

**GENERACIÓN DE UN PLAN DE DESARROLLO PARA EL CAMPO OLYMPUS
OFFSHORE MEDIANTE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE SOFTWARE LIBRE
(OPM).**

**CRISTHIAN ALEJANDRO ROJAS HENAO
ANDRES FELIPE SARMIENTO RODRIGUEZ**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2018**

**GENERACIÓN DE UN PLAN DE DESARROLLO PARA EL CAMPO OLYMPUS
OFFSHORE MEDIANTE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE SOFTWARE LIBRE
(OPM).**

**CRISTHIAN ALEJANDRO ROJAS HENAO
ANDRES FELIPE SARMIENTO RODRIGUEZ**

**Proyecto integral de grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**Director:
DAVID LEONARDO MORENO BEDOYA
INGENIERO DE SISTEMAS**

**Orientador:
YATNIELAH ISBEL PIRELA ROPERO
INGENIERA DE PETRÓLEOS**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C
2018**

NOTA DE ACEPTACIÓN

ING. Yatnielah Isbel Pirela Ropero
Orientador.

ING. Iván Eduardo Peñaloza

Geóloga Adriana Henao

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos.

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Ing. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano Facultad de Ingeniería

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA

Bogotá, Agosto de 2018

Las directivas de la Fundación Universidad de América junto con el cuerpo docente, no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	20
1. CAPITULO GEOLÓGICO	23
1.1 LOCALIZACIÓN	23
1.2 MARCO GEOLÓGICO	23
1.2.1 Estratigrafía.	23
1.3 GEOLOGIA ESTRUCTURAL	27
1.4 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO.	28
1.4.1 Roca Generadora.	28
1.4.2 Roca Reservorio.	28
1.4.3 Sello.	28
1.4.4 Trampa.	28
1.4.5 Migración	28
2. MARCO TEÓRICO	29
2.1 GENERALIDADES OPEN POROUS MEDIA	29
2.1.1 La formulación de los modelos se basa en las siguientes característica	29
2.1.2 Opciones para el manejo de recuperación terciaria o mejorada EOR:	29
2.1.3 Descripción de la geología:	30
2.1.4 Control y manejo de pozos:	30
2.1.5 Manejo de información de entrada y salida del simulador:	30
2.1.6 Tecnología del simulador:	30
2.2 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN PRIMARIA	30
2.2.1 Empuje por gas en solución.	31
2.2.2 Empuje por capa de gas.	31
2.2.3 Empuje con agua.	31
2.2.4 Empuje por drenaje gravitacional.	31
2.2.5 Expansión de la roca y los fluidos.	32
2.2.6 Empuje combinado.	32
2.3 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA	33
2.3.1 Inyección periférica o externa.	33
2.3.1.1 Ventajas y desventajas de la inyección periférica:	34
2.3.2 Inyección en arreglos o dispersa.	35
2.3.3 Propiedades de la roca y los fluidos.	37
2.3.4 Propiedades de los hidrocarburos.	44
2.3.5 Propiedades del agua	46
2.3.6 Tipos de perforación direccional.	47
3. DESCRIPCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO	50
3.1 DIMENSIONES DEL MODELO	50
3.2 DESCRIPCIÓN DE LOS FLUIDOS PRESENTES EN EL YACIMIENTO	51
3.2.1 Propiedades del petróleo	51

3.2.2 Propiedades del agua.	55
3.2.3 Propiedades de la roca.	56
3.3 DESCRIPCIÓN DE FACIES Y PROPIEDADES DE MODELAMIENTO	56
3.3.1 Descripción de las facies.	56
3.3.2 Análisis de la distribución en magnitud de las propiedades modeladas del campo olympus.	63
3.4 DESCRIPCIÓN DEL MODELO DINÁMICO	103
3.4.1 Inicialización del modelos y contacto agua-petróleo.	103
4. PLANTEAMIENTO DE LOS TRES PLANES DE DESARROLLO	106
4.1 CONDICIONES OPERACIONALES	106
4.2 CONDICIONES DE PERFORACIÓN	106
4.3 CASOS DE PERFORACIÓN.	108
4.3.1 Primer caso de perforación.	108
4.3.2 Segundo caso de perforación.	112
4.3.3 Tercer caso de perforación.	115
5. EVALUACIÓN DE LOS TRES CASOS DE PERFORACIÓN	125
5.1 EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE LOS CASOS DE PERFORACIÓN	125
5.1.1 Evaluación caso de perforación 1.	127
5.1.2 Evaluación caso de perforación 2.	127
5.1.3 Evaluación caso de perforación 3.	135
5.2 EVALUACIÓN DE PRODUCCIONES DE LOS CASOS DE PERFORACIÓN	135
5.2.1 Resultados de los tres casos de perforación sin optimizar.	135
5.2.2 Resultados de los tres casos de perforación optimizados.	140
6. SELECCIÓN DEL MEJOR CASO DE PERFORACIÓN PARA EL CAMPO OLYMPUS OFFSHORE	145
6.1 COMPARACIÓN DE LOS CASOS DE PERFORACIÓN CON Y SIN VARIACIONES DE INYECCIÓN DE AGUA	145
6.1.1 Caso de perforación 1.	145
6.1.2 Caso de perforación 2	146
6.1.3 Caso de perforación 3.	146
6.2 ELECCIÓN DE CASOS DE ACUERDO A COSTOS DE PERFORACIÓN	147
6.3 SELECCIÓN DE LA MEJOR VARIACIÓN DEL CASO DE PERFORACIÓN 2 OPTIMIZADO	148
6.4 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA AL MEJOR CASO DE PERFORACIÓN PARA EL CAMPO OLYMPUS	149
6.4.1 Producción primaria.	150
6.4.2 Producción secundaria.	153

7. EVALUACIÓN FINANCIERA	160
7.1 ANALISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN	160
7.1.1 inyección de agua.	161
7.1.2 Producción de agua	162
7.1.3 Costos de perforación.	162
7.2 ANALISIS DE PRODUCCION	163
7.3 ANALISIS DEL VPN	164
7.3.1 Ingresos.	164
7.3.2 Egresos.	165
7.3.3 Análisis del flujo de caja.	165
7.4 CONCLUSIÓN FINANCIERA.	168
8. CONCLUSIONES	169
9. RECOMENDACIONES	172
BIBLIOGRAFÍA	173
ANEXOS	176

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Cálculo de la porosidad	38
Ecuación 2. Ecuación del calculo de la permeabilidad por medio la ley de darcy	39
Ecuación 3. Sumatoria de porcentajes provenientes a los fluidos del yacimiento	41
Ecuación 4. Movilidad	42
Ecuación 5. Razón de movilidad con respecto a sus permeabilidades relativas	43
Ecuación 6. Formula para el calculo de presion capilar	44
Ecuación 7. Calculo gravedad api	45
Ecuación 8. Factor volumétrico de petróleo.	45
Ecuación 9. Relación gas-petróleo	46
Ecuación 10. Factor volumétrico del agua	46
Ecuación 11. Gravedad especifica	52
Ecuación 12 Gravedad api.	52
Ecuación 13. Calculo de la distancia vertical de los pozos	125
Ecuación 14. Cálculo de la distancia horizontal de los pozos	126
Ecuación 15. Calculo en días de la perforación de acuerdo a distancias perforadas	126
Ecuación 16. Cálculo de costos de perforacion y completamiento de pozos, de acuerdo a sus distancias	126

