimensional).

$\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)$: pendiente de la curva de f_w a la saturación del frente de agua S_{wf} .

Para determinar la distribución de la saturación del frente de agua con respecto a la distancia, es necesario combinar la curva de flujo fraccional y la ecuación de avance frontal. Se han propuesto tres soluciones para determinar el gráfico de distribución de saturación con distancia: Buckley y Leverett, Calhoun y Welge. Esta última, considerada la más sencilla, fue deducida a partir de la Ecuación N° 5 mostrada a continuación:

$$\left(\frac{df_w}{dS_w}\right) = \frac{F_{wf}}{S_{wf} - S_{wi}} \quad \text{Ecuación N° 5}$$

Donde

$\left(\frac{df_w}{dS_w}\right)$: pendiente de la curva de f_w a la saturación del frente de agua S_{wf} .

F_{wf} : flujo fraccional del frente de agua.

S_{wf} : saturación del frente de agua.

S_{wi} : saturación de agua inicial.

Gráficamente como se muestra en la Figura N° 5, la pendiente de los puntos de la recta $(S_{wi}, 0)$ y (S_{wf}, F_{wf}) representa la solución dada por la Ecuación N° 5.

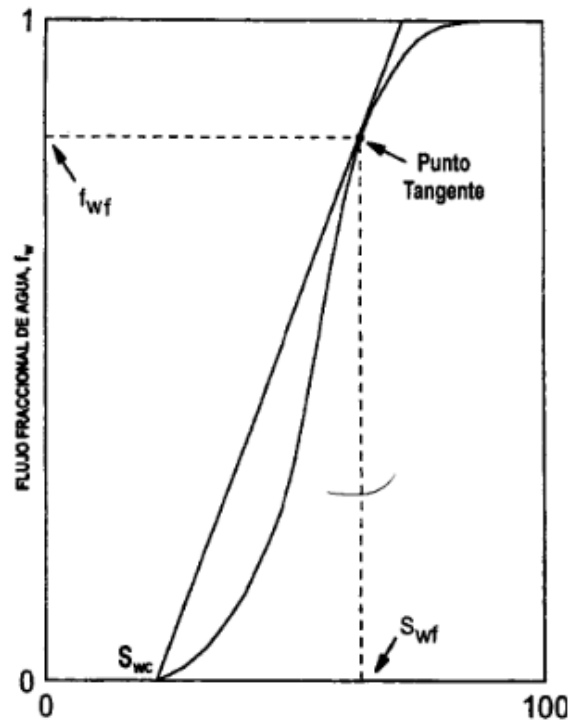


Figura N° 5. Distribución de la saturación del frente de agua según Welge (Paris, 2001)

2.10 Consideraciones al diseñar proyectos de inyección de agua

2.10.1 Selección de los fluidos de inyección

2.10.1.1 Disponibilidad

El primer aspecto a tomar en cuenta para un proyecto de inyección es la localización de una fuente accesible de agua. El agua salada es a menudo preferida al agua fresca, y en algunos casos, el agua fresca se prohíbe desde el punto de vista contractual para la inyección, en caso de disponer el agua en superficie, es conveniente el tratamiento y reinyección para evitar la contaminación ambiental.

2.10.1.2 Inyectividad de los fluidos

Dependiendo de la calidad y el tipo de fluido a inyectar, puede ocurrir problemas de incompatibilidad con la formación y/o precipitación de sólidos que generen daños a la

formación, es frecuente observar casos de expansión de arcillas, floculación de asfáltenos y formación de emulsiones.

2.10.1.3 Eficiencia de desplazamiento

Para que el proyecto resulte exitoso, se requiere que el fluido de desplazamiento produzca una elevada eficiencia de desplazamiento, se debe tener en cuenta la mojabilidad de la roca, la tensión interfacial desplazante/desplazado, las viscosidades, entre otros.

2.10.1.4 Eficiencia de barrido

Se debe considerar a la hora de seleccionar el fluido a inyectar cual genera un mayor barrido al yacimiento, teniendo presente la razón de movilidad, la segregación gravitacional y las heterogeneidades del yacimiento.

2.10.1.5 Facilidades en superficie

Para la inyección de agua, se debe planificar instalaciones para desmulsificar y deshidratar el crudo producido.

2.10.1.6 Costos

Si la fuente de agua es escasa, aumentará los costos operacionales por el valor alto del agua de inyección, también se debe tener en cuenta los costos del tratamiento del fluido inyección en un análisis económico.

2.10.2 Presión de inyección

La presión de inyección no debe superar a la presión de fracturamiento de la formación, algunos analistas recomiendan el cálculo de la máxima presión de inyección basándose en 0,75 lpc/pie de gradiente de presión hidrostática, lo cual da un margen de seguridad para no fracturar la formación.

2.10.3 Tasa de inyección

Para la escogencia de la tasa de inyección, se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- ✓ En yacimientos horizontales, altas tasas de inyección disminuyen el efecto perjudicial de la segregación gravitacional sobre la eficiencia vertical, sin embargo, puede producir inestabilidad viscosa del frente de agua que se manifiesta por una rápida canalización del fluido desplazante.
- ✓ En yacimientos inclinados, las tasas bajas de inyección favorecen la segregación gravitacional e impiden la inestabilidad viscosa del frente de invasión.
- ✓ En yacimientos naturalmente fracturados, es beneficioso inyectar a bajas tasas, ya que de esta manera se favorece la imbibición del agua en la matriz y la segregación gravitacional en las fracturas.

2.10.4 Localización de pozos

Para la localización de los pozos inyectores, se recomienda lo siguiente:

- ✓ Dependiendo de las condiciones mecánicas de los pozos, se recomiendan usar los más antiguos existentes en el yacimiento como inyectores para minimizar la perforación de pozos nuevos. No es recomendable usar pozos con problemas mecánicos como inyectores, ya que resultará también en problemas mecánicos en la inyección.
- ✓ En yacimientos inclinados se recomienda inyectar el agua en la parte inferior de la estructura, con el fin de aprovechar el efecto de la segregación gravitacional.
- ✓ Si el yacimiento presenta empuje hidráulico, no es recomendable ubicar los pozos lejos del contacto agua – petróleo, ya que se pierde una sustancial

cantidad de agua en el acuífero que no tendrá efecto positivo en la zona de petróleo.

- ✓ Es recomendable orientar los inyectores y productores en la dirección de los canales y ubicar los productores en las regiones con mayor permeabilidad.
- ✓ Si se presentan fallas, es recomendable colocar los inyectores retirados de la falla y los productores cerca de la misma para eliminar el peligro de perder la zona productiva.

2.11 Problemas asociados a la inyección de agua en el yacimiento

2.11.1 Arenas de poca permeabilidad

Contrario al avance prematuro del agua, este problema dificulta el flujo de fluidos a través del medio poroso, complicando los resultados del proceso de invasión.

2.11.2 Formaciones arcillosas

Cuando se inyecta agua a formaciones con cierto volumen arcilloso, se genera daño a la formación por hinchazón o expansión de la misma, pudiendo generar taponamientos que origine pérdidas de la inyectividad.

2.11.3 Conificación de un acuífero

Fenómeno que ocurre cuando el agua se mueve verticalmente a través de los hidrocarburos en las cercanías del pozo, originando una pérdida de productividad por aumento de la tasa de producción de agua. La conificación es siempre una posibilidad cuando la formación productora se encuentra localizada por encima de la zona de agua. Cambios de densidad del fluido, registros neutrón, pruebas de pozos y monitoreo del comportamiento del campo pueden ser utilizados para detectar la invasión de agua de fondo.

2.11.4 Canalización a través de zonas de alta permeabilidad

Los canales de alta permeabilidad pueden provocar que el agua inyectada se desplace a través de esta zona, irrumpiendo el pozo prematuramente y disminuyendo notablemente el potencial de producción. Este tipo de comportamiento puede ser estimado mediante una adecuada simulación de yacimiento, para esto se hace necesario tener una adecuada caracterización de la zona y estudios de análisis de núcleos para determinar la variación de la permeabilidad.

2.11.5 Adedamiento

Razones de movilidad muy altas pueden originar que el fluido desplazante se desplace a través de ramificaciones, dejando de barrer grandes volúmenes de crudo. Una vez que este fenómeno ocurre, solo se podrá recuperar un pequeño volumen de petróleo, ya que el agua fluirá directamente hacia el pozo productor con muy poca eficiencia de barrido.

2.11.6 Fracturas fuera de la zona de petróleo

Los tratamientos de estimulación pueden haber alcanzado la zona de agua, favoreciendo la canalización del agua hacia los pozos. Para detectar este problema, se pueden utilizar los registros de fluido, inspección con trazadores, revisión del tratamiento de fracturas y pruebas de pozos tales como restauración de presión, prueba de interferencia o pulso.

2.12 Caracterización integrada de yacimientos

La caracterización integrada de yacimientos consiste en realizar una descripción del yacimiento real con el objetivo de elaborar un modelo numérico de simulación que permita elegir los escenarios óptimos de explotación del campo, para ello, se integran datos geológicos, geofísicos, petrofísicos y de campo. En la Figura N° 6 se muestran las etapas y aplicaciones en la caracterización integrada de yacimientos.

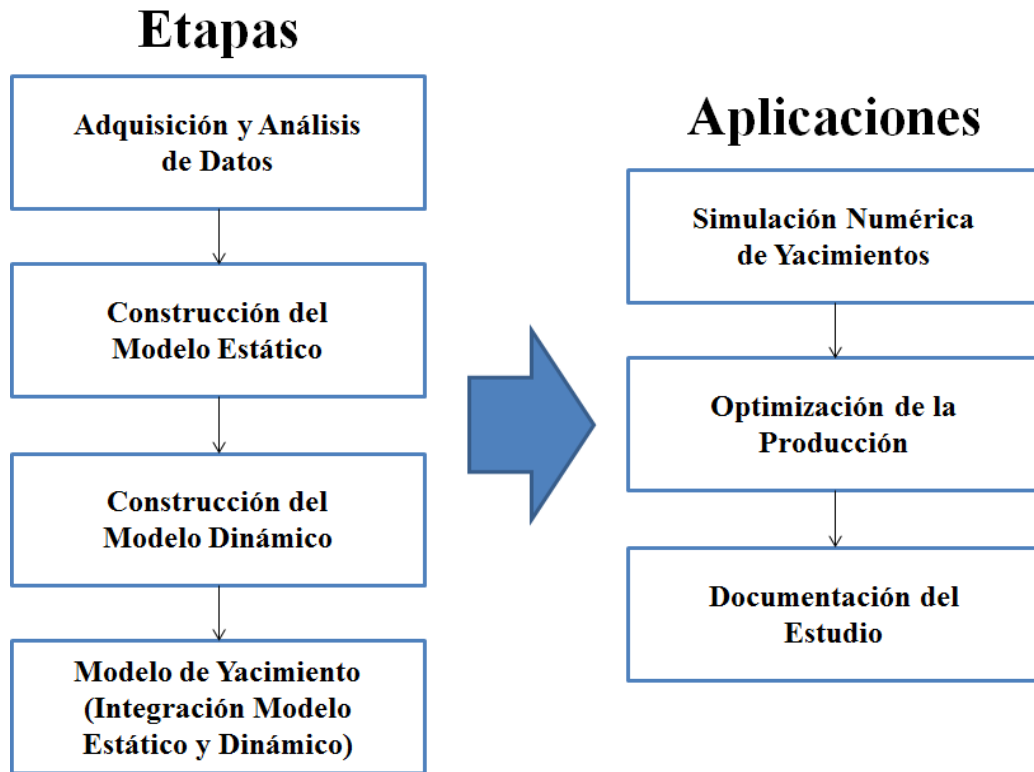


Figura N° 6. Etapas y aplicaciones del estudios integrado de yacimientos

2.12.1 Modelo estático

La definición del modelo estático del yacimiento se logra mediante la integración geológica – geofísica – petrofísica y representa una de las fases más importantes en el desarrollo de un estudio integrado, debido a la gran cantidad de trabajo involucrado y al impacto que tiene en los resultados, ya que servirá de soporte para la parte dinámica del estudio. El modelo estático está integrado por los modelos estructural, estratigráfico, sedimentológico, petrofísico, de fluidos y geoestadístico.

2.12.1.1 Modelo estructural

La construcción de este modelo se refiere principalmente a definir los mapas estructurales y la interpretación de los patrones de fallas que afectan al yacimiento. La sísmica se le reconoce actualmente como el único medio que permite visualizar las

estructuras e inferir el modelo geológico estructural del yacimiento, permite definir la orientación de los elementos estructurales y delimitar el yacimiento.

2.12.1.2 Modelo estratigráfico

El objetivo principal del modelo estratigráfico es definir las unidades de flujo del yacimiento y los mapas de distribución de arenas, basándose en: correlaciones litológicas, análisis crono o bioestratigráfico y el análisis de estratigrafía secuencial. También se establece la arquitectura interna del yacimiento, definiendo mapas estructurales, planos de falla e identificando compartimientos.

2.12.1.3 Modelo sedimentológico

El estudio sedimentológico de un yacimiento está compuesto de dos fases: descripción y clasificación de litofacies y definición del modelo de depósito. Con lo anterior se determina el ambiente sedimentario (canales, barras, abanicos de rotura, llanuras de inundación, entre otros) y se define la geometría, distribución y calidad de los depósitos de las unidades de flujo a través del análisis de láminas delgadas obtenidas de núcleos y muestras de canal. Este modelo contribuye a establecer barreras y delimitar intervalos de producción.

2.12.1.4 Modelo petrofísico

Define las características principales del medio poroso, con el fin de determinar las propiedades como el volumen de hidrocarburos existentes en el yacimiento. Con dicho modelo se definen los parámetros petrofísicos básicos de los sistemas roca y roca – fluidos: permeabilidad, porosidad, contenido de arcilla y saturación inicial de agua. Se correlacionan núcleos, registros geofísicos y atributos sísmicos. Así mismo, se definen: saturación de agua irreducible, saturación de petróleo residual y saturaciones de fluidos iniciales mediante la integración de análisis de núcleos y la interpretación cuantitativa de registros de pozos.

2.12.1.5 Modelo de fluidos

En este proceso se definen los tipos y condiciones de los fluidos en el yacimiento, su distribución y la forma como se desplazan. Además, permite caracterizar dicho yacimiento definiendo las propiedades PVT, presiones capilares, permeabilidades relativas, contactos iniciales de los fluidos, volúmenes de hidrocarburos originalmente en sitio y las reservas totales asociadas. Se define además la contribución porcentual de cada uno de los mecanismos de empuje presentes en el yacimiento.

2.12.1.6 Modelo Geoestadístico

La geoestadística es una rama reciente de la matemática que, a diferencia de la estadística convencional, sirve para cuantificar la incertidumbre y especificar la forma en que ésta varía en el espacio – tiempo. Uno de sus campos de aplicación es la caracterización de reservorios, que involucra un conjunto de métodos determinísticos y/o probabilísticos cuyo objetivo es definir el modelo más probable de un reservorio con sus formas de cuerpos, heterogeneidades petrofísicas, geometría estructural y caracterización paleoambiental. Comprende principalmente el modelado estructural, de facies, de porosidad, de permeabilidad, de saturación de agua y NTG en 3D y la realización de los cálculos volumétricos del yacimiento. Una vez realizado el modelo geoestadístico, es posible el desarrollo del modelo dinámico del yacimiento.

2.12.2 Modelo dinámico

Cualquier estudio de yacimientos involucra una revisión de los parámetros básicos de ingeniería de yacimientos, con el fin de analizar el comportamiento del yacimiento. Debe tomarse en cuenta que los datos que se han obtenido serán datos de entrada para un modelo numérico de simulación. Los parámetros que se revisan son: historia de producción de los pozos (gas, petróleo y agua), interpretación de pruebas de presiones y avance de los contactos.

2.12.3 Modelos numéricos de simulación de yacimientos

Se definen como un conjunto de programas computacionales que utilizan métodos de resolución numéricos para obtener una solución que se aproxime al modelo matemático. En estos casos el yacimiento es visto como un conjunto de bloques en una malla, los cuales subdividen el yacimiento y representan volúmenes discretos. Estos métodos numéricos son necesarios debido a la representación de las ecuaciones en derivadas parciales del modelo matemático de:

- ✓ Heterogeneidades del yacimiento (permeabilidad y porosidad variable, y geometría irregular).
- ✓ Sin linealidad de permeabilidades relativas y presión capilar en relación a las saturaciones.
- ✓ Sin linealidad en las propiedades PVT de los fluidos en función de la presión, composición y temperatura.

Los métodos numéricos son extremadamente generales en su aplicación y han demostrado ser satisfactorios para la obtención de soluciones complejas a las condiciones del yacimiento. Esto convierte a los modelos numéricos de simulación como la técnica más completa y flexible a disposición para el ingeniero de yacimientos.

2.13 Simulación de yacimientos

Es la construcción de un modelo que permita reproducir el comportamiento de la presión y producción de los fluidos presentes en el yacimiento con el fin de evaluar los diferentes esquemas de producción, permitiendo el desarrollo óptimo de la explotación de las reservas.

La simulación de yacimientos comprenden fundamentalmente las ecuaciones matemáticas de continuidad (ley de conservación de la masa), de estado (ecuación de estado y difusividad) y de flujo (ley de Darcy). Generalmente estas ecuaciones son no

lineales y requieren para su solución la aplicación de métodos numéricos, implicando el uso de herramientas computacionales.

2.14 Aplicaciones de la simulación de yacimientos

La simulación de yacimientos resulta provechosa para la aplicación de los siguientes aspectos en la ingeniería de yacimientos:

2.14.1 Planificación de escenarios de desarrollo

La planificación de escenarios incluyen los procesos para la obtención del valor de las reservas del yacimiento.

Los estudios de simulación de yacimientos se pueden conducir desde una etapa muy temprana del desarrollo, como una continuación de las técnicas clásicas sencillas. En la medida en que la planificación del desarrollo del yacimiento progresa, se va utilizando o construyendo modelos más complicados.

La incorporación de data más reciente permite tomar mejores decisiones para determinar y cuantificar la incertidumbre de los parámetros claves del yacimiento. Estos modelos resultarán útiles al modificar los esquemas de desarrollo si así lo demandan las nuevas condiciones.

2.14.2 Esquemas de producción y estimaciones de reservas

Uno de los trabajos que tiene que realizar el ingeniero de yacimientos es estimar los futuros perfiles de producción y las reservas. Estas cifras se requieren frecuentemente para el análisis económico, la evaluación del campo y atender las disposiciones legales y reguladoras.

Es necesario tener disponible amplias opciones de esquemas de producción para cubrir el rango de incertidumbres en los parámetros críticos y en las alternativas de desarrollo. La simulación resulta provechosa para generar tales esquemas.

2.14.3 Seguimiento del yacimiento

Los modelos de simulación son reconocidos como la herramienta más importante para la evaluación de los distintos esquemas de explotación, en este renglón se incluye perforación, estrategias de producción e inyección, justificación de reparaciones, estimulaciones y recuperación adicional.

Un modelo de simulación detallado se puede utilizar para la evaluación rápida de cualquiera de las alternativas mencionadas. Con el ajuste histórico se puede mantener actualizado el modelo, de tal manera que el monitoreo del yacimiento puede ser continuamente ajustado para tomar en cuenta los cambios en los datos de campo.