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de la localización del Campo Olympus, inferido a partir de las similitudes geológicas entre este y la geología regional de Viking Graben (sección norte de la Cuenca del Mar del Norte).	25
Figura 2. Carta Crono-estratigráfica del norte del Mar Del Norte. Los recuadros (en rojo) delimitan la zona de interés, en profundidad, del Campo Olympus (Grupo Viking)	26
Figura 3. Vista transversal de la sección del estudio Geo-sísmico	27
Figura 4. Tipos de empujes primarios para la recuperación de petróleo	33
Figura 5. Representación anticlinal con contactos	34
Figura 6. Representación de tipos de	34
Figura 7. Sistemas de arreglos para pozos.	35
Figura 8 Factores que controlan la recuperación de petróleo por inyección de agua	37
Figura 9. Curva de permeabilidades relativas ideal	40
Figura 10. Sistema atractivo y repulsivo respecto al ángulo de	42
Figura 11. Esquemático básico de los cuatro tipos de perforación direccional	48
Figura 12. Plano areal del tope del grid de simulación	51
Figura 13. Vista desde la superficie de la propiedad de porosidad en el modelo, en la zona fluvial	64
Figura 14. Vista desde la superficie de la propiedad de porosidad en el modelo, en la zona marina 1	66
Figura 15. Vista desde la superficie de la propiedad de porosidad en el modelo, en la zona marina 2	68
Figura 16. Vista desde la superficie de la propiedad de porosidad en el modelo, en la zona marina 3	70
Figura 17. Vista desde superficie del modelo, de la propiedad net to gross de la zona fluvial	72
Figura 18. Vista desde superficie del modelo, de la propiedad net to gross	74
Figura 19 Vista desde superficie del modelo, de la propiedad net to gross de	76
Figura 20. Vista desde superficie del modelo, de la propiedad net to gross de	78
Figura 21. Vista desde superficie del modelo, de la propiedad permeabilidad en dirección X, zona fluvial	80
Figura 22. Vista desde superficie del modelo, de la propiedad permeabilidad en dirección X, zona marina 1	82
Figura 23. Vista desde superficie del modelo, de la propiedad permeabilidad	84
Figura 24. Vista desde superficie del modelo, de la propiedad permeabilidad	86
Figura 25. Vista desde la superficie, zona fluvial permeabilidad en y	88
Figura 26. Vista desde superficie de la permeabilidad en Y, zona marina 1	90
Figura 27. Vista desde superficie de la permeabilidad en Y, zona marina 2	92
Figura 28. Vista desde superficie de la permeabilidad en la dirección y, zona marina 3	94

Figura 29. Vista desde la superficie permeabilidad en z, zona fluvial	96
Figura 30. Vista desde superficie de la permeabilidad en dirección z, zona marina 1	98
Figura 31. Vista desde la superficie de la permeabilidad en z, zona marina 2	100
Figura 32. Vista desde superficie de la permeabilidad en z, zona marina 3	102
Figura 33. Vista desde planta de la configuración de pozos en la zona fluvial, primer caso de perforación	110
Figura 34. Vista desde planta de la configuración de pozos en la zona marina, primer caso de perforación	111
Figura 35. Vista desde planta de la configuración de pozos en la zona fluvial, segundo caso de perforación	113
Figura 36. Vista desde planta de la configuración de pozos en la zona marina, segundo caso de perforación.	114
Figura 37. Vista de planta desde la zona fluvial de la configuración de pozos de tercer caso de perforación	116
Figura 38. Vista de planta desde la zona marina de la configuración de pozos de tercer caso de perforación	117
Figura 39. Flujo de caja. (US\$)	166

LISTA DE GRAFICAS

	pág.
Grafica 1. Presión vs factor volumétrico del petróleo en la formación (Bo) unidades métricas	54
Grafica 2. μ_o vs presión.	55
Grafica 3. Comportamiento de las permeabilidades relativas de la zona fluvial	60
Grafica 4. Comportamiento de las permeabilidades relativas de la zona marina 1	61
Grafica 5. Comportamiento de las permeabilidades relativas de la zona marina 2	62
Grafica 6. Comportamiento de las permeabilidades relativas de la zona marina 3.	63
Grafica 7. Distribución de la porosidad zona fluvial	65
Grafica 8. Distribución de la porosidad zona marina 1	67
Grafica 9. Distribución de la porosidad zona marina 2	69
Grafica 10. Distribución de la porosidad zona fluvial zona marina 3.	71
Grafica 11. Distribución del net to gross zona fluvial	73
Grafica 12 Distribución del net to gross zona marina 1	75
Grafica 13. Distribución del net to gross zona marina 2	77
Grafica 14. Distribución del net to gross zona marina 3	79
Grafica 15. Distribución del permeabilidad en X zona fluvial	81
Grafica 16. Distribución de la permeabilidad en X zona marina 1	83
Grafica 17. Distribución del permeabilidad en X zona marina 2	85
Grafica 18. Distribución del permeabilidad en X zona marina 3	87
Grafica 19. Distribución permeabilidad en y, zona fluvial	89
Grafica 20. Distribución en permeabilidad en Y, Zona marina 1	91
Grafica 21. Distribución de permeabilidad en y, zona marina 2	93
Grafica 22. Distribución de la permeabilidad en y, zona marina 3	95
Grafica 24. Distribución permeabilidad en z, zona fluvial	97
Grafica 25. Distribución de la permeabilidad en dirección z, en la zona marina 1	99
Grafica 26. Distribución de la permeabilidad en z, zona marina 2	101
Grafica 27. Distribución de la permeabilidad en z, zona marina 3	103
Grafica 28. Producciones totales.	152
Grafica 29. Declinación de la presión del yacimiento	153
Grafica 30. Producción primaria y secundaria del campo Olympus	155
Grafica 31. Relación barril de petróleo producido por barril de agua inyectado	156
Grafica 32. Presión del yacimiento durante la producción primaria y secundaria	157
Grafica 33. Curva de producción total de petróleo y curva de producción por pozos	158

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Ventajas y desventajas de la inyección periférica	34
Tabla 2. Ventajas y desventajas de la inyección en arreglo o dispersa	36
Tabla 3. Propiedades PVT para petróleo muerto	53
Tabla 4. Propiedades del agua y del acuífero presente	55
Tabla 5. Propiedades de la roca	56
Tabla 6. Tipos de facies del yacimiento	57
Tabla 7. Permeabilidades relativas zona fluvial y marina 1	58
Tabla 8. Permeabilidades relativas zona marina 2 y 3	59
Tabla 9. Propiedades iniciales por zonas.	104
Tabla 12. Survey general de los pozos de la caso de perforación 1	119
Tabla 13. (Continuación)	120
Tabla 14. Survey general de los pozos de la caso de perforación 2	121
Tabla 15. (Continuación)	122
Tabla 16. Survey general de los pozos de la caso de perforación 3	123
Tabla 17. Costos de perforación y completamiento, caso de perforación 1	128
Tabla 18. Costos de perforación y completamiento, caso de perforación 2	131
Tabla 19. Costos de perforación y completamiento, caso de perforación 3	133
Tabla 20. Resultados sin optimizar del caso de perforación 1	136
Tabla 21. Resultados sin optimizar del caso de perforación 2	137
Tabla 22. Resultados sin optimizar del caso de perforación 3	139
Tabla 23. Resultados del caso de perforación 1 optimizado	141
Tabla 24. Resultados del caso de perforación 2 optimizado	142
Tabla 26. Resultados del caso de perforación 3 optimizado	144
Tabla 27. Comparaciones caso de perforación 1 optimizado y sin optimizar	145
Tabla 28. Comparaciones caso de perforación 2 optimizado y sin optimizar	146
Tabla 29. Comparaciones caso de perforación 2 optimizado y sin optimizar	147
Tabla 30. Evaluación de costos, numero de pozos y tiempos	147
Tabla 31. Promedio de ganancias y	148
Tabla 32. Percentiles estadísticos del caso de perforación 2 optimizado	148
Tabla 33. Comparación de la variación geológica escogida con el promedio de todas las variaciones	149
Tabla 34. Producciones totales	151
Tabla 35. Datos de producción de agua y de petróleo a su determinada presión	154
Tabla 36. Porcentajes de aporte de producción de cada pozo productor	159
Tabla 37. Parámetros para el análisis de costos. (US\$)	160
Tabla 38. Volumen de agua	161
Tabla 39. Volumen de agua de producción	162
Tabla 40. Costos de perforación	163
Tabla 41. Volúmenes de petróleo anuales	163
Tabla 42. Total, de ingresos. (US\$)	164

LISTA DE ABREVIATURAS

FOPT	Producción total de petróleo en el campo. (Field Oil Total Production)
FWIT	Inyección total de agua en el campo. (Field Water Total Production)
FWPT	Producción total de agua en el campo. (Field Water Inyección Total)
GP.	Grupo
OPM	Open porous media
VPN	Valor Presente Neto
FPR	Presión promedio del campo (field average pressure)
BBL	Barril de yacimiento
API	instituto americano del petróleo (American Petroleum Institute)
°C	Grados Celsius
°F	Grados Fahrenheit
Ft³	Pie cubico (medida de volumen)
Psi	libras por pulgada cuadrada (pound per square inches)
Bar	Bares (unidad métrica representativa a la presión)
US	Unidad representativa en Dólares americanos.
OPEX	Costos operacionales
WOPT	Producción de petróleo total por pozo (Well oil production total)
Δz	Distancia recorrida en la dirección z
ΔXY	Distancia recorrida entre la dirección X y Y
Δtd	Variación de días usados para la perforación

GLOSARIO

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API): the american petroleum institute (api) es la asociación más grande en la industria del petróleo y gas. Representa más de 650 empresas involucradas en producción, refinamiento, distribución y muchos otros aspectos en la industria del petróleo.

ARCILLA: se conoce como arcilla al material que surge a partir de la agregación de silicatos de aluminio derivados del proceso de descomposición de distintos minerales. Estos silicatos se encuentran hidratados y, de acuerdo a la presencia de impurezas, pueden exhibir diferentes colores.¹

BATHONIENSE: el bathoniense o batoniano es una división de la escala temporal geológica, la tercera edad del jurásico medio, segunda época del período jurásico. Esta etapa se extiende de 167,7 hasta 164,7 millones de años atrás, aproximadamente. El bathoniense sucede a la edad bajociense y precede a la calloviense.

BOTTOM HOLE PRESSURE (BHP): la presión, medida generalmente en libras por pulgada cuadrada (psi), existente en el fondo del pozo. Esta presión puede ser calculada en un pozo estático relleno de fluido con la ecuación:

CALLOVIENSE: el calloviense o calloviano es una división de la escala temporal geológica, la última edad o piso del jurásico medio, segunda época del período jurásico. Esta etapa se extiende de 164,7 hasta 161,2 millones de años atrás, aproximadamente. El calloviense sucede a la edad bathoniense y precede a la oxfordiense del jurásico superior.
De energía térmica.

GRABEN: el conjunto de dos fallas normales paralelas con inclinación opuesta en un ambiente tectónico expansiva se llama graben o fosa tectónica. Es decir, el sector central se mueve relativamente abajo al respeto de los flancos.²

HORST: muestra un movimiento hacia arriba en su interior, es decir el sector central está construida por rocas más antiguas como el sector lateral.³

KIMMERIDGIENSE: el kimmeridgiense o kimeridgiano es una división de la escala temporal geológica, una de las últimas edades o pisos del período jurásico. Se

¹ PEREZ PORTO, Julian. Definición arcilla. [En línea]. Bogota: Definition. 2015 1 p. Disponible en <https://definicion.de/arcilla/>.

² GRIEM, Wolfgang. Horst y Graben. [En línea]. Chile: GEOLOGIA ESTRUCTURAL VIRTUAL. Disponible en <http://www.geovirtual2.cl/Geoestructural/gestr04f.htm>.

³ Ibid., p. 2

extiende desde 155,7 hasta 150,8 millones de años. El kimmeridgiense sucede a la edad oxfordiense y precede a la titoniense del jurásico superior.

LIMOLITA: la limolita es una roca sedimentaria clástica o detrítica. Como su nombre indica, está compuesta principalmente (más de 2/3) de limo, partículas de tamaño definidos como granos de 1/16 - 1/256 mm o de 4 a 8 en la escala phi (ϕ) de krumbein. Las limolitas difieren significativamente de las areniscas debido a sus poros más pequeños y una mayor propensión a contener una significativa fracción de arcilla.⁴

Para ser permeable, un material debe ser poroso, es decir, debe contener espacios vacíos o poros que permitan un paso fácil del fluido a través del material. A su vez, tales espacios deben estar interconectados para que el fluido disponga de caminos para pasar a través del material.

PERMEABILIDAD: la permeabilidad es la capacidad que tiene un material de permitirle a un flujo que lo atraviese sin alterar su estructura interna. Se afirma que un material es permeable si deja pasar a través de él una cantidad apreciable de fluido en un tiempo dado, e impermeable o no permeable si la cantidad de fluido es despreciable.

PETROFÍSICA: determina cuantitativamente las propiedades de la roca y los fluidos presentes en la misma. Adicionalmente, la petrofísica determina la relación existente entre los fluidos y su movimiento a través del medio poroso de la roca de un yacimiento determinado.⁵

POROSIDAD: la porosidad o fracción de huecos es una medida de espacios vacíos en un material, y es una fracción del volumen de huecos sobre el volumen total, entre 0-1, o como un porcentaje entre 0-100 %. El término se utiliza en varios campos, incluyendo farmacia, cerámica, metalurgia, materiales, fabricación, ciencias de la tierra, mecánica de suelos e ingeniería.