2.14.4 Distribución de producción

Muchos campos que contienen sus yacimientos agrupados verticalmente presentan generalmente problemas de distribución de producción al tener los pozos completados en algunos de ellos. Esta forma de explotación pudiera ser contraproducente a un esquema de explotación particular al no disponer de los pozos necesarios para su explotación óptima.

Estos problemas de competencia de producción de yacimientos que comparten los mismos pozos pueden ser tratados adecuadamente como modelos de simulación conceptualizados para tales fines.

2.15 Tipos de simuladores

Para simular, se utilizan distintos tipos de simuladores de acuerdo a los diferentes mecanismos de producción, a continuación, se detallan los tipos de simuladores:

2.15.1 Simulador de petróleo negro

Simulador que considera la recuperación de petróleo por agotamiento natural o mantenimiento de presión. Estos modelos isotérmicos aplican a yacimientos que contienen fases inmiscibles agua – petróleo – gas con dependencia simple de presión

de gas en petróleo. Esta representación de dos componentes en el contenido de hidrocarburos asume que la fase gas – petróleo es constante, no ocurre volatilidad del petróleo en la fase gas y que no ocurre solubilidad del gas y petróleo en agua. Casi el 90 % de los casos es posible simular el yacimiento con este tipo de simulador.

2.15.2 Simulador composicional

Este tipo de simulador se utiliza para simular procesos de recuperación donde las asunciones de petróleo negro carecen de validez, particularmente en yacimientos de petróleo volátil, de gas condensado. Los modelos composicionales caracterizan al hidrocarburo como una mezcla de n componentes. Las propiedades del gas y del petróleo se calculan a partir de ecuaciones de estado. Por lo general, son más difíciles de entender y modelar y requieren un mayor tiempo de simulación.

2.15.3 Simulador térmico

Son aplicados a evaluaciones de procesos de inyección de fluidos a altas temperaturas y combustión in – situ, primordialmente en yacimientos de crudo pesado, donde se moviliza el crudo por reducción de la viscosidad por aumento de la temperatura, destilación y craqueo de la fase petróleo con subsecuente destilación. Los modelos térmicos incluyen correlaciones PVT para la descripción de n componentes en la fase petróleo y gas como función de la presión, temperatura y composición.

2.15.4 Simulador de líneas de flujo

El más rápido de los simuladores antes descrito, este tipo de simulador se guía por las caídas de presión en todo el modelo, representando las líneas de flujo de los fluidos. Generalmente es aplicado al inicio de los estudios de simulación con el propósito de determinar las direcciones de flujo.

2.16 Etapas de la Simulación de Yacimientos

En la Figura N° 7 se muestra las etapas de la simulación de yacimientos:

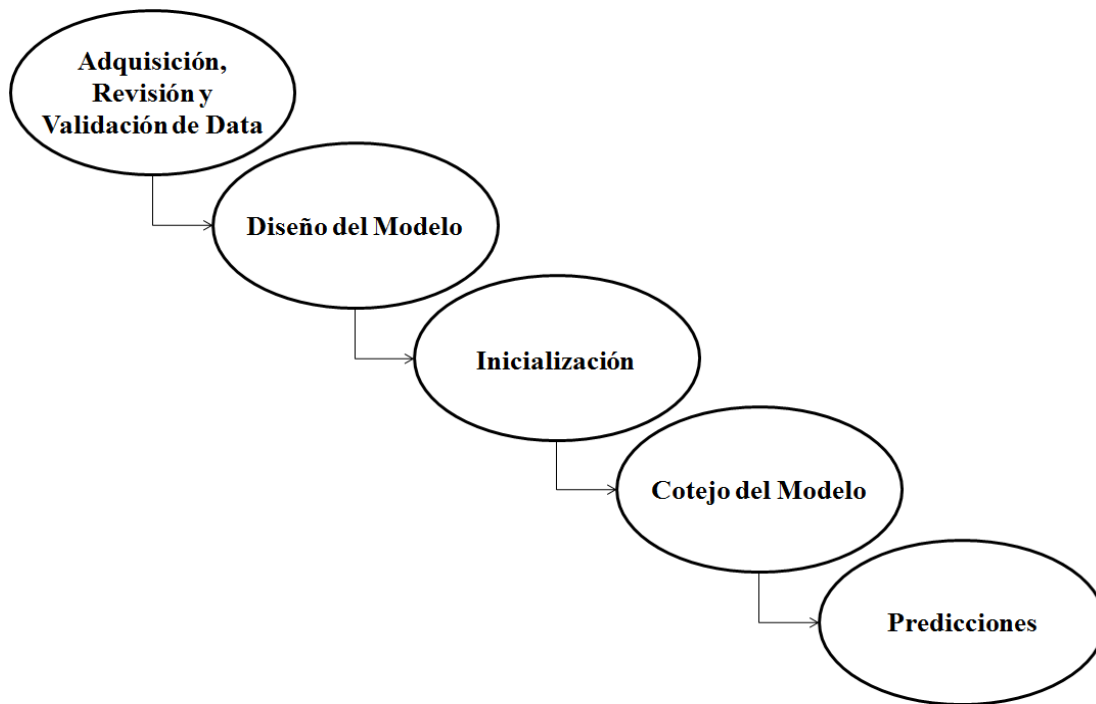


Figura N° 7. Etapas de la simulación de yacimientos

2.16.1 Adquisición, revisión y validación de data

Comprende los siguientes tres tipos de data:

- ✓ Data estática: análisis de núcleos convencionales y especiales – registros de pozos e interpretación sísmica – evaluación petrofísica – análisis PVT.
- ✓ Data dinámica: información de producción e inyección de los pozos – presiones.
- ✓ Data de pozos: fecha de completación – apertura y cierre de pozos – cambio de zonas – espesor del cañoneo.

2.16.2 Diseño del modelo

Comprende el diseño de los siguientes parámetros:

- ✓ Malla y número de dimensiones.

- ✓ Fluidos presentes y números de fases.
- ✓ Heterogeneidad del yacimiento.
- ✓ Pozos.

2.16.3 Inicialización

Posterior a la introducción de la data, se hace necesario inicializar el modelo para buscar posibles inconsistencias en las propiedades iniciales. Para ello, se compara el POES calculado por volumetría y por balance de materiales con el POES calculado a través del simulador; si la diferencia es significativa, es necesario hacer correcciones de los parámetros iniciales.

2.16.4 Cotejo histórico

Constituye, en general, la fase que requiere más esfuerzo y tiempo para ser completada, es un proceso iterativo mediante el cual se ajustan ciertos parámetros del modelo de simulación de forma tal que el simulador pueda reproducir la información de producción e inyección de los pozos. Los parámetros que se ajustan por lo general son la presión del yacimiento y las tasas de producción de gas, petróleo y agua de los pozos.

2.16.5 Predicciones

Última fase que consiste en realizar corridas del simulador después del cotejo histórico para visualizar el comportamiento futuro de un pozo o yacimiento a ser sometidos a diferentes esquemas de producción. Permite examinar una variedad de escenarios y seleccionar la estrategia más adecuada que represente mejor la explotación de las reservas.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 Tipo de investigación

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, pág.47), y adicionalmente “En el experimento, el investigador maneja de manera deliberada la variable experimental y luego observa lo que ocurre en condiciones controladas” (Tamayo, 2003, pag.47), el tipo de investigación que caracteriza a este trabajo es de tipo experimental, debido a que para alcanzar los objetivos propuestos, se pretende realizar análisis de sensibilidades de las distintas variables y esquemas del proceso de inyección de agua salada con el propósito de tener un conocimiento preciso y detallado de la eficiencia de recobro adicional por este método en el Yacimiento OFIE NZZ0035.

3.2 Diseño de la investigación

Basándose en la definición de Fidias 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, pág. 31), 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, pág. 81).

Para el desarrollo de esta investigación se tomará como población finita inicialmente los 18 pozos pertenecientes al Yacimiento OFIE NZZ0035, de los cuales 15 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 de agua salada.

La muestra “Es el conjunto de unidades, una porción total, que nos representa la conducta de la población total” (Sabino, 2002, pág.60), en esta 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.

3.4 Instrumentos a utilizar para la recolección de datos

Para el desarrollo de esta investigación se utilizaron los siguientes instrumentos para la recolección de datos:

- a) Material bibliográfico: uso de libros de autores variados, informes técnicos, presentaciones y trabajos de grados relacionados con el tema de investigación.
- b) Mapas: empleo del mapa estructural – isópaco de la Arena Neta Petrolífera del Yacimiento OFIE NZZ0035 para visualizar la ubicación de los pozos en estudio, el límite de roca y los contactos gas – petróleo y agua – petróleo.
- c) Entrevistas: consulta con profesionales del área de investigación, tales como geólogos, ingenieros de yacimientos y especialistas del Campo Zuata Norte.

d) Herramientas: se utilizará los siguientes software:

✓ OilField Manager (OFM 2005)

OilField Manager es una poderosa herramienta de módulos diseñada para dar asistencia en el día a día en el monitoreo y la gerencia de los campos de petróleo y gas. Diseñada por Schlumberger Information Solutions, OilField Manager provee un intuitivo y amigable interface permitiendo visualizar, modificar y analizar las producción y la data de los yacimientos, además se puede realizar análisis básicos y/o complejos de completaciones individuales y múltiples, grupos de pozos, el campo entero o varios campos.

✓ Petrel 2011.1

Petrel es una plataforma desarrollada por la compañía Schlumberger Limited utilizada en los sectores de exploración y producción de la industria petrolera. El software permite al usuario interpretar data sísmica, realizar correlaciones de pozos, construir modelos de yacimiento, visualizar resultados de simulación de yacimientos, calcular volumen, producir mapas y desarrollar estrategias para maximizar la explotación de un yacimiento.

✓ Builder 2010.12

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 la data de entrada, incluyendo crear e importar el mallado y sus propiedades, localizar pozos, importar la data de producción de 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.

✓ IMEX 2010.12

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.

✓ Results Graph 2010.12

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.

✓ Results 3D 2010.12

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.

3.5 Procedimiento experimental

3.5.1 Descripción del modelo estático del Yacimiento OFIE NZZ0035

En esta etapa, se realizó la revisión correspondiente a los modelos geológicos y petrofísicos que se han realizado al yacimiento, con el objetivo de establecer las características más resaltantes que definan un buen entendimiento de este. Los razonamientos estuvieron direccionados a previsualizar cuales de las características

del mismo serán influyentes en la construcción de los esquemas de inyección de agua salada.

3.5.2 Construcción del mallado de simulación

Comprendió la realización de los siguientes procesos:

- 1) Se cargó los mapas de isopropiedades y estructurales de cada una de las unidades de flujo, las fallas, ubicación y trayectoria de los pozos.
- 2) Se definió los límites y la orientación de la malla de acuerdo a las condiciones del yacimiento.
- 3) Se asignó a cada celda del mallado, la geometría y los valores de las propiedades del modelo estático: mapas de fallas, topes, arena neta, arena neta petrolífera, porosidad, permeabilidad absoluta y saturaciones.

3.5.3 Integración de los datos dinámicos

En esta etapa, se integró los siguientes datos en la herramienta de simulación:

- 1) Se validó y cargó los datos PVT de los fluidos.
- 2) Se cargó las propiedades roca – fluido: tablas de permeabilidades relativas y presiones capilares.
- 3) Se cargó las condiciones iniciales del yacimiento.
- 4) Se asignó las características particulares de cada uno de los pozos: fecha de apertura, tipos de pozo (inyectores o productores) y límites operacionales.

3.5.4 Inicialización

En este paso, una vez cargado todos los datos del modelo, se realizó una corrida de un paso de tiempo para que el simulador calculara el valor de POES, de esta manera, se comparó el valor obtenido con el POES calculado por volumetría con el fin de que en

dado caso la diferencia sea significativa, realizar correcciones a los parámetros iniciales.

3.5.5 Cotejo histórico

El cotejo histórico se inicia buscando la similitud entre la información histórica y la calculada por el simulador, para esto, se reprodujo el comportamiento de presión del yacimiento y de producción de los pozos realizando ajustes en algunos parámetros dentro del modelo de simulación.

En el estudio de simulación del Yacimiento OFIE NZZ0035, el tiempo abarcado fue de 9 años comprendido entre el 01 de marzo de 2008 y el 01 de marzo de 2017, siendo cotejado el histórico de presión de yacimiento y las variables de producción tales como tasa de petróleo, gas y agua a nivel global y por pozo.

3.5.6 Predicciones

En esta sección se realizó un análisis comparativo al comportamiento futuro del Yacimiento OFIE NZZ0035 bajo el caso de agotamiento, el caso base de inyección de agua planteado previamente a esta investigación y los pronósticos realizados de acuerdo a los objetivos propuestos que consisten en:

- 1) Evaluar la configuración horizontal de los pozos inyectores y su impacto en el proceso de recuperación por inyección de agua.
- 2) Determinar el esquema de inyección óptimo que genere un mayor recobro a través del planteamiento de distintos escenarios de inyección.
- 3) De acuerdo al esquema que resultó propuesto, ubicar los pozos inyectores de manera óptima con respecto a los pozos productores, con sus respectivas coordenadas y su intervalo de inyección.
- 4) Determinar la presión de fondo fluyente óptima para el conjunto de pozos inyectores, teniendo en cuenta no sobrepasar la presión de fractura de la arena.

A continuación, se muestra el esquema del procedimiento experimental antes descrito en la Figura N° 8.

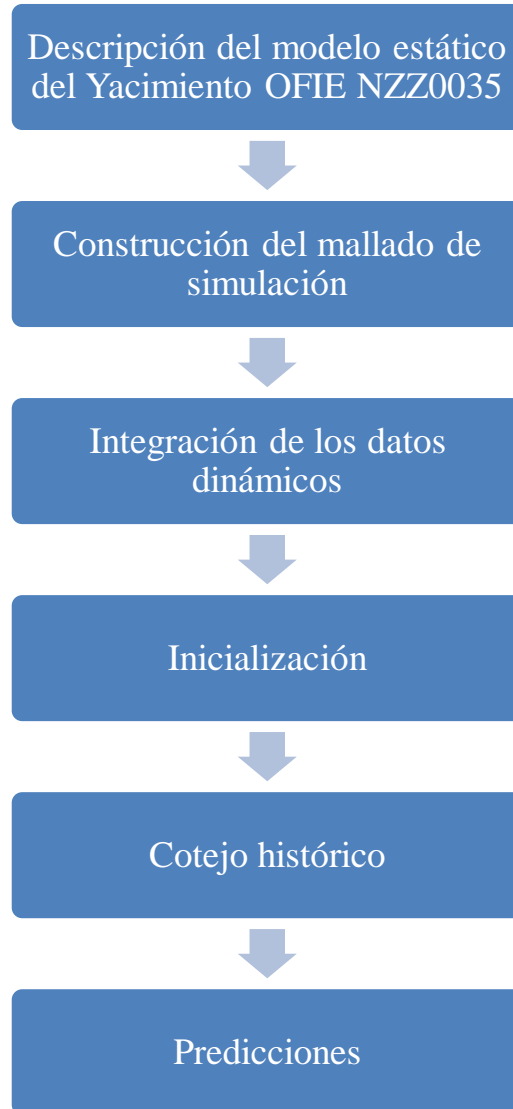


Figura N° 8. Procedimiento experimental de la investigación

Una vez realizado el análisis comparativo, se procedió a proponer el esquema óptimo de inyección de agua salada a emplear que cumpla con los estándares y objetivos establecidos por la empresa.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

2.17 Descripción del modelo estático del Yacimiento OFIE NZZ0035

4.2.1 Modelo estructural

El modelo estructural del Campo Norte Zuata fue modelado a partir de la interpretación de estudios de sísmica 3D, junto con la información estratigráfica obtenida de los perfiles eléctricos de los pozos perforados en el área.

Para llevar a cabo este estudio, se dispuso del cubo sísmico Norte y del cubo sísmico Sur, a partir de lo cual se obtuvo una cobertura total de la sísmica 3D aproximada del área de estudio, en la Figura N° 9 se muestra en el recuadro amarillo y azul los cubos sísmicos Norte y Sur respectivamente. Este modelo adicionalmente fue cotejado con las fallas detectadas a través de correlación de pozos perforados hasta Mayo de 2012.

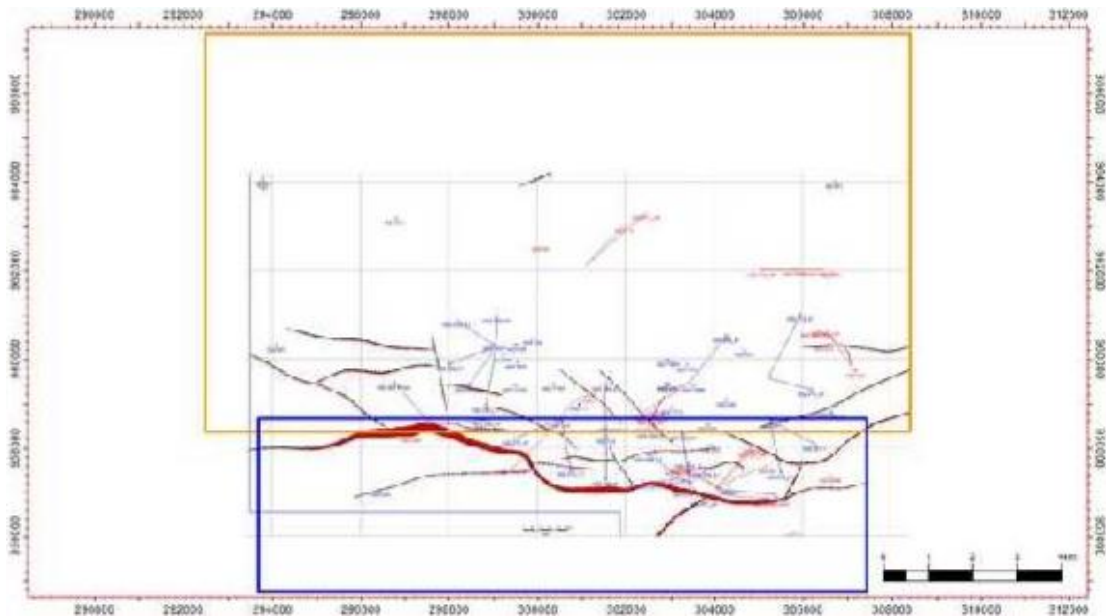


Figura N° 9. Poligonales de los cubos sísmicos (Minpro, 2015)

Como resultado del estudio, se precisó la estructura como un homoclinal de buzamiento al norte entre 1 y 2 grados y se detectó la existencia de dos sistemas de fallas, uno principal en sentido este– oeste, buzamiento al norte y con desplazamiento entre 250 y 300 pies; y otro menor con rumbo NO – SE y NE – SO, con variados buzamientos y desplazamientos verticales entre 50 y 100 pies, resultando que los yacimientos se encuentren enmarcados por trampas combinadas estructurales–estratigráficas, como se ilustra en la Figura N° 10 se ilustra.