PVT: el análisis pvt es un conjunto de pruebas, que se realizan en el laboratorio a diferentes presiones, volúmenes y temperaturas, para poder determinar las propiedades de los fluidos existentes en un yacimiento en estudio.⁶

RECOBRO MEJORADO: proceso utilizado para la recuperación adicional de petróleo de un yacimiento del que se lograría por métodos primarios. En su mayoría consiste en la inyección de gases, líquidos, químicos líquidos y/o el uso

⁴Turner, Francis. Limolita. [En línea]. Bogota: Wikipedia. 2018., 1 p. Disponible en <https://es.wikipedia.org/wiki/Limolita>.

⁵Anonimo. Petrofísica. [En línea]. Bogota: Wikipedia. 2018., 2 p. Disponible en <https://es.wikipedia.org/wiki/Petrofísica>.

⁶Anonimo. ANALISIS PVT. [En línea]. Bogota. Disponible en internet:<<https://www.lacomunidadpetrolera.com/2008/01/anlisis-pvt.html>>.

SURVEY: conjunto de datos medidos y registrados para describir trayectoria de un pozo.

YACIMIENTO PETROLÍFERO: un yacimiento, depósito o reservorio petrolífero, es una acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturadas (roca almacén). Los hidrocarburos naturales, como el petróleo crudo y el gas natural, son retenidos por formaciones de rocas supra yacentes con baja permeabilidad.

ZONA FLUVIAL: la zona fluvial es la zona del espacio fluvial que ocupa el río. Está constituida por el cauce o lecho (con procedencia continua o no de agua y en las riberas).

RESUMEN

TÍTULO: GENERACIÓN DE UN PLAN DE DESARROLLO PARA EL CAMPO OLYMPUS OFFSHORE MEDIANTE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA DE SOFTWARE LIBRE (OPM).

DESCRIPCIÓN:

El campo Olympus es un modelo de un yacimiento sintético alusivo a un campo real del Mar De Norte, elaborado a principios del año 2017 entre la industria petrolera y la academia, con el propósito de entregar un desafío a la comunidad académica internacional. El campo cuenta con un modelo estático y dinámico geológicamente modelado, mostrando 11 modelos geológicos, que se elaboraron desde distintos puntos de vistas petrofísicos para evaluar sus incertidumbres.

El objetivo principal de este proyecto es generar un plan de desarrollo para el Campo Olympus offshore mediante la simulación numérica en el software OPM, con el fin de dar inicio a la vida productiva de este campo mediante la producción primaria y secundaria por medio de inyección de agua únicamente. Siendo este un campo offshore, se elaboraran tres posibles casos de perforación y se evaluaran en los 11 modelos geológicos por medio de estadística, para determinar el mejor caso de perforación y el mejor modelo geológico que represente el Campo Olympus.

Así de esta manera con fundamento en el análisis financiero, se busca obtener el mejor caso de perforación y el mejor modelo geológico, evaluando sus ganancias potenciales a lo largo de 20 años por medio del indicador valor presente neto VPN.

PALABRAS CLAVES:

Plan desarrollo, Campo Offshore, Software Libre, Open Porous Media, Campo Olympus, Simulación numérica

INTRODUCCIÓN

A lo largo de la historia petrolera mundial se observa como se hace indispensable la búsqueda de nuevas reservas convencionales y no convencionales para la explotación de recursos energéticos que suplan la alta demanda de energía fósil. También se muestran avances en nuevas tecnologías, métodos y técnicas que permiten predicciones del comportamiento de un yacimiento al paso del tiempo. Unas de las principales herramientas presentes para mejorar la exploración y la explotación de un yacimiento, son los software de simulación, que permiten simular el comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento, hasta el nivel de ganancias del mismo.

Las herramientas de software en los simuladores de yacimientos se basan en modelos geológicos que incluyen las características petrofísicas requeridas para comprender el comportamiento de los fluidos a lo largo de un tiempo determinado. Normalmente, el simulador se calibra utilizando datos históricos de presión y producción en un proceso denominado ajuste histórico. Una vez creado el yacimiento se procede a predecir todos los posibles escenarios que puedan existir, para así crear un óptimo plan de desarrollo del campo. Generalmente dicho software necesita de una licencia para su funcionamiento, y estas tienden a tener un alto costo para las empresas interesadas y no muchas tienen los recursos para la obtención de ella, pero existen algunos simuladores que son de software libre que ofrecen alternativas interesantes pues no requiere un costo por la licencia para su funcionamiento y este es uno de ellos.

Este proyecto se realizó como objetivo académico, contemplando distintos modelos geológicos (once en total) y completamente sintéticos, elaborados por el grupo TNO para ser contemplados en un desafío a nivel mundial, que busca elaborar un plan de desarrollo óptimo para el Campo Olympus offshore (modelo sintético) y para ello se realizaran tres distintos planes de desarrollo, utilizando diferentes tipos de pozos, tanto verticales como horizontales, así como una combinación de pozos productores e inyectores, buscando entre las diferentes combinaciones, la que tenga los mejores resultados. En seguida para los tres casos de perforación se desarrollaran inyecciones de agua con control y no control de sus tasas de inyección (optimización de tasas), las cuales se evaluarán en los once modelos geológicos diferentes, concluyendo con la elección del mejor caso de perforación, especificando si es optimizado en tasas de inyección o no, finalizando con la elección del mejor modelo geológico representativo para el Campo Olympus a lo largo de su tiempo de producción.

Esto se realizara mediante un programa de simulación numérica de yacimientos OPEN POROUS MEDIA, que dará un estudio preliminar de cómo se comporta el yacimiento con los tres posibles planes de desarrollo que se efectuaran en el campo,

Elegidos el mejor modelo geológico y el mejor caso de perforación, se realizara un estudio de los posibles fluidos recuperados, mediante el recobro primario y secundario, siendo este último solo aplicado a inyección exclusivamente de agua. Los resultados de producciones obtenidos mediante el recobro primario serán evaluados por los tipos de empujes primarios presentes y los resultados del recobro secundario serán evaluados de acuerdo a la optimización en variaciones de tasas de inyección de agua en los tres casos de perforación.