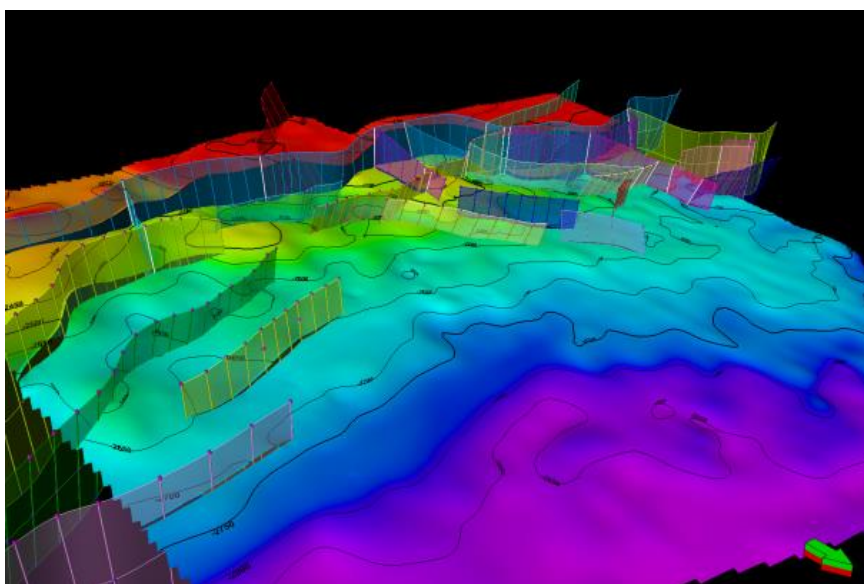


Figura N° 10. Relieve estructural y planos de falla del campo Norte Zuata (PDVSA, 2016)

A continuación, se describe los sistemas de fallas presentes en el campo de estudio:

- ✓ Fallas este – oeste y NE – SO: son de tipo normal con extensiones mayores a 10 km, rumbo aproximado este – oeste, con buzamientos tanto al norte como al sur y desplazamientos verticales hasta de 300 pies. La falla ubicada al sur del campo es responsable de las acumulaciones de hidrocarburos, buza hacia el norte y posee una extensión mayor a 10 km y salto hasta de 300 pies, mientras que la ubicada al norte se extiende lateralmente por unos 7 km, es aproximadamente paralela a esta última, con buzamiento sur y desplazamiento entre 50 y 100 pies. Define un importante compartimiento estructural que se

extiende casi a través de todo el campo, en el cual también se presentan otras fallas paralelas de menores extensiones que introducen anomalías locales, ya sea como pequeños bloques hundidos o como altos estructurales menores.

- ✓ Fallas NO – SE: Son de tipo normal, de poca extensión de kilómetros y saltos de falla entre 40 y 75 pies, presentan buzamiento tanto al norte como al sur. Definen compartimientos estructurales menores que se hacen muy importantes cuando se combinan con los cierres estratigráficos de la sedimentación.

4.2.2 Modelo estratigráfico

El Campo Norte Zuata, forma parte del flanco sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, presenta una secuencia sedimentaria que va desde el Paleozoico hasta el Reciente y descansa sobre rocas Precámbricas constituidas por el Complejo Ígneo–Metamórfico de Guayana.

En la Figura N° 11 se observa las relaciones estratigráficas de las diferentes formaciones que están presentes en el área de estudio.

- ✓ Era Precámbrica

Los análisis de núcleos realizados en el área de la Faja Petrolífera del Orinoco han permitido identificar variadas rocas pertenecientes al complejo ígneo – metamórfico de Guayana, entre las que se encuentran granodioritas, granitos y gneises, entre otras. Las rocas metamórficas estudiadas están compuestas mayormente por cuarzo y caolinita, las cuales se encuentran mayormente muy alteradas.

- ✓ Era Paleozoica

El intervalo Paleozoico del Campo Norte Zuata ha sido perforado por pocos pozos y solamente en los sedimentos de la Formación Carrizal, el espesor máximo perforado es de 2.400 pies en el pozo NZZ 230.

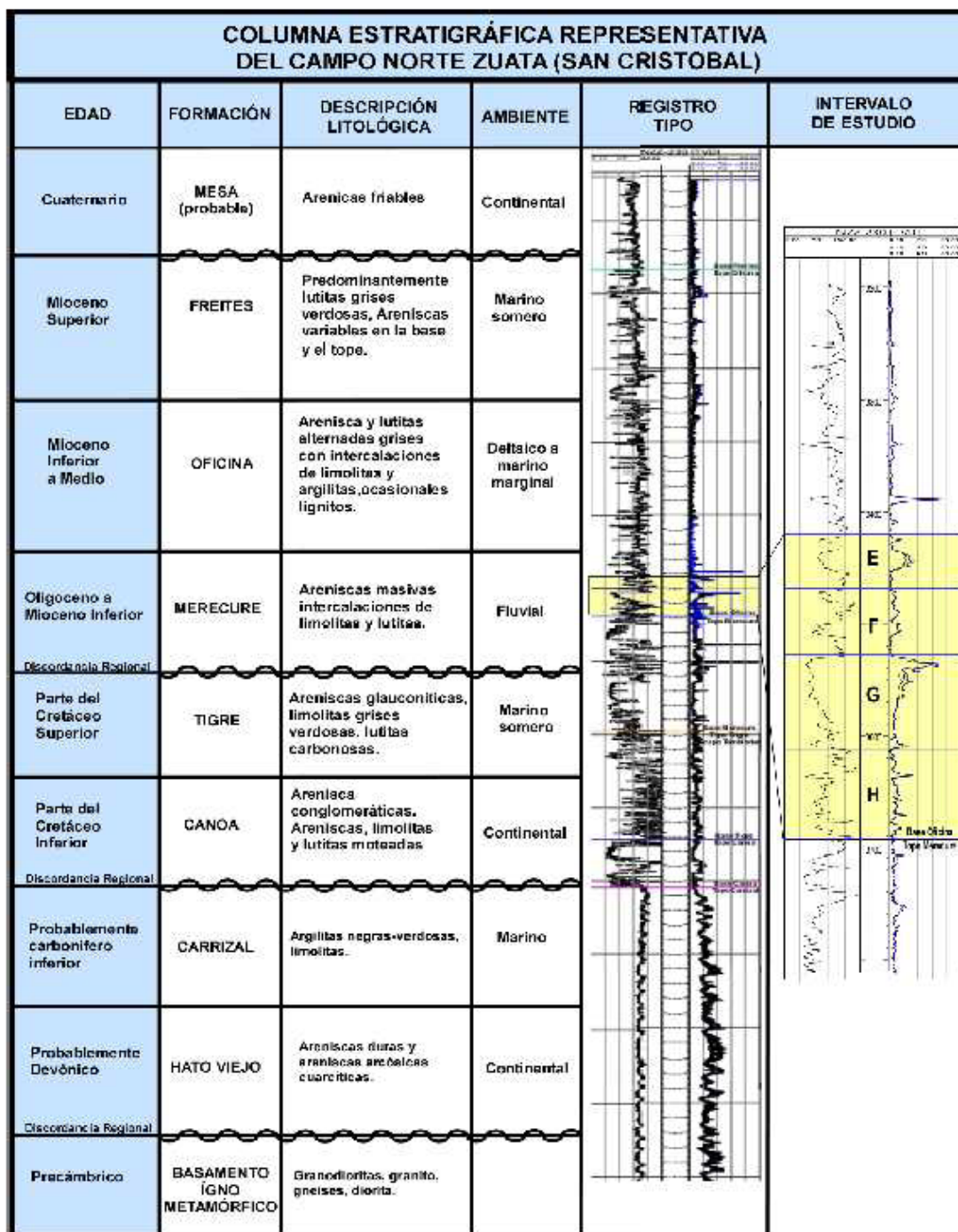


Figura N° 11. Columna estratigráfica del campo Norte Zuata (Minpro, 2015)

4.2.2.1 Formación Hato Viejo

Período Devónico, está constituida principalmente de areniscas duras, macizas de grano fino a grueso y areniscas arcósicas – cuarcíticas de grano medio a grueso. Estos sedimentos no han sido perforados en esta área y la información que se posee proviene de otras áreas de estudio. El contacto inferior es marcadamente discordante con las rocas ígneas – metamórficas del escudo y el superior es concordante con rocas de la Formación Carrizal. Se le asignó de acuerdo a la sedimentología un ambiente continental a esta formación.

4.2.2.2 Formación Carrizal

Período Carbonífero Inferior, el intervalo litológico de esta formación lo componen argilitas negras a verdosas, densas y macizas con intercalaciones de limolitas, de ambiente marino. Esta formación es concordante con la Formación Hato Viejo infrayacente y discordante con la Formación Canoa suprayacente.

✓ Era Mesozoica

En el Campo Norte Zuata varios pozos han perforado los sedimentos correspondientes a las formaciones Tigre y Canoa del Cretáceo. Este intervalo sedimentario se adelgaza y desaparece en forma de cuña en dirección sur, hacia el escudo de Guayana, como consecuencia de la erosión y acuñamiento de las formaciones Tigre y Canoa respectivamente.

4.2.2.3 Formación Canoa

Perteneciente al período Cretáceo Medio, está integrada por sedimentos de ambiente continental constituidos por areniscas conglomeráticas, areniscas y limolitas generalmente moteadas. Es discordante con la Formación Carrizal en el contacto inferior y es concordante y transicional con los sedimentos marinos de la Formación Tigre en el contacto superior.

4.2.2.4 Formación Tigre

Ubicada en la parte inferior del Cretáceo Superior, se caracteriza por la presencia de areniscas glauconíticas, areniscas gruesas friables, limolitas grises verdosas y lutitas carbonosas de origen marino. El contacto inferior es concordante con los sedimentos continentales de la Formación Canoa y el superior es discordante y de difícil diferenciación en los registros eléctricos con la Formación Merecure.

✓ Era Cenozoica

Los sedimentos cenozoicos del período Terciario están representados por las formaciones Merecure, Oficina y Freites. Esta última se encuentra parcialmente erosionada en esta área.

4.2.2.5 Formación Merecure

Pertenciente a la época Oligoceno – Mioceno Inferior y espesor estimado de 600 pies aproximadamente, está constituida por areniscas fluviales masivas mal estratificadas de grano fino a grueso, a menudo con estratificación cruzada, con intercalaciones de limolitas y lutitas. El contacto inferior es discordante con sedimentos del Cretáceo (Formación Tigre) y el superior es concordante con los sedimentos de la Formación Oficina. Esta formación desaparece en dirección sur en forma de cuña por adelgazamiento.

4.2.2.6 Formación Oficina

Esta formación perteneciente al Mioceno Inferior y Medio está constituida por areniscas y lutitas grises alternadas con intercalaciones de limolitas, argilitas y ocasionales lignitos. La unidad aumenta de espesor de sur a norte y tanto el contacto inferior como el superior son concordantes con las formaciones Merecure y Freites respectivamente.

Las arenas E, F, G y H se encuentran en la parte basal de esta formación, correspondientes al desarrollo de cuerpos arenosos enmarcados dentro de bloques

lutíticos que definen los yacimientos, por cambios de facies en la zona o por la presencia de estructuras desarrolladas, asociadas a fallas normales de desplazamientos variables entre 40 y 300 pies, rumbos oeste– este y NO–SE y de buzamientos al norte y/o al sur.

4.2.2.7 Formación Freites

Esta formación de período Mioceno Superior, es predominantemente lutítica de color gris verdoso a diferencia de las lutitas grises de la Formación Oficina. En las partes superior e inferior se presentan arenas de tipo variable, en muchos casos de extensiones persistentes lateralmente. Generalmente la Formación Freites suprayace concordantemente a la Formación Oficina y es concordante también con la Formación Las Piedras suprayacente. En el área de Zuata Norte, esta formación se encuentra parcialmente erosionada, aflorando en el área.

4.2.3 Modelo sedimentológico

Los sedimentos pertenecientes al intervalo de la arena E pertenecen a la sección Inferior de la Formación Oficina, de Época Mioceno Inferior. Según el estudio sedimentológico realizada al núcleo tomado del pozo NZZ 173, la sedimentación ocurrió en un ambiente deltaico con influencia de marea. La observación macroscópica realizada al núcleo permitió concluir que la arena se depositó en una planicie interdistributaria que grada a planicie fangosa de marea en una plataforma marina somera, la geometría de cuerpos sedimentarios predominantes es de tipo canal distributivo con influencia de mareas, canales de mareas interrumpidos por lentes de arcilla o capas delgadas de arcilla, barras de mareas y abanicos de rotura asociados a la planicie deltaica baja. En la Figura N° 12 se muestra el mapa de facie asociadas a la Arena E de interés.

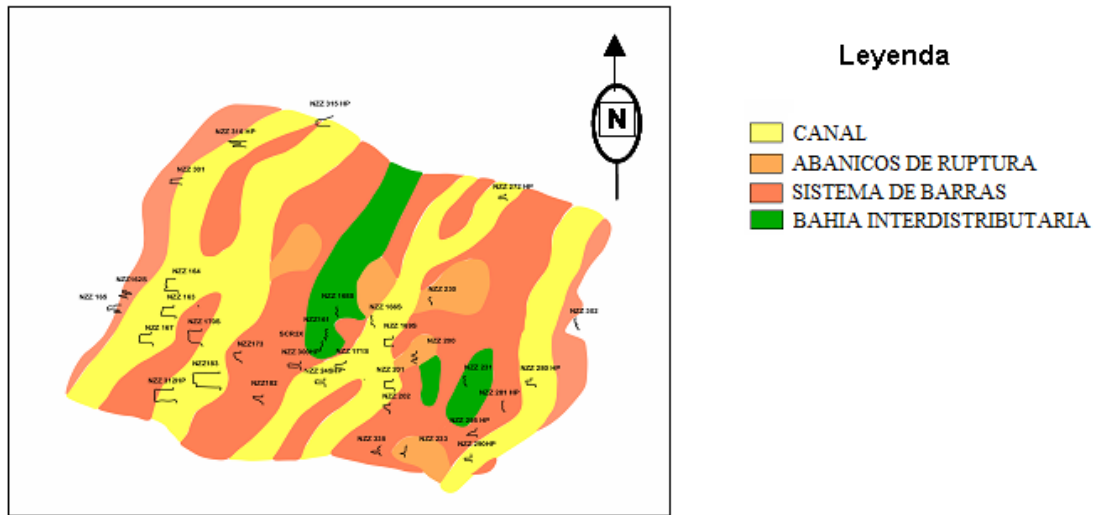


Figura N° 12. Mapa de facie de la Arena E (Fuentes, 2016)

4.2.4 Modelo petrofísico

Para la elaboración del modelo petrofísico fue realizado estudios geológicos detallados y análisis especiales y convencionales de núcleo, complementados con información de registros de pozos, entornos geológicos y datos de producción entre otros. Cabe destacar que los sedimentos correspondientes a las arenas de la Formación Oficina, son de profundidad somera, debido a esto las areniscas se caracterizan por ser poco consolidadas con altas porosidades y altas permeabilidades. En la Tabla N° 1 se muestra un resumen acerca de cómo fueron desarrollados los modelos del área de petrofísica.

Tabla N° 1. Desarrollo experimental de los modelos petrofísicos

Modelo de arcillosidad	Se realizó a partir de correlaciones del Gamma Ray Lineal
Modelo de porosidad	Se estimó a partir del modelo densidad – neutrón, obteniendo el mejor ajuste en las ecuaciones empleadas
Modelo de saturación de agua	A partir de los perfiles, se utilizó la ecuación de Simandoux Modificada, la cual representa la correlación que calibra con los datos de núcleo del pozo NZZ 173.
Modelo de permeabilidad	Se desarrolló una regresión con los datos de núcleo del pozo NZZ 173

En la Tabla N° 2, se muestran los resultados promedios obtenidos del desarrollo de los modelos anteriores, así mismo, en la Tabla N° 3 se muestran los parámetros de corte utilizados para delimitar el Yacimiento OFIE NZZ0035.

Tabla N° 2. Valores promedios de los modelos petrofísicos

Porosidad	Permeabilidad	Saturación de agua	Volumen de arcilla
29 %	2675 mD	25 %	13 %

Tabla N° 3. Parámetros y valores de corte petrofísicos

Espesor (pies)	Porosidad	Volumen de arcilla	Saturación de agua
2,5	$\geq 0,15$	$\leq 0,45$	$\leq 0,6$

Posteriormente en el modelo geoestadístico, se mostrará la distribución espacial de los modelos de porosidad y permeabilidad del Yacimiento OFIE NZZ0035.

4.2.5 Modelo de fluidos

4.2.5.1 Propiedades PVT

Mediante muestras tomadas al pozo NZZ 182, se realizó una prueba de liberación diferencial a la temperatura de yacimiento de 159 °F, obteniendo la presión de

burbuja en 1.105 lpc y 15,5 °API del crudo residual a 60 °F, los resultados de la prueba se muestran en la Tabla N° 4.

Tabla N° 4. Resultados prueba de liberación diferencial (PDVSA, 2005)

Presión (lpc)	Relación gas-petróleo en solución (PCY/BY)	Factor volumétrico del petróleo (BY/BN)	Factor volumétrico del gas (PCY/PCN)	Gravedad específica del gas	Viscosidad del petróleo (cP)	Viscosidad del gas (cP)	Función Y
3.000	130	1,0881	---	---	49,6	---	---
2.800	130	1,0888	---	---	47,3	---	---
2.600	130	1,0894	---	---	45,9	---	---
2.400	130	1,0903	---	---	44,4	---	---
2.200	130	1,0912	---	---	43,0	---	---
2.000	130	1,0922	---	---	41,5	---	---
1.800	130	1,0934	---	---	40,1	---	---
1.600	130	1,0946	---	---	38,6	---	---
1.400	130	1,0958	---	---	37,2	---	---
1.200	130	1,0971	---	---	35,7	---	---
1.105	130	1,0978	---	---	34,0	---	---
1.000	118	1,0914	0,0029689	0,637	36,1	0,0139	---
800	96	1,0841	0,0037498	0,64	40,4	0,0134	4,0476
600	74	1,0759	0,0050626	0,65	45,3	0,013	3,9579
400	52	1,0686	0,007674	0,669	51,1	0,0126	3,8246
200	29	1,0604	0,015505	0,708	58,1	0,0124	3,655
12	0	1,0396	0,2120075	0,877	68,9	0,0122	3,4734

En la Figura N° 13, se muestra el grafico de Función Y vs Presión, la cual resultó consistente para los datos PVT junto a la prueba de la desigualdad mostrada en la Tabla N° 5, sin embargo, se destaca la ausencia de la prueba de balance de materiales y la prueba de separadores para el cálculo de la densidad del petróleo para la validación PVT.