Con fundamento en lo anterior se evaluara la viabilidad económica del proyecto, únicamente en el modelo geológico escogido siendo este optimizado o no, en el mejor caso de perforación realizado. Determinando costos de fluidos producidos e inyectados, inversión de plataforma, costos de perforación y completamiento, evaluados por medio del indicador valor presente neto a un horizonte de 20 años y un valor de descuento anual del 8%.Es necesario aclarar que los mencionados costos no son reales, son datos suministrados por el grupo TNO, que son los organizadores del presente desafío.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Generar un plan de desarrollo para el Campo Olympus offshore mediante la simulación numérica de software libre (OPM),

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y geología del Campo Olympus
2. Describir las características del software de simulación de yacimientos OPM Open Porous Media, técnicas de desarrollo de campos y técnicas de producción primaria y secundaria.
3. Descripción del modelo estático y dinámico del Campo Olympus.
4. Plantear tres planes de desarrollo de perforación en el campo olympus para el aprovechamiento de la energía natural y la evaluación de inyección de agua para la recuperación secundaria.
5. Evaluar los tres planes de desarrollo de perforación en el Campo Olympus por medio de la simulación numérica
6. Seleccionar el mejor plan de desarrollo de los tres casos presentes para el Campo Olympus Offshore.
7. Evaluar financieramente el mejor caso de desarrollo del Campo Olympus offshore por medio del indicador Valor Presente Neto (VPN)

1. CAPITULO GEOLÓGICO

El campo Olympus es un campo sintético localizado al norte del Mar del Norte. Se realizó un estudio a partir de las propiedades pertenecientes al modelo estático hecho por la empresa TNO y se llevaron estas propiedades a una aproximación a la realidad, en primer término, explicando generalidades como la localización, geología estructural, geología del petróleo y columna estratigráfica, de la posible ubicación del campo, aclarando que por ser un campo sintético, no se hizo una investigación acerca de su historia tanto de producción como de desarrollo.

El grupo TNO en el 2017 decidió crear un modelo de yacimiento sintético, el cual tiene como nombre Campo Olympus, que es un campo petrolífero sin desarrollar y sin ningún estudio realizado y que fue inspirado en un campo ubicado en el Mar del Norte. El propósito del Grupo TNO es hacer un estudio que sirva a futuro como referencia y a la vez de ser un desafío mundial, para la optimización del desarrollo del campo, llamado "Challenge 2017". La información suministrada para el caso de simulación involucra un modelo 3D del campo con información geológica básica, petrofísica, que permiten analizar y cuantificar la incertidumbre de las propiedades petrofísicas en los modelos.

1.1 LOCALIZACIÓN

Campo Olympus se encuentra ubicado en el rasgo tectónico llamado Viking Graben, en la parte norte del Mar Del Norte. Limita al norte con la Cuenca More, al oriente con la costa de Noruega, al sur limita con la Cuenca Stord y al occidente con la Plataforma Shetland Oriental. Esta ubicación, es aproximada puesto que no se tiene conocimiento exacto de donde se encuentra este campo sintético. **Figura 1.**

1.2 MARCO GEOLÓGICO

A continuación, se describirán las propiedades geológicas que ayudan a la caracterización del campo, entre las más importantes están: columna estratigráfica, geología estructural, geología del petróleo y la petrofísica general. El Campo Olympus por ser un modelo de yacimiento sintético comprende en su geología gran parte de la sección norte, del Mar del Norte.

1.2.1 Estratigrafía. La depositación de los estratos tuvo a lugar en un ambiente deltaico marino, donde se depositó la formación Heather compuesta principalmente de arcillolitas limosas grisáceas, donde posteriormente se generó la formación Draupne consolidada de limo y lodo (lodolita negra de alta radioactividad) con un TOC del 2%, el cual ayudo a la proliferación de la fuente de hidrocarburo más prolífica del Mar del Norte y a la vez la roca sello más importante. Consecutivamente se depositaron secuencias arenosas en ambientes costeros-transicionales, las cuales fueron causadas de trasgresiones y regresiones marinas, depositando áreas

arenas poco profundas, dando así origen a las formaciones Krossfjord, Fensfjord y Sognefjord.

A continuación, se describen las unidades que constituyen el Grupo Viking, de la más antigua a la más reciente y se observaran en la **Figura 2**.

1.2.1.1 Formación Heather. (Jurásico Medio Superior al Jurásico Superior), Se encuentra sobre las secuencias arenosas del Grupo Brent y se compone principalmente de arcillolitas limosas grisáceas, depositadas en un ambiente marino; al tope de esta unidad se encuentra la roca fuente y sello más importante del Mar del Norte.

1.2.1.2 Formación Draupne. (Jurásico Superior al Cretácico Inferior). Contiene principalmente limo y lodo (lodolita negra de alta radioactividad debido al alto contenido de carbono orgánico); se depositó un ambiente marino con poca movilidad en la parte inferior, lo cual condujo a la depositación de fitoplancton, zooplancton y otros organismos, que generaron la fuente de hidrocarburo más prolífica del Mar del Norte y a la vez la roca sello más importante.⁷

1.2.1.3 Formación Krossfjord. (Jurásico Medio Superior, Bathoniano), se compone de arenas marino-costeras poco profundas, caracterizada por presentar transgresiones y regresiones marinas, interpretadas por cambios de nivel del mar o cambios de facies.⁸

1.2.1.4 Formación Fensfjord. (Jurásico Medio Superior, Calloviense). Su ambiente de depositación fue marino, y se compone principalmente arenas marinas costeras poco profundas, que se interconectan con la Formación Heather al norte de la Plataforma Horda⁹.

1.2.1.5 Formación Sognefjord. (Jurásico Superior, Oxfordiano a Kimmeridgiano). Compuesta por múltiples cambios de nivel del mar, donde se depositaron arenas marinas costeras poco profundas. Entre la formación Krossfjord, Fensfjord y Songnefjord tienen un espesor entre 400-500m aproximadamente, generados por los eventos anteriores¹⁰.