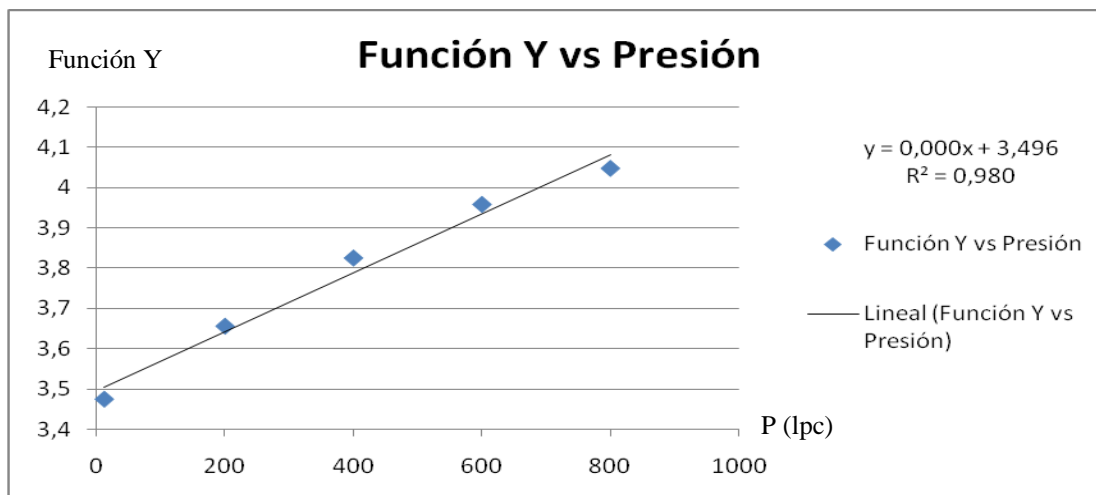


Figura N° 13. Prueba de la linealidad de la Función Y

Tabla N° 5. Prueba de la desigualdad

$\Delta\beta_o/\Delta P < \beta_g * (\Delta R_s/\Delta P)$						
ΔP	$\Delta\beta_o$	A	β_g	ΔR_s	B	A<B
105	0,0064	6,095E-05	0,0029689	12	0,0003	Consistente
200	0,0073	3,650E-05	0,0037498	22	0,0004	Consistente
200	0,0082	4,100E-05	0,0050626	22	0,0006	Consistente
200	0,0073	3,650E-05	0,007674	22	0,0008	Consistente
200	0,0082	4,100E-05	0,015505	23	0,0018	Consistente
188	0,0208	1,106E-04	0,2120075	29	0,0327	Consistente

4.2.5.2 Propiedades roca– fluido

Para obtener las propiedades roca– fluido se emplearon análisis de permeabilidades relativas y presiones capilares a las muestras del núcleo del pozo NZZ 173S. Los resultados obtenidos fueron clasificados de acuerdo a cada tipo de roca y ajustados a través de las correlaciones de Corey y la función J – Leverett para las permeabilidades relativas y las presiones capilares respectivamente. En Tabla N° 6 se presentan los puntos extremos para el modelo de interacción roca– fluido de cada tipo de roca utilizado para desarrollar las tablas de permeabilidades relativas, las cuales se muestran en el Apéndice A junto a las presiones capilares.

Tabla N° 6. Puntos extremos para el modelo de interacción roca – fluido (PDVSA, 2010)

Facie	S_{wc}	S_{orw}	S_{org}	$K_{rw\ max}$	$K_{row\ max}$	$K_{rg\ max}$	$K_{rog\ max}$
Canal	0,179	0,2	0,3	0,04	0,7	0,3	0,7
Barra	0,266	0,3	0,35	0,08	0,6	0,28	0,6
Abanico de rotura	0,325	0,25	0,45	0,12	0,4	0,25	0,4

4.2.6 Modelo geostatístico y mallado

A partir de la integración de los modelos anteriores y el uso de la geostatística, generados en trabajos previos, desarrollaron el mallado 3D del Yacimiento OFIE NZZ0035, el cual incluye el modelo estructural y las propiedades en el espacio de: porosidad, permeabilidad, NTG, volumen de arcilla y tipo de facies. El tamaño promedio de cada celda es de 75m x 75m en dirección i y j respectivamente, y el número de celdas incluidas en el mallado son 103 en dirección i, 91 en dirección j y 15 en dirección k. A continuación, en las siguientes figuras se muestran el modelado 3D del modelo geológico cargado en la plataforma Builder 2010.12.

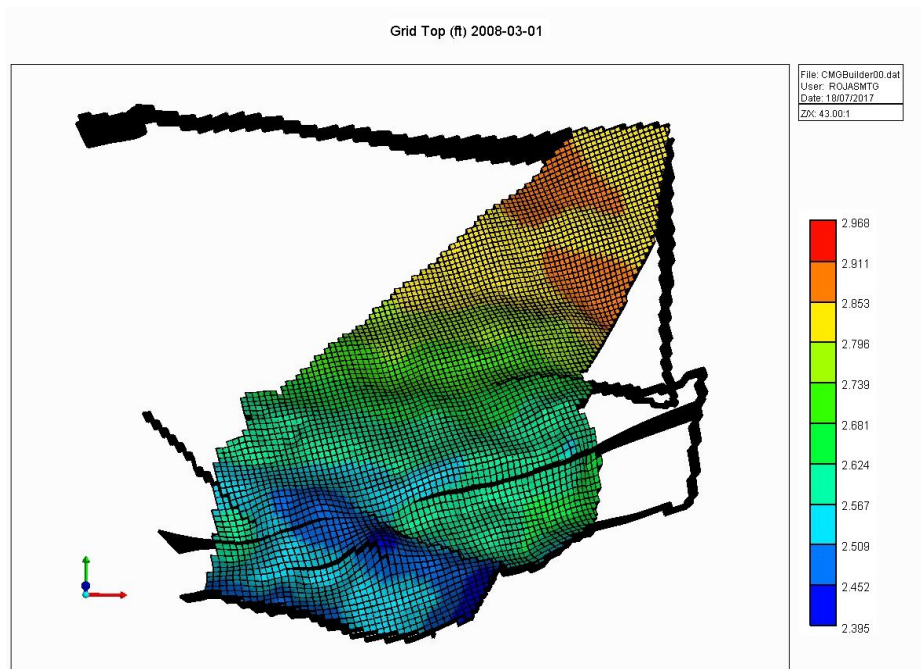


Figura N° 14. Modelo estructural del Yacimiento OFIE NZZ0035

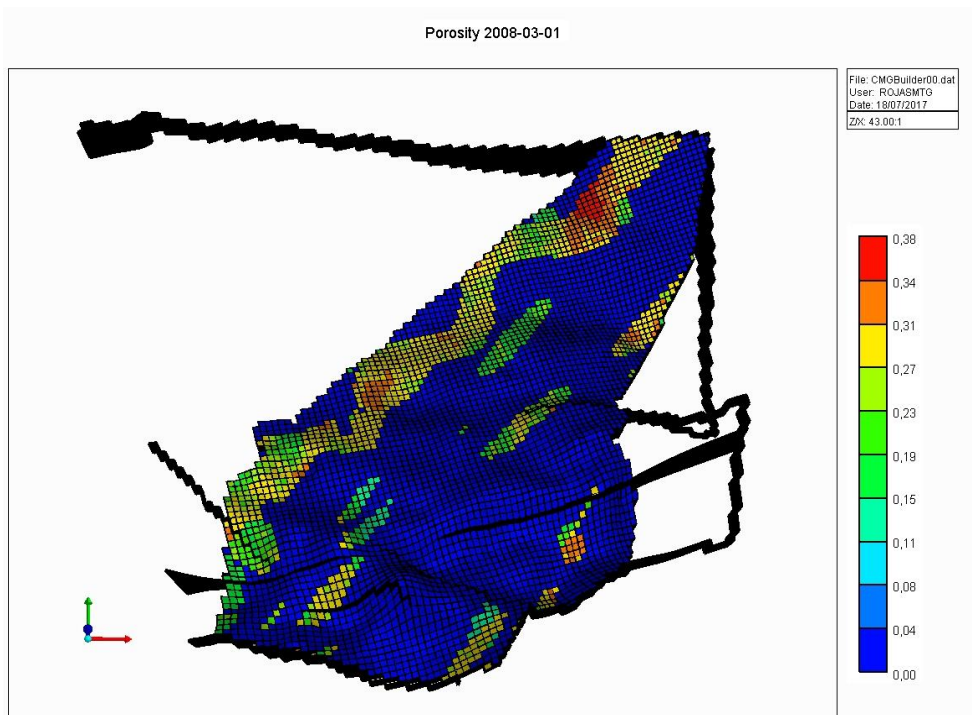


Figura N° 15. Modelado de porosidad del Yacimiento OFIE NZZ0035

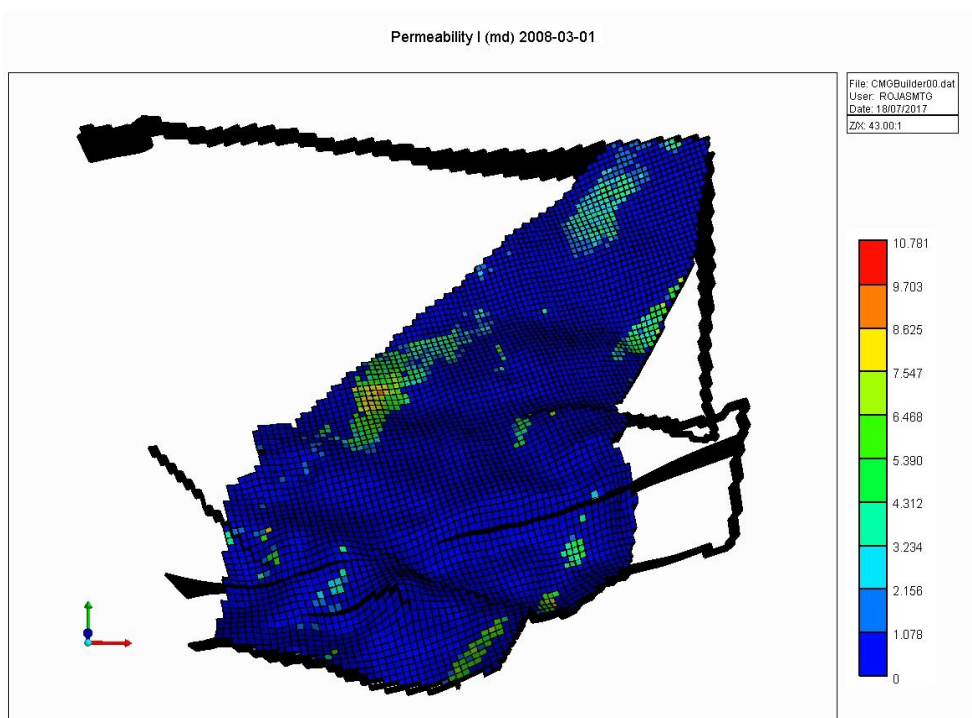


Figura N° 16. Modelo de permeabilidad del Yacimiento OFIE NZZ0035

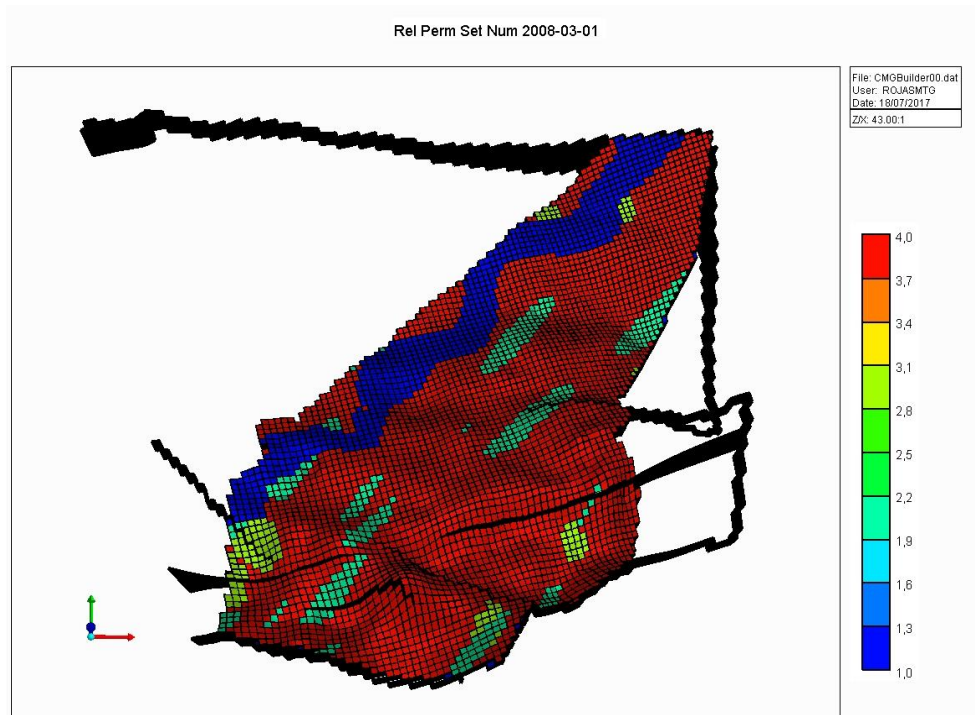


Figura N°17. Modelado de facies presentes en el Yacimiento OFIE NZZ0035

2.18 Validación del modelo dinámico del Yacimiento OFIE NZZ0035

4.3.1 Inicialización

Posterior al desarrollo del modelo estático, se procedió a validar el mismo a través del cálculo del POES, resultando una diferencia de 4,6 %, el cual es aceptable para la validación, tal como se muestra en la Tabla N° 7.

Tabla N° 7. Validación del modelo estático (CEIYO, 2010)

POES volumétrico (MM BN)	POES simulación (MM BN)	Diferencia (%)
136	130	4,6

4.3.2 Cotejo histórico

4.3.2.1 Comportamiento de presión del Yacimiento OFIE NZZ0035

En la Figura N° 18 se presenta los puntos representativos de presión del Yacimiento OFIE NZZ0035.

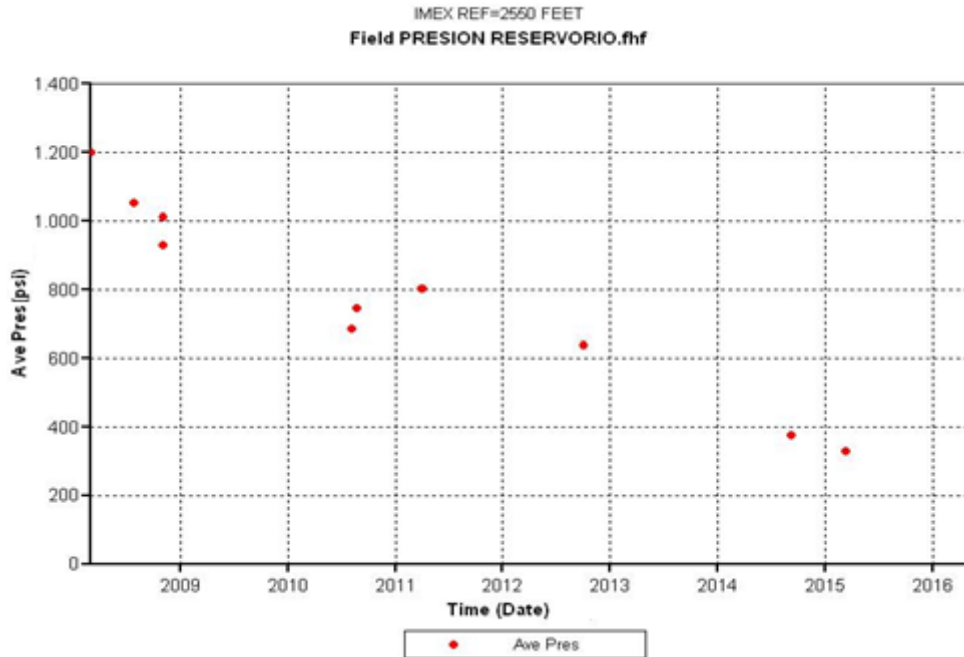


Figura N° 18. Comportamiento histórico de la presión del Yacimiento OFIE NZZ0035

En referencia a la Figura N° 18, se tiene que para el Yacimiento OFIE NZZ0035 una presión inicial de 1.200 lpc correspondientes al mes de marzo del 2008, fecha en la que se inicia la explotación del yacimiento, posteriormente y hasta noviembre de 2008, la presión cae pronunciadamente, alcanzando valores menores a la presión de burbuja (1.105 lpc), a partir de ese momento, la presión desciende en una menor medida hasta diciembre de 2015, alcanzando 328 lpc. A partir de lo expuesto anteriormente, se concluye que el mecanismo de producción primario dominante para el yacimiento es por expansión de roca y fluidos, y que a partir de que el yacimiento alcanza la presión de burbuja, actúa adicionalmente el empuje por gas en solución.

4.3.2.2 Comportamiento de producción del Yacimiento OFIE NZZ0035

Para el Yacimiento OFIE NZZ0035 se dispone de una data de producción de fluidos de los pozos productores cargada en OilField Manager, los cuales se especifican en el Apéndice B y se enumeran a continuación: NZZ 203, NZZ 205, NZZ 208, NZZ 272, NZZ 273, NZZ 282, NZZ 284, NZZ 287, NZZ 294, NZZ 295, NZZ 305, NZZ307, NZZ 309, NZZ 318, NZZ 319. De los pozos anteriormente mencionados, el pozo NZZ 203 se encuentra produciendo tanto en el Yacimiento OFIE NZZ0035 como en el OFIF,G NZZ0035, y los pozos NZZ 273, NZZ 318 y NZZ 319 no se encuentran produciendo a la fecha de esta investigación, el primero cerrado por altos cortes de agua; el segundo y el tercero por bajas tasas de producción. A continuación, se muestran los comportamientos de producción de petróleo, gas y agua del yacimiento en la Figura N° 19, 20 y 21 respectivamente.

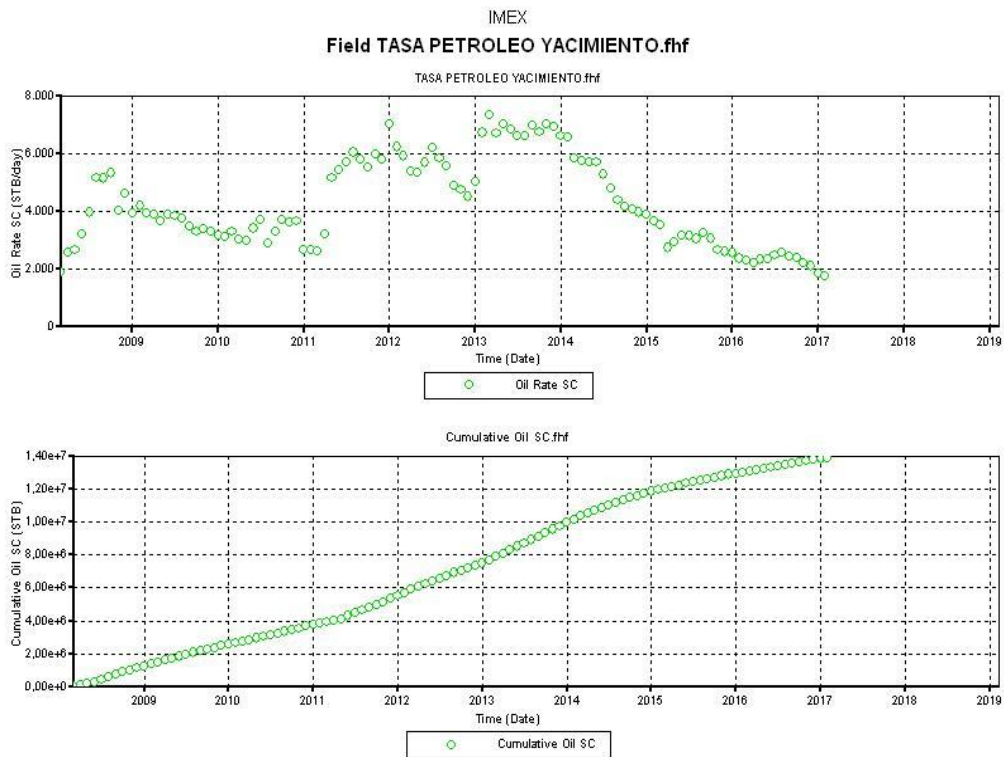


Figura N° 19. Comportamiento histórico de producción de petróleo del Yacimiento OFIE NZZ0035

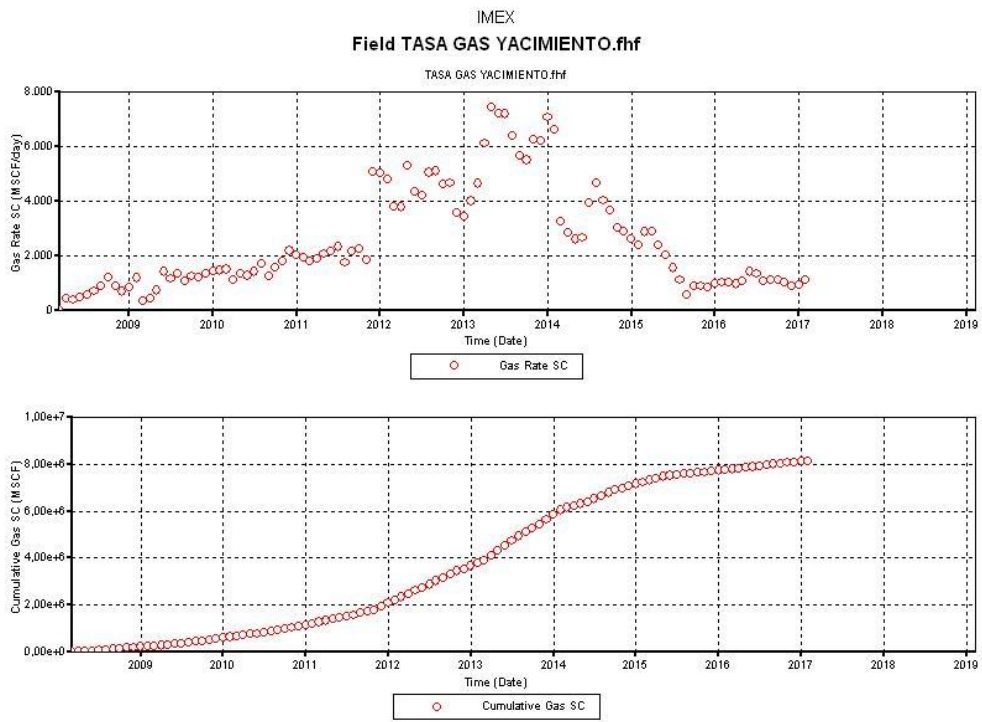


Figura N° 20. Comportamiento histórico de producción de gas del Yacimiento OFIE NZZ0035

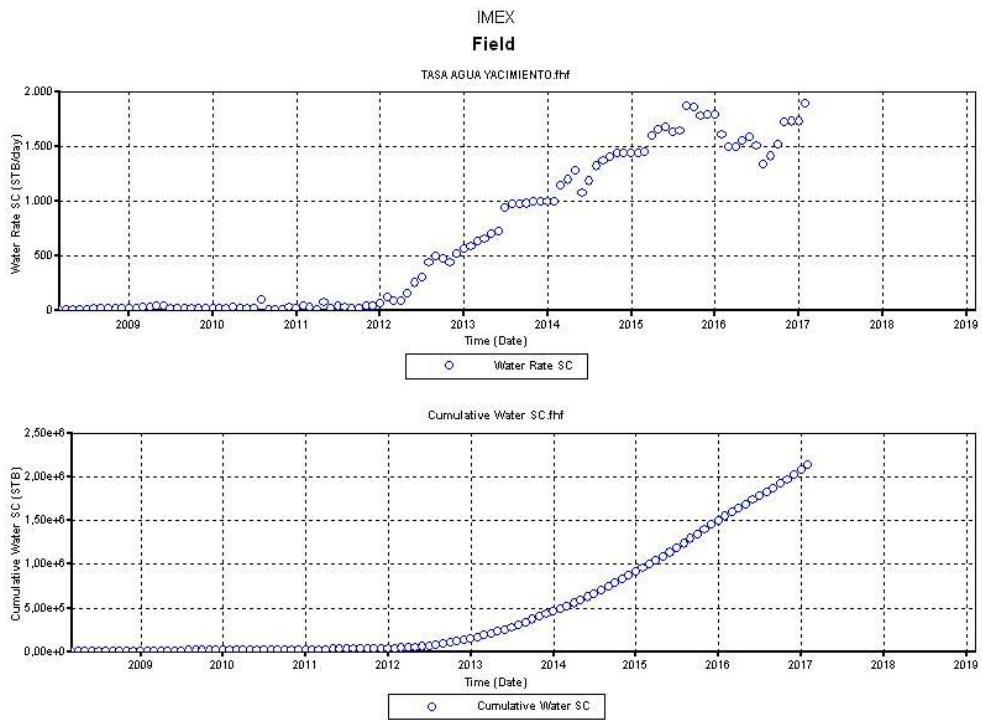


Figura N° 21. Comportamiento histórico de producción de agua del Yacimiento OFIE NZZ0035

En la Figura N° 19 se observa que la producción de petróleo aumenta a medida que se perfora más pozos productores. A partir de noviembre de 2013, fecha en que se perfora el último pozo productor, la tasa de producción de petróleo decae, debido al agotamiento de la energía del yacimiento.

En concordancia con el comportamiento de la producción de petróleo, la producción de gas exhibe un similar comportamiento, tal como se muestra en la Figura N° 20, de manera que la producción de gas proviene en su mayoría por el gas liberado a condiciones de superficie, este hecho se debe a que el gas presenta bajos valores de permeabilidades relativas con respecto al petróleo y los pozos productores, salvo el NZZ 319, son pozos horizontales, distribuyendo mejor la caída de presión a los alrededores del pozo, evitando así la conificación del gas.

El comportamiento de agua presenta un aumento abrupto en diciembre de 2011, tal como se observa en la Figura N° 21, a partir de la fecha, la producción de agua crece paulatinamente, este comportamiento se debe a la canalización preferencial que se presenta en los pozos completados próximos al contacto agua – petróleo: NZZ 208, NZZ 272, NZZ 273, NZZ 282, NZZ 284, NZZ 287, NZZ 305 y NZZ 307. Este fenómeno se debe a la naturaleza viscosa del petróleo, favoreciendo la movilidad del agua sobre el petróleo y que se hace notorio conforme avanza la producción, aumentando la saturación agua y con ella, la permeabilidad relativa del agua.

4.3.2.3 Cotejo histórico de la presión promedio

Tomando en cuenta el comportamiento de presión y producción de fluidos del yacimiento antes expuesto, se realizó el ajuste de la presión a través de análisis de sensibilidades a la compresibilidad de la roca a la presión de referencia de 3.100 lpc, obteniendo un valor óptimo de 20 E-6 l/lpc distinto al valor inicial dado de $5,11 \text{ E-6 l/lpc}$, además se modeló un acuífero analítico tipo Fetkovitch cuyo tamaño y características fueron determinados a través de sensibilidades en la curva de presión y producción de agua. En la Tabla N° 8 se muestra el tamaño y características del acuífero modelado.

Tabla N° 8. Características del acuífero analítico tipo Fetkovitch modelado.

Espesor	15 pies
Porosidad	0,29
Permeabilidad	7000 mD
Radio	1000 pies
Ángulo de contacto	180°

Tomando en cuenta que el pozo NZZ 203 fue completado en dos arenas, se calculó un valor porcentual de la producción total del pozo que representará la producción en el intervalo de interés, este valor, estimado en un 30 % de la producción total, se ajustó al comportamiento de presión del yacimiento. En la Figura N° 22, se muestra el resultado del cotejo histórico de la presión del yacimiento.

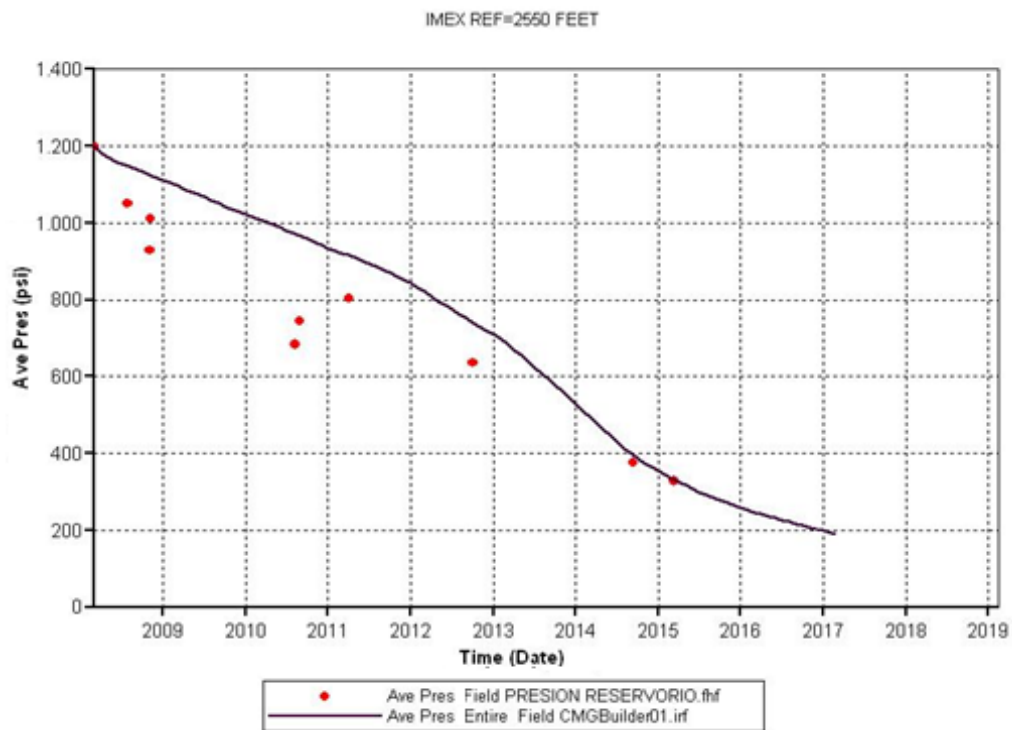


Figura N° 22. Cotejo histórico de presión estática del Yacimiento OFIE NZZ0035

4.3.2.4 Cotejo histórico de producción de fluidos

Una vez cotejado el comportamiento histórico de presión del modelo con el comportamiento real, se procedió a iniciar el cotejo de la producción de fluidos, alternando el modo de control entre tasa de petróleo y tasa de líquido, de esa manera se trató de simular el comportamiento de canalización preferencial observada en los pozos señalados. Los resultados se muestran en las siguientes figuras.

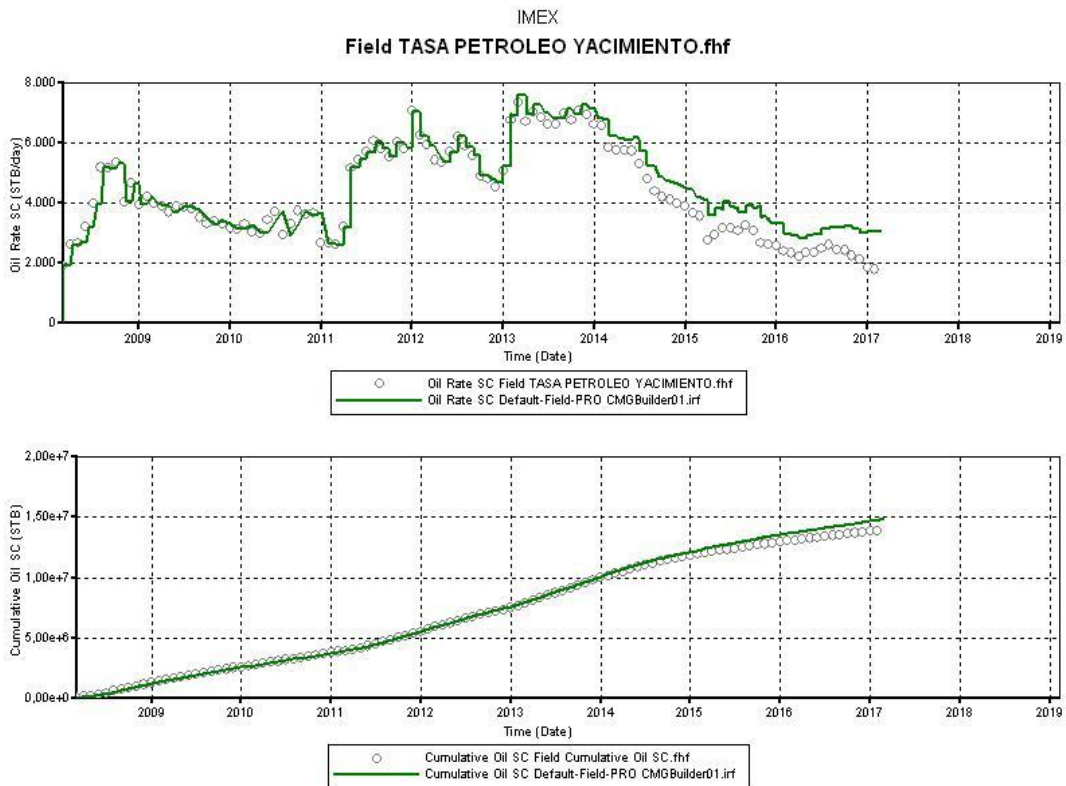


Figura N° 23. Cotejo histórico de producción de petróleo del Yacimiento OFIE NZZ0035

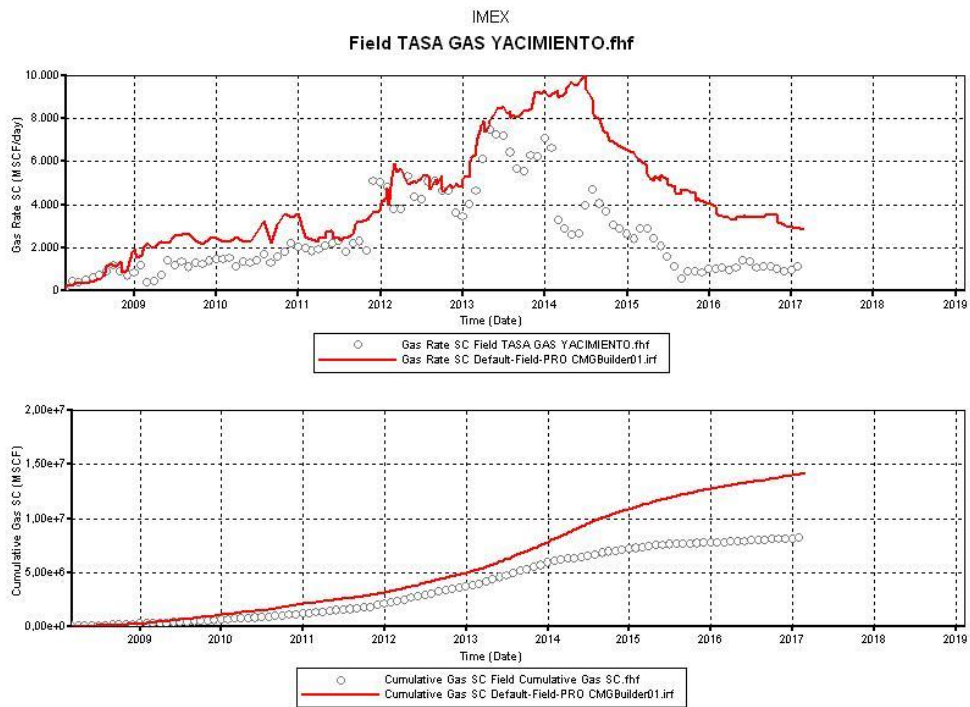


Figura N° 24. Cotejo histórico de producción gasífera del Yacimiento OFIE NZZ0035

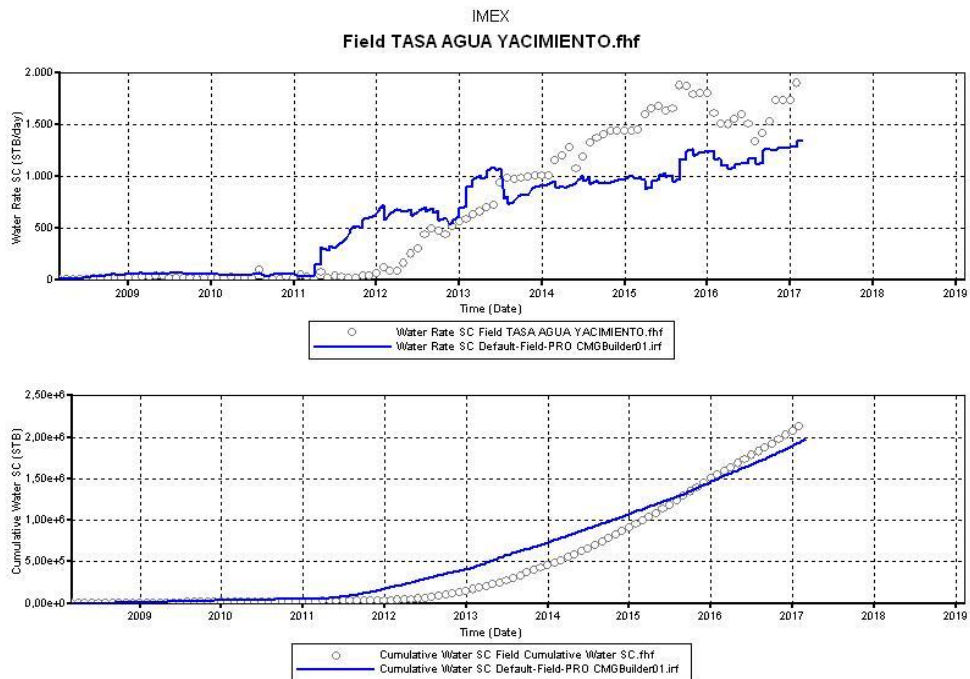


Figura N° 25. Cotejo histórico de producción de agua del Yacimiento OFIE NZZ0035

Como se puede observar en la Figura N° 23, el cotejo de la producción de petróleo resultó con una producción simulada ligeramente superior a partir del año 2014, como consecuencia, el gas también presentó una producción simulada superior tal como se observa en la Figura N° 24. Por otra parte, en la Figura N° 25 se observa en el comportamiento del agua una irrupción temprana en abril de 2011, la cual ocurrió a través del pozo NZZ 272, a partir de ese momento, la tasa de agua creció constantemente como consecuencia de la canalización preferencial presente en el yacimiento de estudio.

Para alcanzar el cotejo histórico de la producción de fluidos, se realizó análisis de sensibilidades a variables como permeabilidad de la roca y permeabilidades relativas, además se realizó ajustes a la transmisibilidad en áreas cercanas a los pozos con problemas de cotejo de producción, así como una reinterpretación de las facies que favorecieran la producción de agua, tal como ocurrió en los pozos NZZ 307 y NZZ 319, en los cuales se cambió las características de la roca de lutita a abanico de rotura. Cabe destacar que los pozos NZZ 272, NZZ 305 y NZZ 307 presentaron tasas de petróleo simuladas ligeramente superiores al modelo real debido a que fue ajustada la tasa de control de tasa de petróleo a tasa de líquido al momento que se observó un aumento abrupto de la tasa de agua, de esa manera fue posible reproducir el comportamiento del agua canalizada. Finalmente, no fue posible reproducir el comportamiento del agua en los pozos NZZ 273 y NZZ 282, debido a que el modelado de facies interpretado en el desarrollo del modelo estático no permitió simular la canalización preferencial, ya que se observa en esta zona, que representa el este del yacimiento, canales entrelazados alternados con lutitas que no favorecen el movimiento del agua desde el acuífero hacia los pozos productores mencionados.