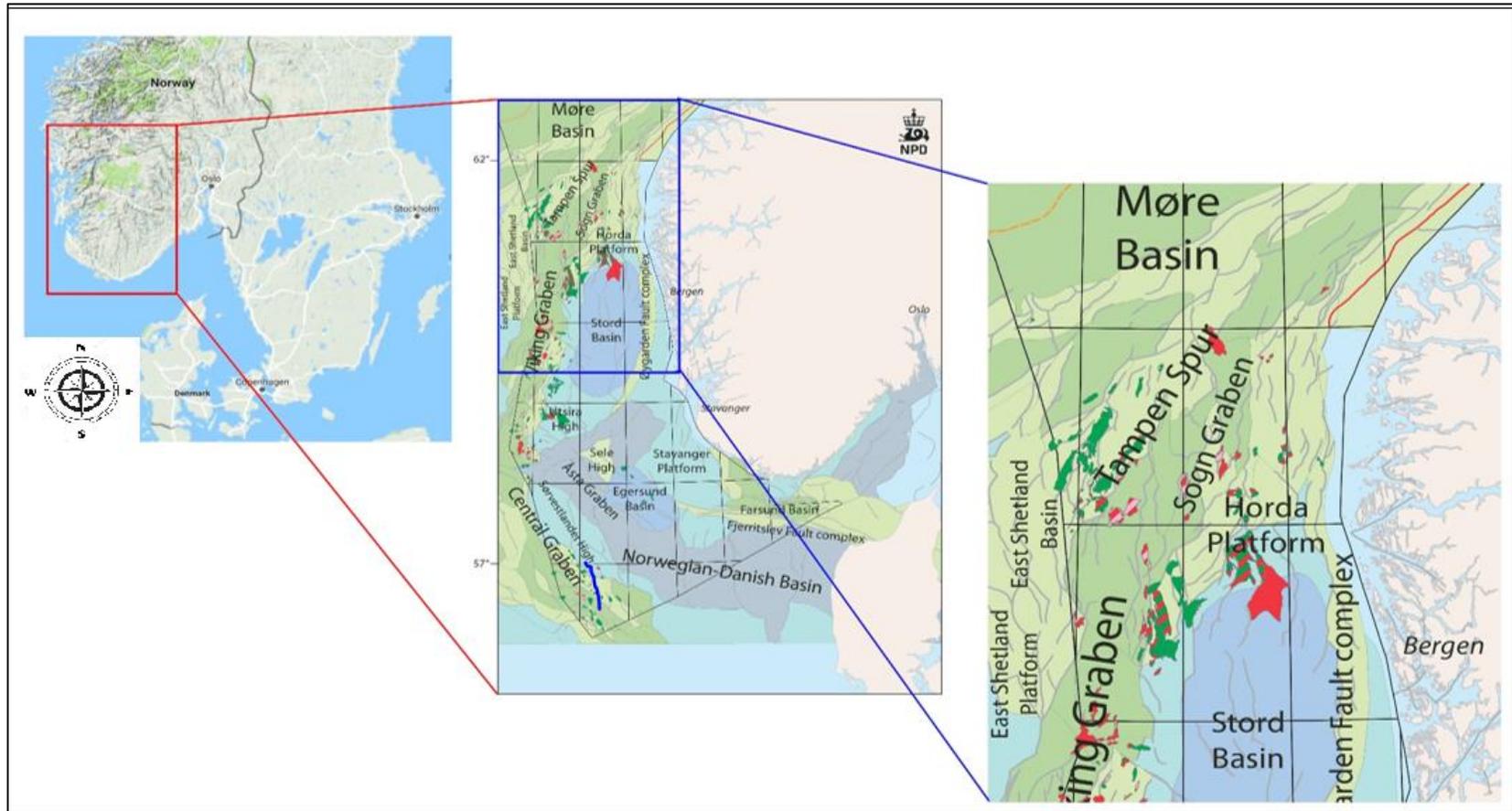
⁷ Hanssens,Olav. Geology of the North Sea. [En línea]. Noruega. Viking Group. 2014., 1 p. Disponible en <http://www.npd.no/Publikasjoner/Rapporter/CO2-samleatlas/4-The-Norwegian-North-Sea/41-Geology-of-the-North-Sea/The-Viking-Group/>

⁸ Ibid., p. 1.

⁹ Ibid., p. 1.

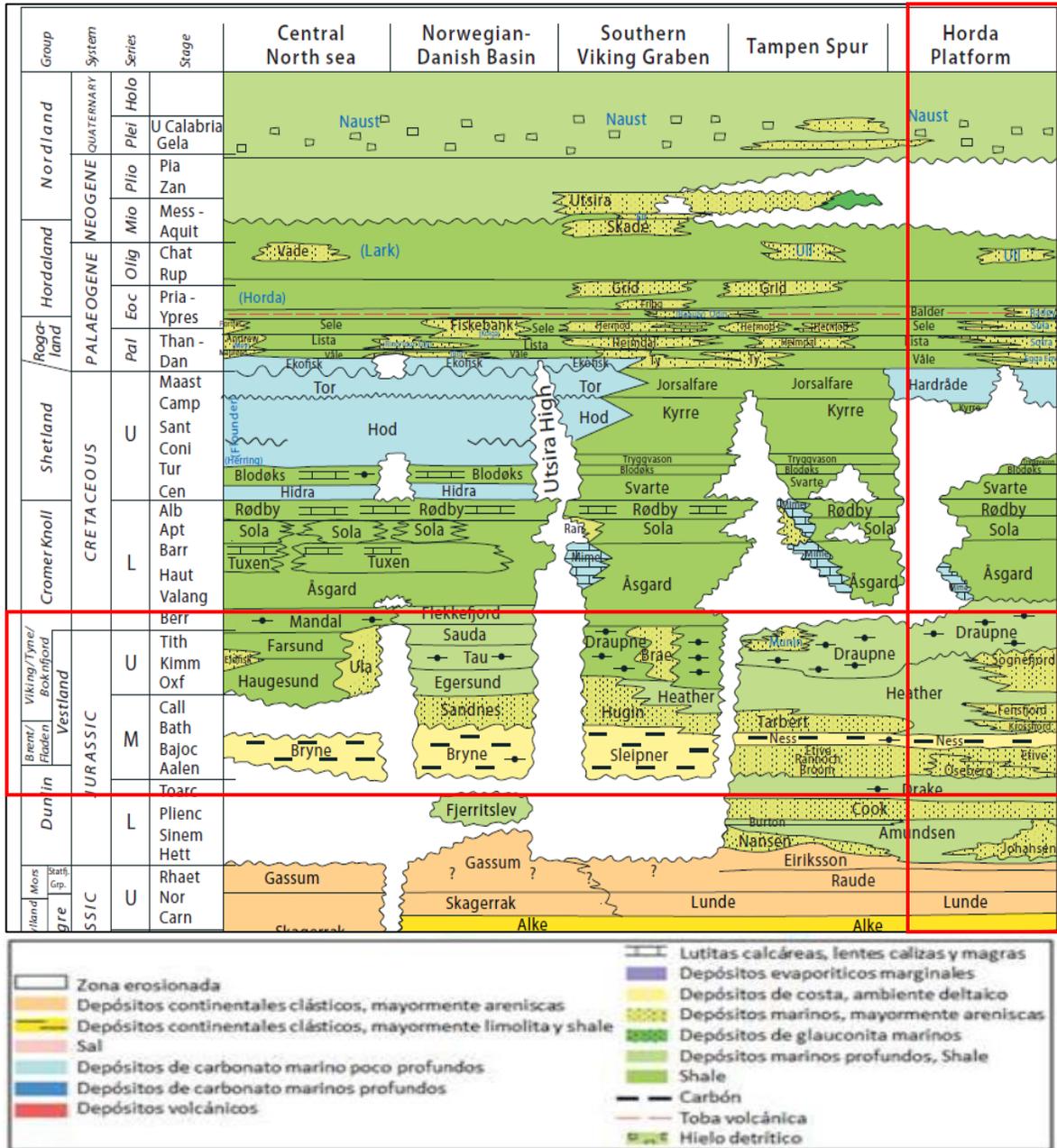
¹⁰ Ibid., p. 1.

Figura 1. Mapa de la localización del Campo Olympus, inferido a partir de las similitudes geológicas entre este y la geología regional de Viking Graben (sección norte de la Cuenca del Mar del Norte).



Fuente: Hanssens,Olav. Geology of the North Sea. [En línea]. Noruega. Viking Group. 2014., 1 p. Disponible en <http://www.npd.no/Publikasjoner/Rapporter/CO2-samleatlas/4-The-Norwegian-North-Sea/41-Geology-of-the-North-Sea/The-Viking-Group/>

Figura 2. Carta Crono-estratigráfica del norte del Mar Del Norte. Los recuadros (en rojo) delimitan la zona de interés, en profundidad, del Campo Olympus (Grupo Viking)

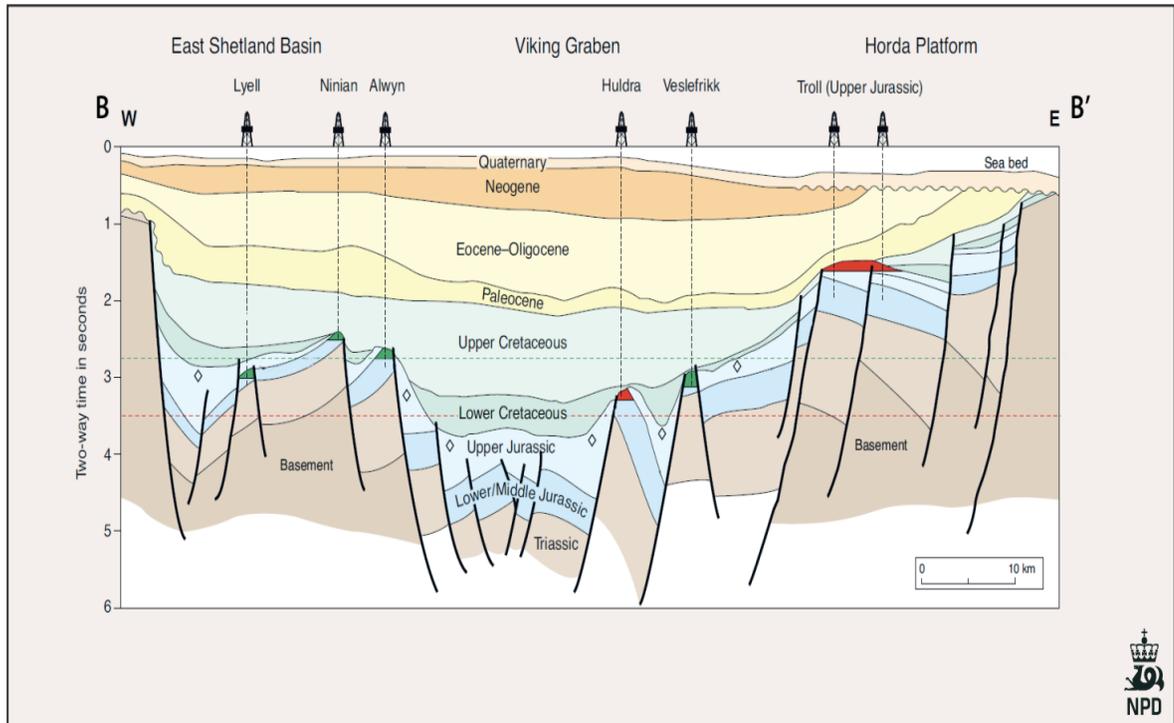


Fuente. Hanssens,Olav. Geology of the North Sea. [En línea]. Noruega. Viking Group. 2014., 1 p. Disponible en <http://www.npd.no/Publikasjoner/Rapporter/CO2-samleatlas/4-The-Norwegian-North-Sea/41-Geology-of-the-North-Sea/The-Viking-Group/>

1.3 GEOLOGIA ESTRUCTURAL

Las estructuras predominantes en el Mar Del Norte son horst y los grabens, formados por el esfuerzo tensional de las placas a mediados del Cretáceo Inferior. **Figura 3.** Muestra el estilo estructural predominante en la sección norte de la Cuenca del Mar del Norte (donde se ubica el Campo OLYMPUS).

Figura 3. Vista transversal de la sección del estudio Geo-sísmico



Fuente: Hanssens, Olav. Geology of the North Sea. [En línea]. Noruega. Viking Group. 2014., 1 p. Disponible en <http://www.npd.no/Publikasjoner/Rapporter/CO2-samleatlas/4-The-Norwegian-North-Sea/41-Geology-of-the-North-Sea/The-Viking-Group/>

La depositación tuvo lugar en un ambiente sedimentario marino y fluvial que ocurrió entre el Jurásico Superior y Cretáceo Inferior, en el que la transgresión marina fue seguida fundamentalmente por la formación de un domo volcánico centrado entre el rasgo tectónico Viking Graben, el Graben Central y la Cuenca Firth de Moray, lo que causó la erosión y el levantamiento de las capas, seguido de un fracturamiento de la mayoría de ellas. Como consecuencia de lo anterior se dio la generación de grandes sistemas de ambientes deltaicos los cuales cuentan con la presencia de unidades litológicas tales como arenas, lutitas, y secciones de carbón. Los esfuerzos tensionales en estas capas causaron levantamientos e inclinaciones y dieron como resultado la creación de la topografía local, con una erosión considerable y con suministros de sedimentos, que tuvieron como consecuencia

final la acumulación de gruesas secuencias de lutitas. Esta acumulación resultó en la generación de la Formación Draupne, la roca fuente más importante y que al mismo tiempo es considerada como un sello para las trampas de hidrocarburos en el área del Mar del Norte¹¹. Posterior al proceso que dio origen a la Formación Draupne, la cuenca se hace más somera, dando paso a la depositación de secuencias arenosas en ambientes costeros-transicionales, algunas de ellas relacionadas a eventos de transgresión y regresión marina; estas secuencias arenosas constituyen importantes reservorios de hidrocarburos en esta parte de la cuenca.

1.4 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO.

A continuación, se describirá la geología del petróleo perteneciente al Grupo Viking, que serán una aproximación a la perteneciente al campo sintético.

1.4.1 Roca Generadora. La roca generadora es la Formación Draupne, la cual se compone de lodolita negra de alta radioactividad, debido al alto contenido de carbono orgánico total en el rango de 1.7-2%, dando como resultado la formación de hidrocarburos.

1.4.2 Roca Reservorio. La roca reservorio corresponde a las formaciones Fensfjord, Sognefjord y Krossfjord, estas se componen de variaciones de arenas con propiedades de porosidad y permeabilidad del 15-38% y 1Md-30D respectivamente, y un espesor de 400-500m.

1.4.3 Sello. Constituido por depositación de un shale con baja permeabilidad el cual aisló la Formación Draupne de las demás, permitiendo así el almacenamiento de petróleo en la formación.

1.4.4 Trampa. Establecida por trampas tipo sello, horst y grabens, que van desde la Cuenca Shetland en el oeste hasta la Plataforma Horda, como se puede observar en la **Figura 3**.

1.4.5 Migración. Según Jan R. Johnsen⁶, la generación de hidrocarburos se establece en el Graben Song, en la Formación Draupne del Grupo Viking, migrando posteriormente desde el noroeste, orientado hacia el área de la Plataforma. Horda en el sureste.¹²

¹¹ HANSSENS, Olav. Op. Cit. p. 1.