2.19 Predicciones

Teóricamente a través del cálculo de la razón de movilidad del frente de agua, se puede predecir el comportamiento del proceso de inyección de agua, para ello se utilizó la Ecuación N° 3 y se graficó la curva de flujo fraccional, obteniendo a través

de la solución de Welge como se observa en la Figura N° 26 la saturación del frente de agua.

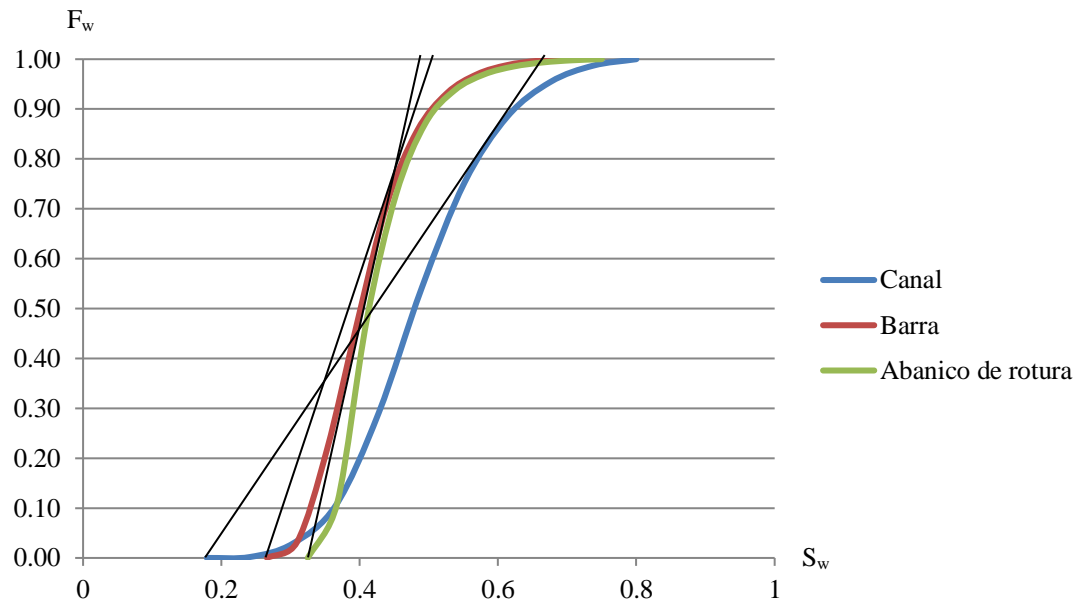


Figura N° 26. Curva de flujo fraccional según tipo de roca

A partir de la saturación del frente de agua, se hizo uso de la Ecuación N° 2 y se obtuvo la razón de movilidad asociado a cada facie. Los resultados se muestran en la Tabla N° 9.

Tabla N° 9. Variables del cálculo de razón de movilidad por cada tipo de roca

Tipo de roca	S_{wf}	K_{rw}	K_{ro}	Mov
Canal	0,6137	0,0107	0,15572	7,710
Barra	0,4396	0,00605	0,27616	2,458
Abanico de rotura	0,4525	0,00582	0,24338	2,683

De acuerdo a los resultados, se destaca que para cada tipo de roca se obtienen razones de movilidad mayores a 1, ligeramente mayor en las facies de tipo barra y abanico de rotura y considerablemente mayor en canal, por lo que se predice que el agua inyectada formará dedos dentro del petróleo y no lo desplazará de manera uniforme.

A partir de la validación del modelo dinámico y una vez visualizado teóricamente el proceso de inyección de agua, se procedió a realizar las predicciones en el simulador de acuerdo a los objetivos planteados en el capítulo I, para ello, se seleccionó como horizonte 25 años aproximadamente, partiendo desde marzo de 2008 hasta enero de 2033, permitiendo visualizar con mayor margen en el tiempo los efectos de la aplicación de dicho método, además se controlaron los pozos productores bajo las condiciones de tasa de petróleo y corte de agua, cerrando los pozos que alcanzaran una tasa de petróleo antieconómica de 10 BN/d o un corte de agua de 0,95.

En la Figura N° 26 y Tabla N° 10, se muestran los resultados de producción por agotamiento y por el proyecto de inyección base propuesto previamente, que contempla la inyección a través de los pozos verticales NZZ 360I, NZZ 362I y NZZ 364I a 5.000 BN/d y a 1.400 lpc, ubicados en el flanco norte del yacimiento, buzamiento abajo.

Tabla N° 10. Producción de fluidos por agotamiento y caso base de inyección

	Agotamiento	Caso base de inyección de agua
Factor de recobro	13,81 %	18,04 %
Petróleo acumulado	19.524 M BN	25.508,2 M BN
Gas acumulado	17.052,9 MM PCN	16.647,4 MM PCN
Agua acumulada	3.508,77 M BN	40.194,2 M BN
Corte de agua	0,12	0,88

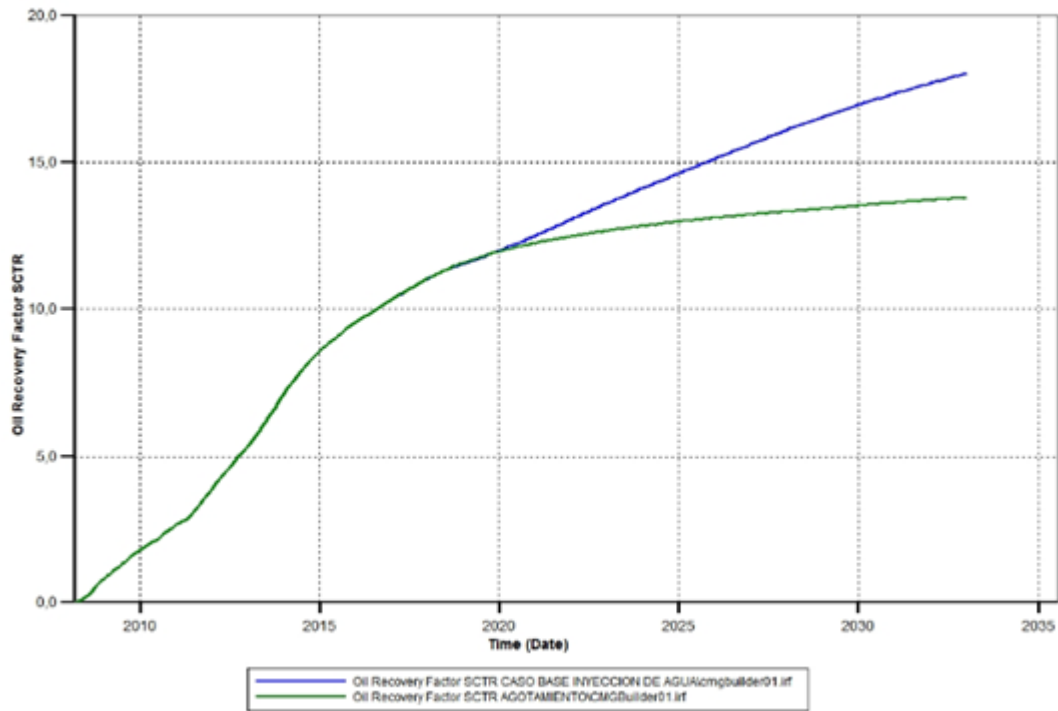


Figura N° 26. Recobro por agotamiento y por caso base de inyección de agua

La razón de este bajo incremento del factor de recobro al aplicar la inyección de agua salada, calculado en un 4,23 %, se debe a lo explicado teóricamente a través de la curva de flujo fraccional y el cálculo de la razón de movilidad. Razones de movilidad por encima de 1, generan que el agua inyectada no desplace uniformemente al petróleo, sino que forme dedos y se desplace con mayor movilidad que el petróleo.

En el caso de la producción de gas, se observa un mayor volumen de producción de gas acumulado en el caso por agotamiento que en el caso de inyección base, se debe a que en el caso de inyección queda atrapado cierto volumen de gas detrás del frente y que al irrumpir el agua inyectada en los pozos productores restringe la producción de gas.

Con respecto a la producción de agua, se observa una gran diferencia en los volúmenes de agua producida y el corte de agua de los casos evaluados, esto es fácilmente explicable por el hecho de que el agua inyectada irrumpe en los pozos

productores, específicamente los pozos NZZ 208, NZZ 272, NZZ 282, NZZ 284, NZZ 287, NZZ 305, NZZ 307 y NZZ 309, los cuales representan el 53 % de los pozos productores del yacimiento.

4.4.1 Evaluación de las diferentes configuraciones de los pozos inyectores

En el proyecto base de inyección de agua salada, se contempla la perforación de los pozos inyectores verticales NZZ 360I, NZZ 363I y NZZ 364I, sin embargo, esta investigación contempla la evaluación al configurar horizontalmente de los pozos anteriormente mencionados y su impacto en el proceso de inyección de agua salada, para ello, se completó los distintos pozos en las capas horizontales con mejores propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad y volumen de arcilla), manteniendo las coordenadas de entrada original.

Inicialmente, se evaluó el impacto de los pies de completación en el plano horizontal, definiendo un caso base de completación de 1.000 pies para los pozos NZZ 360I, NZZ 362I y NZZ 364I, posteriormente y utilizando la misma presión de inyección que el caso base, se evaluó completaciones de 500 y 1.500 pies para los pozos antes mencionados, los resultados, mostrados en la Tabla N° 11 fueron los siguientes.

Tabla N° 11. Evaluación de los pies completados en los pozos horizontales de inyección

	Pies completados	Pozo		
		NZZ 360I horizontal	NZZ 362I horizontal	NZZ 364I horizontal
Agua inyectada acumulada (M BN)	500	26.652,2	23.886,5	19.419,1
	1.000	27.100	27.100	27.100
	1.500	27.338,7	28.585,4	35.018,7
Volumen global de petróleo producido (M BN)	500	25.319,5	26.186,7	25.854,8
	1.000	25.544,9	26.514,2	26.302,1
	1.500	25.549,2	26.625,5	26.746

Lógicamente, aplicando la misma presión de inyección, se logra inyectar un mayor volumen de agua en los casos con mayor número de pies completados, ya que permite un mayor caudal por tener una mayor área de contacto entre el pozo y la arena, además, al inyectar mayor volumen de agua, se logra un mayor barrido y con ello una mayor producción de petróleo, tal como se muestra los resultados en la Tabla N° 11.

Una vez considerado los pies completados, se procedió a comparar la inyección a través de pozos verticales y la inyección mediante pozos horizontales. Se determinó para ambos casos una tasa de inyección máxima de 5.000 BN/d y una presión de inyección máxima de 1.400 lpc, en el caso de los pozos horizontales, se estimó 1.000 pies de completación. Los resultados se muestran en la Tabla N° 12, donde se evaluó los casos de inyección a través de pozos verticales, modificando la completación de vertical a horizontal individualmente por pozo y modificando todos los pozos verticales a horizontales.

Tabla N° 12. Producción de petróleo por caso de configuración de inyectores

	Caso base de inyección (pozos verticales)	NZZ 360I horizontal	NZZ 362I horizontal	NZZ 364I horizontal	Pozos de inyección horizontales
Volumen de petróleo producido (M BN)	25.508,20	25.544,9	26.514,2	26.302,1	27.264,2
Factor de recobro (%)	18,04	18,07	18,76	18,61	19,29

De acuerdo a los resultados de la Tabla N° 12, configurar el o los pozos horizontalmente logra un mayor factor de recobro, aumentando la eficacia del proceso de inyección de agua. En el caso de configurar los pozos horizontalmente, se logra una diferencia de 1.756.000 BN con respecto al caso de inyección base, la razón de esto se debe a las mejoras que presentan los pozos horizontales en la inyectividad (volumen de agua inyectados por unidad de presión), permitiendo inyectar un mayor volumen de agua a cierta presión de inyección a diferencia de los pozos verticales. En la Figura N° 27 se muestra la inyectividad en BN/lpc versus el número de días en los

cuales fue aplicada la inyección de agua según la configuración de los pozos inyectoros, donde claramente se expone las razones antes descritas.

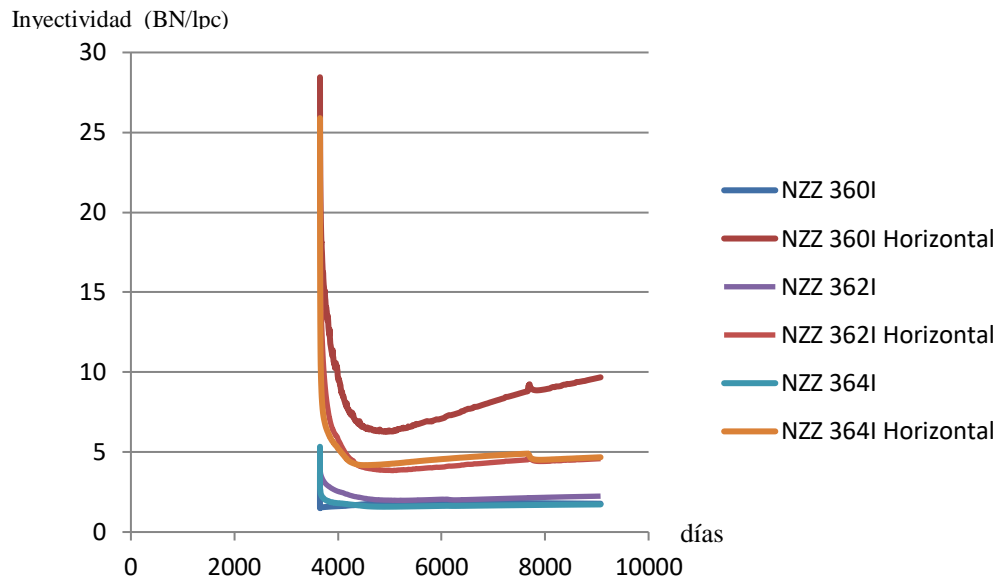


Figura N° 27. Inyectividad de los pozos verticales y horizontales de inyección

Se destaca que a pesar de la evidencia en cuanto a las mejoras presentadas en el recobro por inyección de agua, no hay que ignorar el hecho de que los pozos horizontales presentan costos de hasta tres veces mayores que configurar un pozo vertical, por lo que un análisis económico es necesario para determinar finalmente si es adecuado utilizar pozos horizontales de inyección en vez de pozos verticales de inyección, sin embargo, se recomienda utilizar pozos horizontales de inyección esencialmente en yacimientos someros que presentan bajas presiones de fractura, de manera que se logra evitar fracturar la arena a una mayor inyectividad.

4.4.2 Evaluación de los distintos esquemas de inyección

Con el objetivo de determinar el esquema de inyección más favorable, se utilizó sensibilidades en la simulación numérica en seis escenarios, todos estos con una tasa total máxima de inyección de 15.000 BN/d distribuida proporcionalmente de acuerdo al número de pozos y una presión de inyección máxima de 1.400 lpc por pozo. Los escenarios se muestran a continuación:

✓ Escenario base de inyección

Contempla la inyección a través de los tres pozos verticales NZZ 360I, NZZ 362I y NZZ 364I ubicados al norte del yacimiento, cerca del contacto agua– petróleo.

✓ Escenario A

Similar al escenario anterior pero cambiando la configuración de los pozos NZZ 360I y NZZ 364I de verticales a horizontales.

✓ Escenario B

Inyección a través de cuatro pozos verticales ubicados en el flanco norte del yacimiento, cerca del contacto agua – petróleo.

✓ Escenario C

Similar al escenario B con la diferencia de que dos de los cuatro pozos inyectoros son horizontales (NZZ 360I y NZZ 365I).

✓ Escenario D

Cinco pozos verticales de inyección ubicados buzamiento abajo al norte, próximo al contacto agua– petróleo.

✓ Escenario E

Dos pozos horizontales (NZZ 360I y NZZ 365I) y cuatro verticales de inyección dispuestos en la periferia y alrededor de las áreas de drenaje de los pozos productores.

✓ Escenario F

Ocho pozos verticales de inyección ubicados periféricamente y alrededor de las zonas de drenaje de los pozos productores.

Considerando la heterogeneidad del yacimiento, la ubicación de los pozos inyectoros en los distintos escenarios fue determinada a partir de la capacidad de flujo y el

volumen de arcilla, con el fin de maximizar la inyectividad y evitar problemas futuros por taponamiento al expandirse la arcilla hidratada. A continuación, en la Tabla N° 13 se expone el factor de recobro obtenido para cada escenario evaluado, adicionalmente, en el Apéndice C se muestra el mapa de saturación de agua resultante al finalizar la corrida de simulación con los respectivos pozos por escenario estudiado.

Tabla N° 13. Factor de recobro de los distintos esquemas de inyección

Escenario	Factor de recobro
Base	18,04%
A	18,13%
B	18,27%
C	19,03%
D	19,10%
E	19,84%
F	22,74%

De los escenarios planteados, el A, B, C y D corresponden a inyección periférica mientras que el E y F considera la inyección periférica y dentro de la zona de petróleo. Tal como se esperaba teóricamente, en los escenarios E y F se logró una rápida respuesta del yacimiento y una mayor eficiencia de barrido areal, además disminuyó el efecto de las heterogeneidades del yacimiento a comparación de los escenarios A, B, C y D, en donde una porción del agua inyectada no cumplió la función de desplazar al petróleo.

De acuerdo a los resultados mostrados en la Tabla N° 13, el escenario F fue el que mostró mejor resultado en cuanto a recobro con un 22,74 %, ya que logró barrer mayor área por el número y ubicación de los pozos inyectores en comparación de los

escenarios anteriores. Cabe mencionar que bajo el escenario F, los pozos NZZ 272 y NZZ 307 resultan en cierre por alto corte de agua para octubre de 2023 y septiembre de 2031 respectivamente, resultados aceptables ya que estos pozos presentaban problemas de canalización preferencial y se esperaba su cierre eventualmente.

4.4.3 Ubicación de los pozos inyectoros

Considerando que el escenario F generó mayor recobro del yacimiento, se efectuó un análisis de sensibilidades a la ubicación de los pozos inyectoros del escenario propuesto, con el fin de determinar el espaciamiento óptimo entre pozos productores e inyectoros y así maximizar el factor de recobro. Se consideró para el análisis la ubicación de zonas con excelentes propiedades petrofísicas que permitieran una mayor inyectividad y capacidad de flujo del fluido inyectado, además se determinaron las zonas con volumen considerable de petróleo movable recomendadas para el barrido y se consideró un espaciamiento óptimo que permitiera una rápida respuesta del yacimiento a la inyección sin alcanzar la ruptura del frente de invasión en poco tiempo, ya que se estima que el yacimiento siga produciendo para el año 2033 con el mayor número de pozos productores.

En el caso de los pozos NZZ 360I, NZZ 362I y NZZ 364I, originalmente fueron propuestos en una ubicación determinada, de acuerdo al análisis de sensibilidades empleado, se concluyó que la ubicación de los pozos NZZ 362I y NZZ 364I resultaron óptimas en cuanto a la inyectividad y al espaciamiento con respecto a los pozos productores, sin embargo, se debió ajustar la ubicación del pozo NZZ 360I, debido a que la actual ubicación no presentaba propiedades petrofísicas adecuadas, generando baja inyectividad del pozo, la nueva ubicación optimizada se muestra a continuación en la Tabla N° 14.