¹² BAUTISTA VELANDIA, Andres. Evaluación técnica y financiera de escenarios de inyección de agua en un campo típico en el Mar Del Norte: Campo Brugge, mediante un software de código abierto (opm). Bogota.2016, p.39.

2. MARCO TEÓRICO

Como herramientas básicas para el proyecto, se debe tener ciertas bases de ingeniería de petróleos como lo son la fundamentación en el área de yacimientos, su simulación y también conocimiento en el ámbito de la perforación, no dejando atrás los conceptos básicos para manejar un software, por tal motivo se describirá brevemente los conceptos a usar.

2.1 GENERALIDADES OPEN POROUS MEDIA

La iniciativa Open Porous Media (OPM) Flow, fomenta la innovación abierta y la investigación reproducible para el modelado y la simulación de procesos de medios porosos. OPM coordina el desarrollo de software colaborativo, mantiene y distribuye software de código abierto y conjuntos de datos abiertos. Busca asegurar que estén disponibles bajo una licencia gratuita en una perspectiva a largo plazo. Flow es un simulador de yacimiento para problemas de petróleo negro trifásico (Black oil) que utiliza una formulación completamente implícita. También hay variantes especializadas para solventes y problemas de polímeros, es capaz de hacer la corrida de modelos de simulación estándar en la industria del petróleo y el simulador es implementado usando automáticamente la diferenciación del desarrollo de modelos en los cuales se tenga movimiento de fluidos.

2.1.1 La formulación de los modelos se basa en las siguientes características:

- Modelos para petróleo negro con gas disuelto y petróleo vaporizado.
- Curva de permeabilidades relativas y los sistemas pertenecientes a la roca, dependientes de la capilaridad.
- Histéresis y escalamiento de sistema de puntos finales (End-point scaling).
- Control para el petróleo vaporizado (VAPPARS)¹³.

2.1.2 Opciones para el manejo de recuperación terciaria o mejorada EOR:

- Manejo de fluidos a base de polímeros con adsorción, espacio poral muerto, reducción en la permeabilidad y efecto de cizallamiento (flow-polymer).
- Manejo de ecuaciones para un componente extra como los solventes. (flow-solvent).

¹³RUSTAD. Alf. OPM. [En línea]. Noruega, Alemania. Open Porous Media. 2018. Disponiblen <https://opm-project.org>.

2.1.3. Descripción de la geología:

- Manejo de grid completamente rectilíneo o completamente desestructurado (sin forma definida).
- Manejo de grid con salida desde el programa eclipse tipo corner-point, incluyendo fallas y regiones con multiplicadores.

2.1.4 Control y manejo de pozos:

- Control del bhp (Botton hole pressure) y tasas de fluidos en superficie y en yacimiento.
- Manejo de cierres, detenciones o apertura de pozos individuales de acuerdo a su completamiento.
- Elaboración del historial de producción (History match) en los pozos.

2.1.5 Manejo de información de entrada y salida del simulador:

- Lector y analizador general de casos de información proveniente al programa Eclipse.
- Un formato de salida flexible de los archivos Summary y Restart en el formato de Eclipse¹⁴.

2.1.6 Tecnología del simulador:

- El tiempo está completamente implícito.
- Dos aproximaciones de flujo en el espacio con movilidad upstream (upstream-mobility).
- Solver linear basado en celdas estructuradas con el pre acondicionador ILU0.

2.2 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN PRIMARIA

Para la recuperación primaria de petróleo, se hace por un proceso en el que intervienen fuerzas naturales presentes en el subsuelo, que hacen que los fluidos

¹⁴ Ibid. p. 1.

.2.2.1 Empuje por gas en solución. Cuando el yacimiento es subsaturado, se comporta como un yacimiento sin capa de gas. A medida que la presión va disminuyendo hasta llegar al punto de burbuja, el petróleo se va expandiendo, llenando el espacio que queda vacío que va quedando al ir produciéndose. Cuando la presión disminuye tanto y que supera el punto de burbuja, el gas disuelto comienza a separarse del petróleo y como el gas es más compresible que el petróleo, la presión del yacimiento empezara a declinar levemente. La eficiencia de este empuje depende de la cantidad de gas disuelto pero por lo general las recuperaciones por este empuje son muy bajas, sus producciones oscilan en un 5% al 10%¹⁵.

2.2.2 Empuje por capa de gas. Si el yacimiento tiene una capa de gas inicial, la presión inicial en el contacto gas petróleo es equivalente a la presión en el punto de burbuja, debajo de este contacto la presión de burbuja y la relación gas disuelto en el petróleo tienden a permanecer constantes a medida que a presión aumenta con la profundidad. En este caso, siendo la presión del yacimiento igual a la presión de burbuja en el contacto gas petróleo, el gas está en equilibrio con el petróleo y se considera como un yacimiento saturado. Estos tipos de yacimientos producen por este mecanismo, debido a que el gas es compresible y de acuerdo a la expansión que genera, ayuda a empujar el petróleo. Para que este tipo de mecanismo sea efectivo, se debe definir previamente el tamaño que ocupa la capa de gas y que el yacimiento tenga una alta permeabilidad vertical y un gran espesor. Para que este mecanismo sea efectivo la capa de gas tiene que tener un tamaño igual o menor a la que ocupa la columna de petróleo para que se haga el efecto pistón en el petróleo y se produzca primero, y no el gas primero. Cuando este tipo de empuje está presente en el yacimiento, la recuperación es mayor, en un rango entre el 30% y 40 % del petróleo inicial en el yacimiento¹⁶.

2.2.3 Empuje con agua. Tiene efecto en el yacimiento cuando la presión inicial de este empieza a disminuir y se produce la expansión del acuífero que lo infra yace, ayudando a que el petróleo se mueva hacia los pozos productores. Esta principalmente regulada por el tamaño del acuífero y la permeabilidad de la roca, al ser el agua poco incompresible, se necesita un acuífero de gran tamaño para para que tenga efecto en el yacimiento. Este es un mecanismo muy efectivo, obteniendo recuperaciones del petróleo inicial entre el 40% y 70%¹⁷.

2.2.4 Empuje por drenaje gravitacional. La gravedad es un mecanismo de empuje lento, pero es eficaz. Para pozos activos en yacimientos en que no hay ya ningún otro tipo de energía más que la gravedad, se diferencia de los demás debido a que tienen producciones lentas y constantes para periodos largos. Si los yacimientos se encuentran inclinados estructural o estratigráficamente, el recobro aumenta debido

¹⁵ PARÍS DE FERRER, Magdalena. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela. 390. P.

¹⁶ Ibir. p. 390

¹⁷ Ibir. p. 390

al efecto de la gravedad en el petróleo, al drenarlo verticalmente o hacia la parte baja de la estructura del yacimiento¹⁸.

2.2.5 Expansión de la roca y los fluidos. Al inicio del yacimiento, todos sus fluidos se encuentran