Tabla N° 14. Ubicación original y modificada del pozo inyector NZZ 360I

NZZ 360I	Ubicación original	Ubicación modificada
Punto de entrada (U.T.M.)	N961103.3 ; E306959.4	N960821.6 ; E307042.4
Intervalo de inyección (pies)	2.769,3 – 2.779	2.758,6 – 2.770,5

Una vez finalizado el análisis de sensibilidades, se obtuvo una mejora de 0,21 % con respecto al factor de recobro, alcanzado así el valor de 22,96 %. Los resultados del análisis se exponen en la Tabla N° 15, donde se muestra las coordenadas y el intervalo de inyección de los pozos NZZ 360I, NZZ 362I y NZZ 364I ya propuestos y los pozos NZZ 365I, NZZ 366I, NZZ 367I, NZZ 368I y NZZ 369I propuestos en este nuevo esquema de inyección, adicionalmente se muestra en la Figura N° 28 la ubicación gráfica en el Yacimiento OFIE NZZ0035 de los pozos productores e inyectores.

Tabla N° 15. Ubicación optimizada de los pozos inyectores a emplear

Pozos de inyección	Punto de entrada (U.T.M.)	Intervalo de inyección (pies)
NZZ 360I	N960821.6 ; E307042.4	2.758,6 – 2.770,5
NZZ 362I	N960907.2 ; E305928.7	2.743,9 – 2.764,6
NZZ 364I	N960602.8 ; E304995.9	2.733,1 – 2.754,1
NZZ 365I	N960471.5 ; E304082.2	2.698,4 – 2.722,9
NZZ 366I	N957874.6 ; E303745.9	2.509,8 – 2.526,9
NZZ 367I	N958531.8 ; E306297.1	2.628,2 – 2.650,4
NZZ 368I	N959001.5 ; E304883.2	2.584,2 – 2.599,1
NZZ 369I	N958381.8 ; E304187.4	2.516,1 – 2.537,9

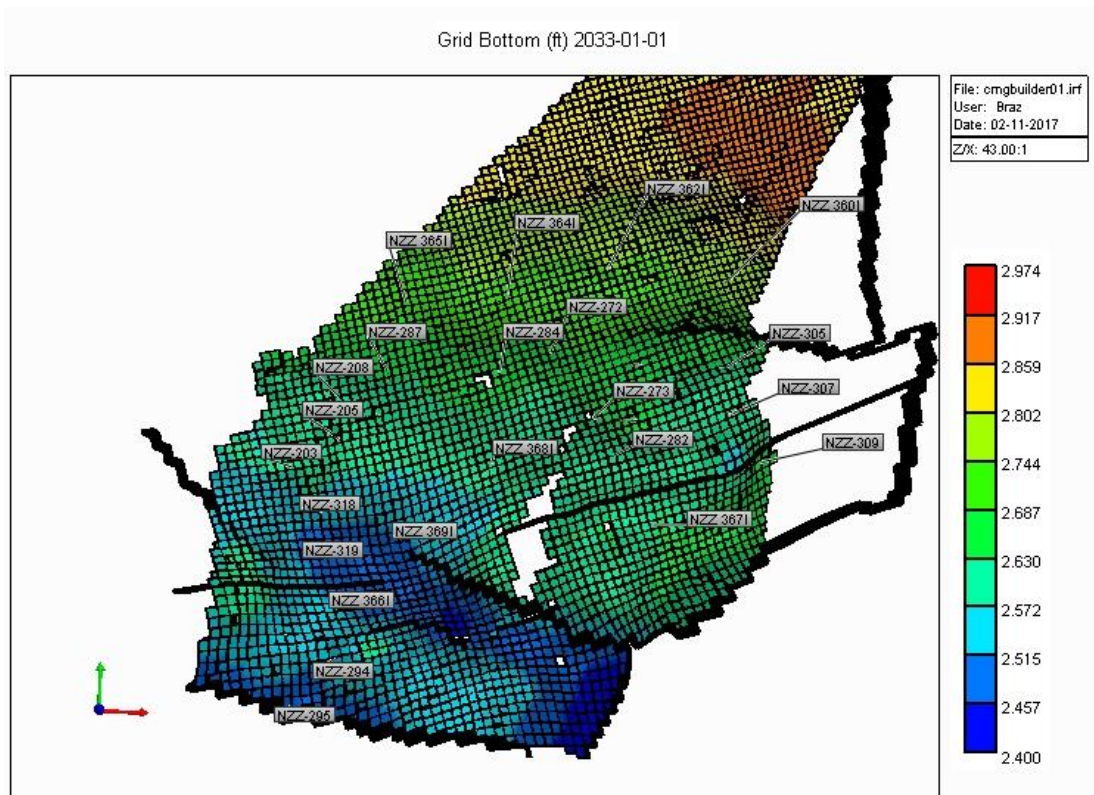


Figura N° 28. Ubicación gráfica de los pozos en el Yacimiento OFIE NZZ0035

4.4.4 Evaluación de la presión de inyección óptima

Para estimar la presión de inyección óptima, se debe tener en cuenta la presión de fractura, la cual impondrá restricciones debido a que el Yacimiento OFIE NZZ0035 es somero. Por experiencia, PDVSA S.A. y Schlumberger Limited estiman para las arenas del oriente de Venezuela un gradiente de fractura de 0,7 lpc/pie, no obstante para tener mayor certeza, se empleará la Ecuación de Anderson, una sencilla ecuación recomendada por Walsh y Lake para estimar la presión de fractura de arenas en función de la profundidad y de la presión del yacimiento, la cual se muestra a continuación:

$$P_f = \left(\frac{D}{3}\right)\left(1+2\frac{P}{D}\right) \quad \text{Ecuación N° 6}$$

Dónde:

P_f : presión de fractura (lpc).

D: profundidad del yacimiento (pies).

P: presión del yacimiento (lpc).

Haciendo uso de la Ecuación N° 6 se obtuvo para una profundidad de 2.550 pies y una presión de yacimiento de 1.200 lpc una presión de fractura de 1.650 lpc, inferior al valor de 1.785 lpc estimado al utilizar el gradiente de fractura por experiencia, por consiguiente, el gradiente de fractura resulta en 0,647 lpc/pie, sin embargo, considerando que la arena es altamente no consolidada, se recomienda usar un gradiente que no sobrepase el valor de 0,6 lpc/pie, lo cual representa una presión de 1.530 lpc.

Una vez estimado el valor máximo de presión de inyección permisible, se procedió a evaluar distintos valores de presión en la eficiencia del proceso de inyección de agua, para ello, se establecieron valores máximos de presión de fondo fluvente en los pozos de inyección, los resultados se muestran en la Tabla N° 16.

Tabla N° 16. Factor de recobro por presión de inyección

Presión de fondo fluvente (lpc)	Factor de recobro (%)
1.105	21,80
1.200	22,22
1.300	22,61
1.400	22,96
1.465	23,14
1.530	23,17

Tal como se observa en la Tabla N° 16, a medida que aumenta la presión de fondo fluyente en los pozos inyectoros se produce mayor volumen de petróleo. En los distintos casos evaluados no se observó una mayor inestabilidad en el frente de invasión sino que a medida que se aumentaba la presión se inyektaba también a mayores tasas, de manera que se logró un mayor barrido y mayor recobro, representando el mejor caso una presión de fondo fluyente para los pozos inyectoros de 1.530 lpc con un factor de recobro de 23,17 %.

4.4.5 Pronósticos finales

Como antes se había mencionado, los pozos NZZ 318 y NZZ 319 fueron cerrados por bajas tasas de producción, de manera que se evaluó su posterior apertura tiempo después de haber iniciado el proceso de inyección de agua, para ello, se realizó sensibilidades al índice de productividad y fecha de apertura de los pozos mencionados, no obstante, los resultados concluyeron que el mejor escenario es mantener estos pozos cerrados debido a que de igual manera producen a bajas tasas (el pozo NZZ 318 vuelve a ser cerrado) y drenan parte de la energía del yacimiento en forma de presión, afectando la producción de los pozos NZZ 203, NZZ 205 y NZZ 208 de mayor potencial y obteniendo así menor recobro.

Finalmente, en la Tabla N° 17 y en la Figura N° 29 se muestran los resultados de producción comparando el caso por agotamiento, el escenario de inyección de agua base y el escenario óptimo determinado, destacando que aplicando el escenario óptimo se obtendría 23,17 % de factor de recobro, lo cual representa 9,36 % adicional comparando con el caso por agotamiento y 5,13 % comparado con el caso base de inyección, adicionalmente, se visualiza en la Figura N° 30 el comportamiento de la presión por agotamiento y al inyectar agua.

Tabla N° 17. Producción de fluidos de los tres escenarios de explotación

	Agotamiento	Escenario base de inyección de agua	Escenario óptimo de inyección de agua
Factor de recobro	13,81%	18,04%	23,17%
Petróleo acumulado	19.524 M BN	25.508,2 M BN	32.755,5 M BN
Gas acumulado	17.052,9 MM PCN	16.647,4 MM PCN	16.383 MM PCN
Agua acumulada	3.508,77 M BN	40.194,2 M BN	47.467,5 M BN
Corte de agua	0,12	0,88	0,83

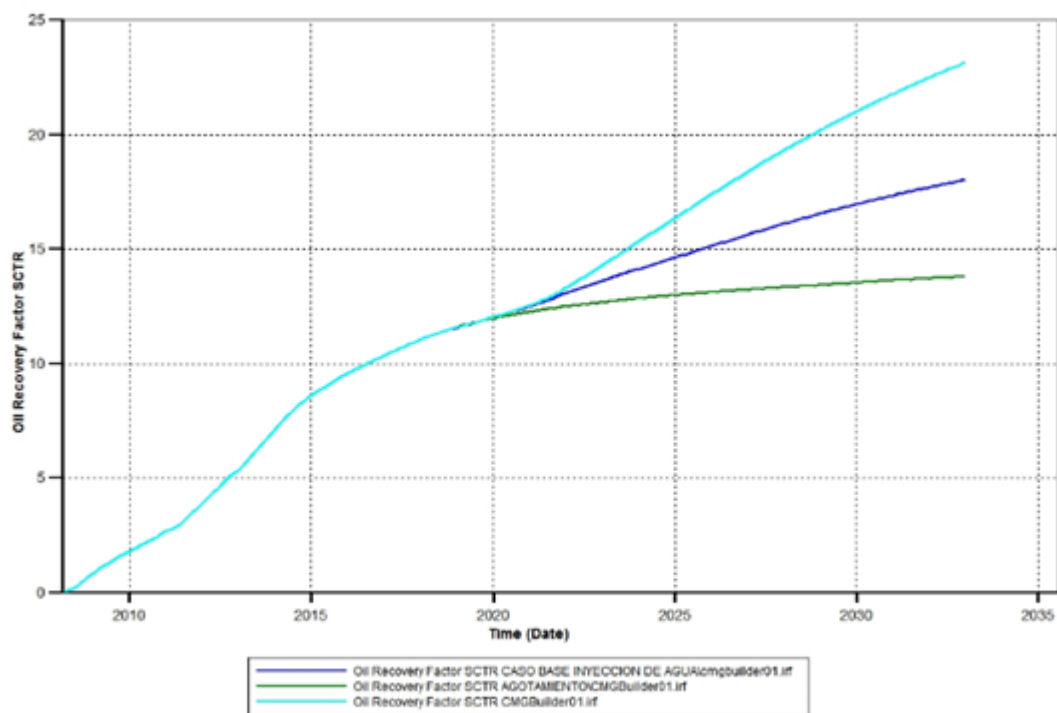


Figura N° 29. Factor de recobro de los tres escenarios de explotación

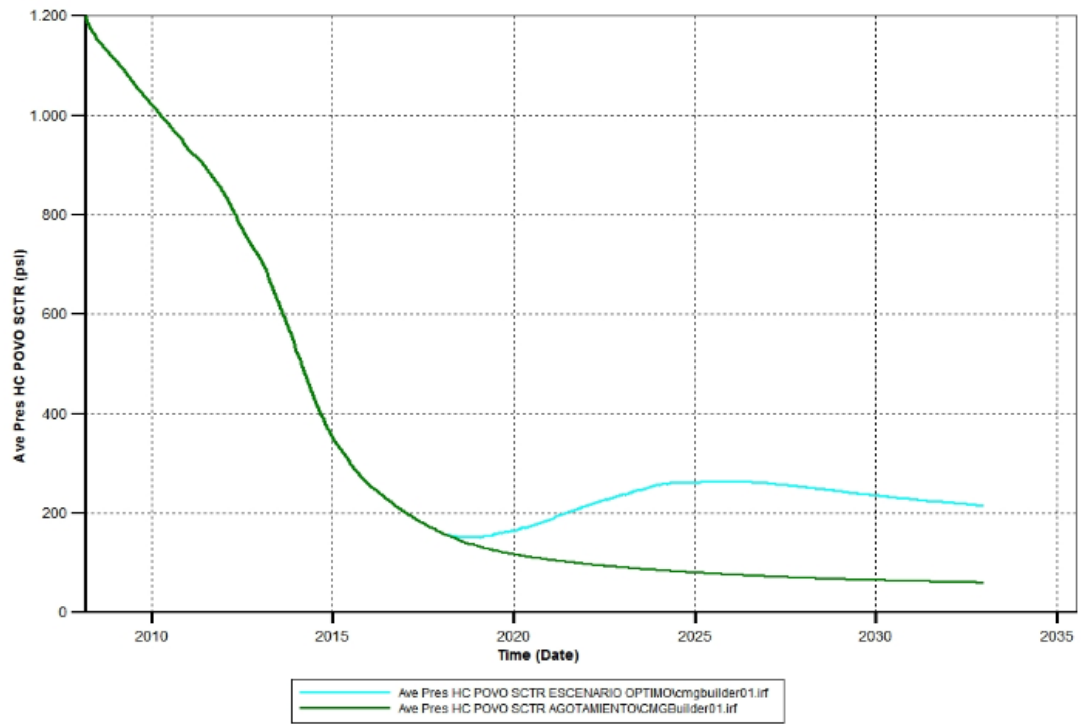


Figura N° 30. Comportamiento de la presión estática por agotamiento y al inyectar agua salada

CONCLUSIONES

El Yacimiento OFIE NZZ0035 se encuentra enmarcado por trampas combinadas estructurales – estratigráfica formando un homoclinal con buzamiento al norte entre 1 y 2 grados. El responsable de las acumulaciones de hidrocarburo en el campo es la falla ubicada al sur con extensión mayor a 10 km y salto hasta de 300 pies.

La Arena E de la Formación Oficina, perteneciente al Mioceno Inferior, representa la ubicación cronoestratigráfica del Yacimiento OFIE NZZ0035, éste presenta un paleoambiente deltaico con influencia de marea caracterizado por las facies de canal, barra de desembocadura y abanico de rotura.

La areniscas del nivel E se caracterizan por ser pocos consolidadas y presentar propiedades excelentes de porosidad y permeabilidad.

Los datos PVT del pozo NZZ 182 dados por la prueba de liberación diferencial resultaron validos a través de la prueba de la linealidad de la función Y y prueba de la desigualdad.

El Yacimiento OFIE NZZ0035 produce principalmente por expansión de roca y fluidos, además el 53 % de los pozos productores presentan problemas por alto corte de agua debido a la razón de movilidad adversa y a la canalización preferencial a través de zonas de alta permeabilidad.

La simulación numérica permitió validar el modelo dinámico de los fluidos del yacimiento, ya que reprodujo el histórico de presión del yacimiento y la producción de los pozos.

La configuración horizontal de los pozos permitió mejoras en la inyectividad y con ello un mayor barrido, resultando adecuados para yacimientos someros con restricción en la presión de inyección.

La inyección a través de un arreglo irregular de ocho pozos verticales de inyección logró un mayor recobro producto de una efectiva respuesta de yacimiento, una mayor eficiencia areal y una adecuada ubicación de los inyectores tomando en cuenta zonas con alta capacidad de flujo y petróleo a ser barrido.

Se estimó una presión de fractura de 1.650 lpc, por seguridad se determinó un valor máximo de presión de fondo fluyente de 1.530 para los pozos inyectores, dicho valor resultó ser el más óptimo al permitir una mayor tasa de inyección.

Se determinó como esquema de inyección ideal ocho pozos verticales de inyección distribuidos irregularmente, alcanzando un factor de recobro de 23,71 %, representando 9,4 % adicional al caso por agotamiento natural del yacimiento.

RECOMENDACIONES

Realizar por parte de la Gerencia de Yacimientos de Petrolera Indovenezolana un seguimiento constante de las condiciones operacionales y de los estudios que conlleven a tener un mejor conocimiento del modelo del Yacimiento OFIE NZZ0035.

Efectuar la prueba de balance de materiales y el cálculo de la densidad del petróleo a partir de la prueba del separador a la data PVT del pozo NZZ 182, con la finalidad de dar mayor validez a la data.

Realizar un estudio de simulación numérica una vez sea estimado la fecha de inicio de operación de los pozos inyectores propuestos, de manera que, se obtenga un pronóstico más acertado a las condiciones del proyecto.

Desarrollar un estudio investigativo acerca de la aplicabilidad de otros métodos de recuperación mejorada, con el objetivo de elaborar un proyecto que permita aún más explotar la reservas remanentes del yacimiento.

BIBLIOGRAFÍA

Craft, B. C. & Hawkins, M. F. (1968). *Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos* (1° ed.). Madrid: Editorial Tecnos, S.A.

Manual Corporativo. (2001). *Simulación de Yacimientos de Petróleos Negros*. CIED-PDVSA, Universidad Corporativa.

Toyo, D. (2009). *Introducción a la Simulación de Yacimientos*. Maracaibo: Autor.

Manual Corporativo. (1997). *Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales*. CIED-PDVSA, Universidad Corporativa.

Ahmed, T. (2001). *Reservoir Engineering Handbook* (2° ed.). Houston: Editorial Gulf Professional Publishing.

García, M. (2011). *Evaluación del Proceso de Recuperación Secundaria Mediante Inyección Continua de Agua Empleando Simulación Numérica*. Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Maturín.

Manual Corporativo. (1998). *Geología de Producción*. CIED-PDVSA, Universidad Corporativa.

González de Juana, C. (1980). *Geología de Venezuela y sus Cuencas Petrolíferas* (1° ed.). Caracas: Ediciones Foninves.

París, M. (2001). *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos* (2° ed.). Caracas: Ediciones Astro Data S.A.

Carmona, D. & Fernández, V. (2014). *Caracterización Integrada de Yacimientos Petrolíferos*. Trabajo de Grado, Universidad Nacional Autónoma de México.

Franco, S. (2007). *Evaluación del Proceso de Inyección de Agua en el Yacimiento Marcelina I-008*. Trabajo de Ascenso, Universidad del Zulia.

Minpro. (2015). *Revisión y Diagnóstico del Estado Actual de los Yacimientos de la Empresa Mixta Petrolera Indovenzolana, S. A.*

Mattax, C. C. & Dalton, R.L. (1990). *Reservoir Simulation*. Richardson: SPE Series.

Aziz, K. Settari, A. (1979). *Petroleum Reservoir Simulation*. Londres: Applied Science Publishers LTD.

PDVSA. (2016). *Memoria Descriptiva Empresa Mixta Petrolera Indovenzolana*.

Schlumberger. (2013). *Estudio Integrado de Yacimiento. Arenas E, F-G y H. Campo Norte Zuata. Área San Cristóbal. Modelo Estático*.

PDVSA-CEIYO. (2010). *Informe Final Proyecto San Cristóbal*.

Walsh, M. P. & Lake, L. W. (2003). *Generalized Approach to Primary Hydrocarbon Recovery*. Amsterdam: Elsevier.

Anderson, G. (1975). *Coring and Core Analysis Handbook*. Tulsa: Petroleum Publishing Co.

Taber, J. J. & Seright, R. S. (1992). *Horizontal Injection and Production Wells for EOR or Waterflooding*. Midland: Society of Petroleum Engineers Inc.

APÉNDICE

Apéndice A

Modelo de interacción roca – fluido con curvas desnormalizadas

Sistema agua – petróleo:

Facie	S_w	K_{rw}	K_{ro}	P_c
Canal	0,179	0	0,7	12,381
	0,2411	0,00001	0,61362	4,165
	0,3032	0,00014	0,52999	2,7884
	0,3653	0,00047	0,44828	2,2765
	0,4274	0,00135	0,36978	1,7647
	0,4895	0,00309	0,29449	1,2883
	0,5516	0,00605	0,22292	1,1174
	0,6137	0,0107	0,15572	0,9928
	0,6758	0,01752	0,09394	0,8682
	0,7379	0,02709	0,03962	0,7436
	0,8	0,04	0	0,619

Facie	S_w	K_{rw}	K_{ro}	P_c
Barra	0,266	0	0,6	12,381
	0,3094	0,00015	0,5102	4,719
	0,3528	0,00106	0,42692	2,9052
	0,3962	0,00276	0,34808	2,3951
	0,4396	0,00605	0,27616	1,931
	0,483	0,0112	0,21065	1,5551
	0,5264	0,01865	0,15191	1,231
	0,5698	0,0288	0,10041	1,0527
	0,6132	0,04211	0,0568	0,9081
	0,6566	0,05903	0,02225	0,7636
	0,7	0,08	0	0,619

Facie	S_w	K_{rw}	K_{ro}	P_c
Abanico de rotura	0,325	0	0,4	12,381
	0,3675	0,00038	0,34458	4,397
	0,41	0,00237	0,29276	3,2712
	0,4525	0,00582	0,24338	2,4452
	0,495	0,01195	0,19774	1,9625
	0,5375	0,02092	0,15548	1,6378
	0,58	0,03308	0,11672	1,3379
	0,6225	0,04876	0,08156	1,1104
	0,665	0,06828	0,05018	0,9364
	0,7075	0,09194	0,02282	0,7777
	0,75	0,12	0	0,619

Sistema gas – petróleo:

Facie	S_g	K_{rg}	K_{ro}
Canal	0	0	0,7
	0,0521	0,00022	0,50068
	0,1042	0,00109	0,3531
	0,1563	0,00234	0,22873
	0,2084	0,00448	0,14298
	0,2605	0,0075	0,08285
	0,3126	0,01152	0,04305
	0,3647	0,01666	0,0189
	0,4168	0,02304	0,00609
	0,4689	0,03078	0,00095
	0,521	0,04	0

Facie	S_g	K_{rg}	K_{ro}
Barra	0	0	0,6
	0,0384	0,00092	0,45125
	0,0768	0,00355	0,33296
	0,1152	0,00706	0,22907
	0,1536	0,01239	0,15132
	0,192	0,01931	0,09278
	0,2304	0,0279	0,05105
	0,2688	0,0382	0,02372
	0,3072	0,05029	0,00809
	0,3456	0,06421	0,00131
	0,384	0,08	0

Facie	S_g	K_{rg}	K_{ro}
Abanico de rotura	0	0	0,4
	0,0225	0,0005	0,30578
	0,045	0,00303	0,22925
	0,0675	0,00678	0,16118
	0,09	0,01343	0,10888
	0,1125	0,02286	0,06846
	0,135	0,03532	0,03882
	0,1575	0,05105	0,01872
	0,18	0,07028	0,0067
	0,2025	0,0932	0,00114
	0,225	0,12	0

Apéndice B

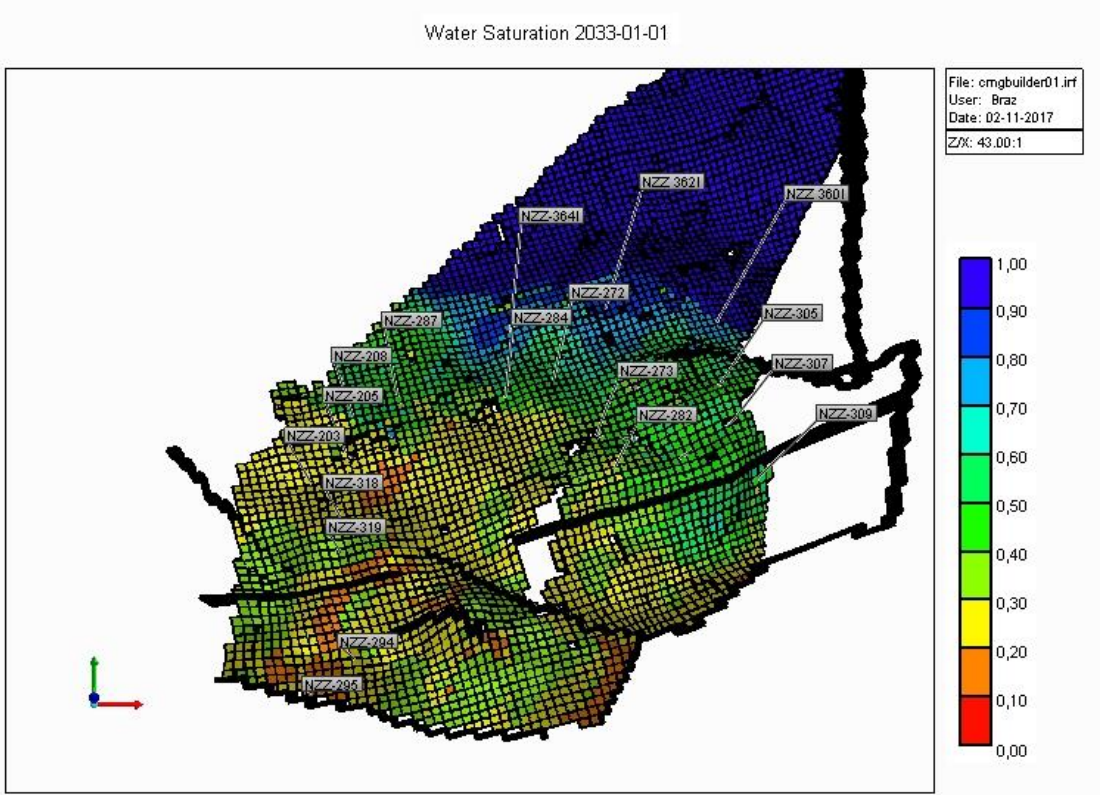
Intervalo de completación y fechas de apertura y cierre de los pozos productores del Yacimiento OFIE NZZ0035

Pozos	Intervalo de completación		Fecha de apertura	Fecha de cierre
	Inicio (pies)	Fin (pies)		
NZZ 203	4.158	6.660	01-03-2008	---
NZZ 205	4.329	6.824	01-03-2008	---
NZZ 208	4.692	7.024	01-03-2008	---
NZZ 272	4.546	7.077	01-04-2011	---
NZZ 273	4.501	5.900	01-05-2011	01-02-2016
NZZ 282	4.908	5.171	01-01-2012	---
	5.208	5.283		
NZZ 284	3.772	3.884	01-07-2011	---
	4.083	5.429		
NZZ 287	4.632	6.390	01-11-2011	---
NZZ 294	3.907	5.097	01-06-2012	---
NZZ 295	5.149	5.480	01-01-2013	---
	5.650	6.334		
NZZ 305	4.282	4.358	01-02-2013	---
	4.748	6.383		
NZZ 307	4.298	5.688	01-05-2013	---
NZZ 309	4.460	5.459	01-08-2013	---
	5.575	5.736		
	5.853	6.212		
NZZ 318	3.957	5.750	01-03-2013	01-07-2015
NZZ 319	3.332	3.356	01-02-2013	01-11-2016

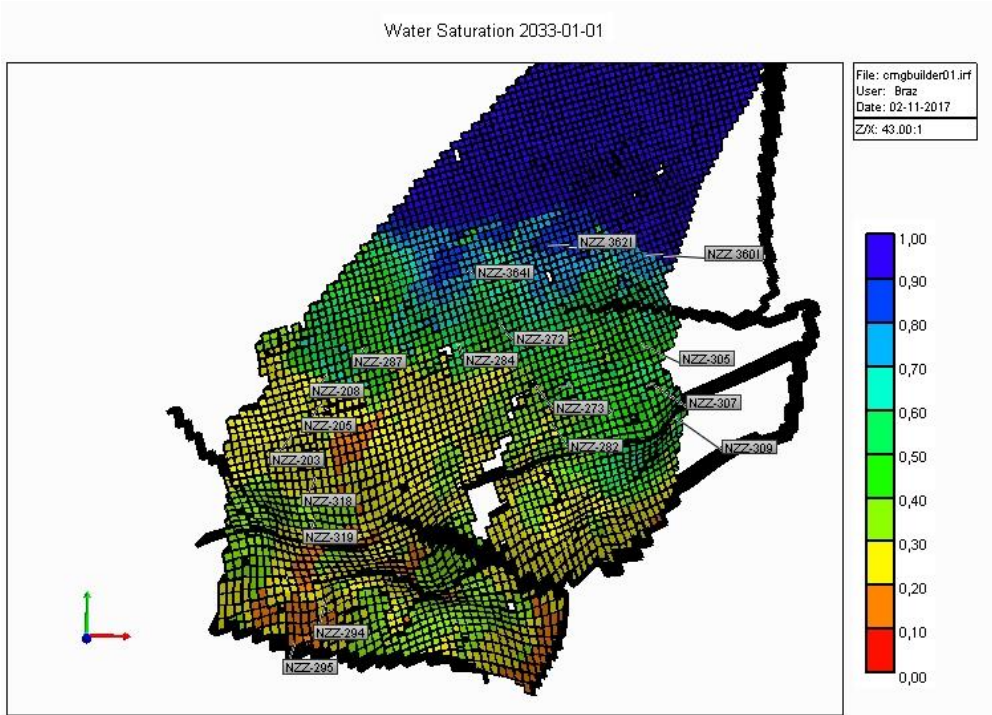
Apéndice C

Mapa de saturación de agua resultante al finalizar la simulación con los respectivos pozos por escenario estudiado

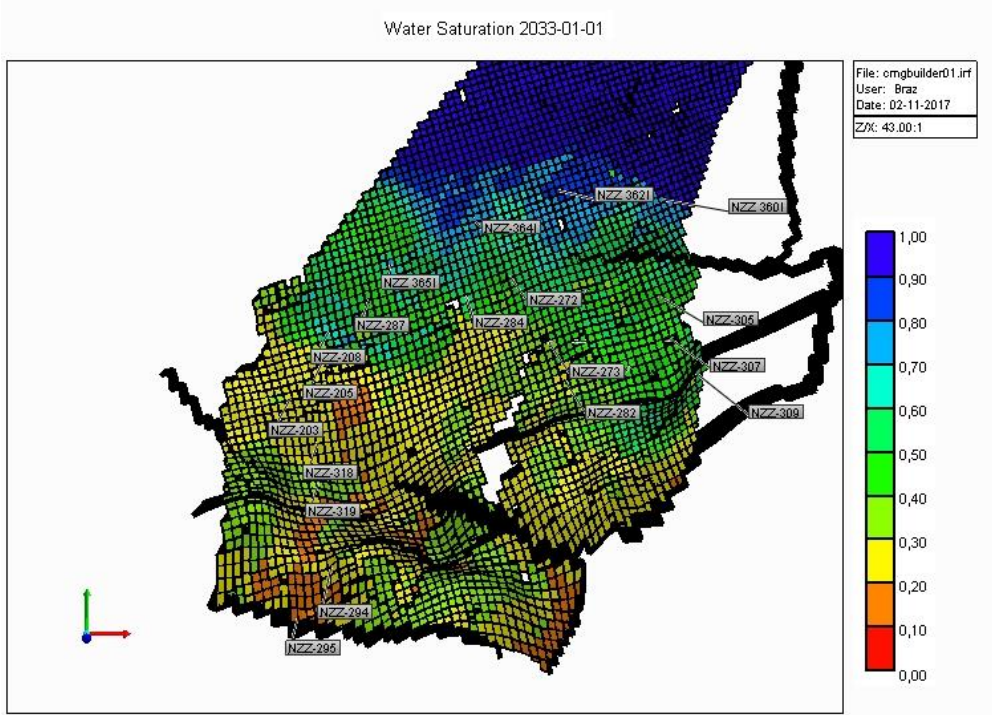
Caso base:



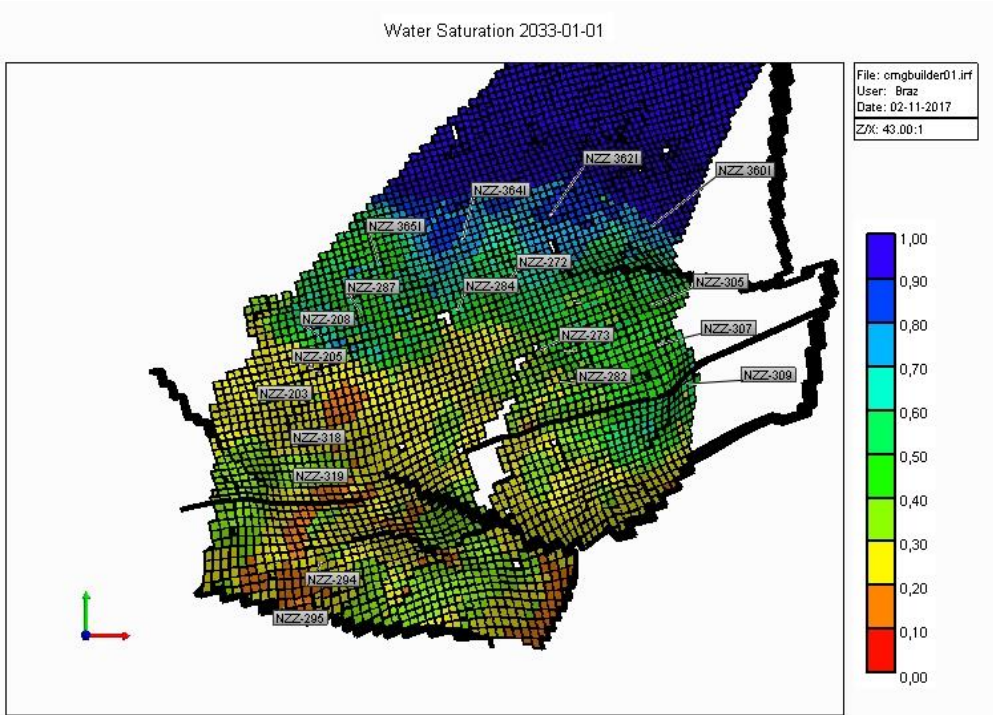
Escenario A:



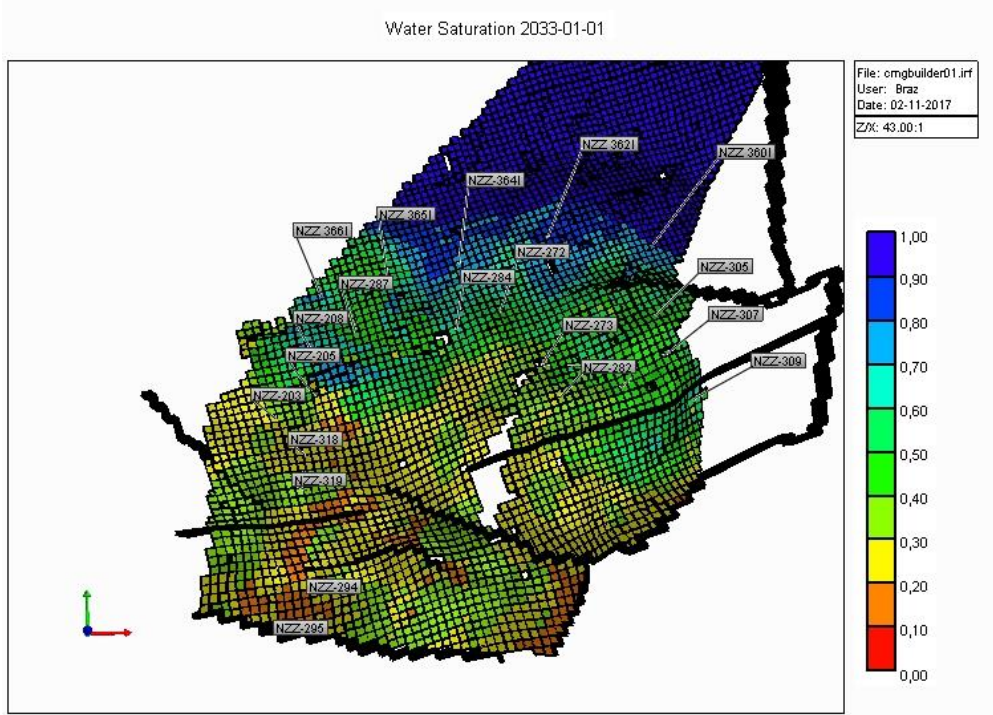
Escenario B:



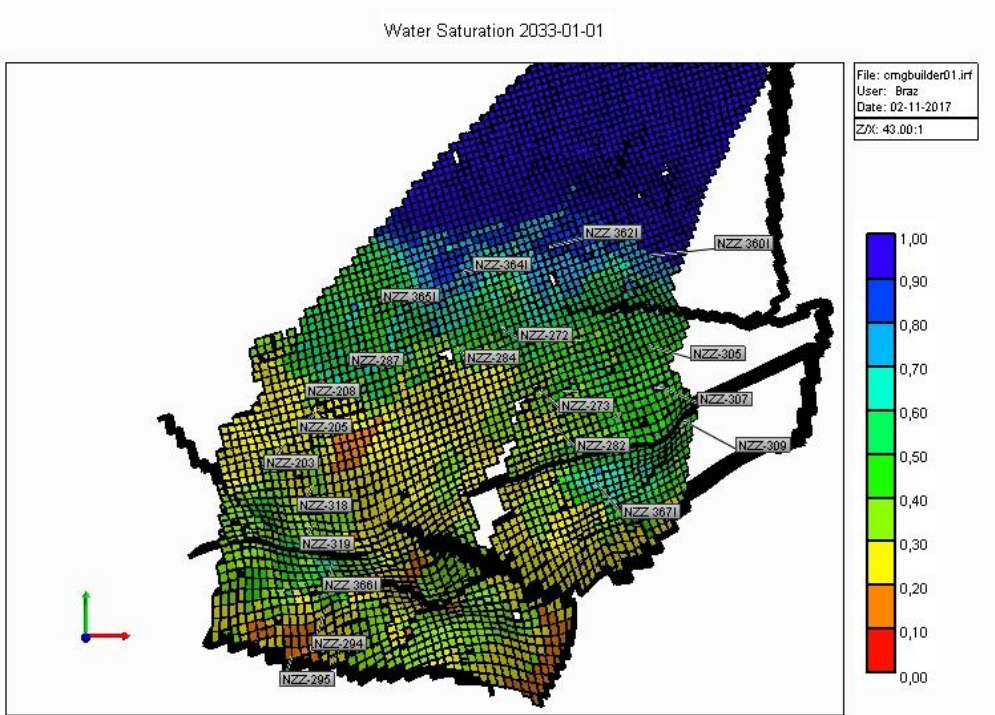
Escenario C:



Escenario D:



Escenario E:



Escenario F:

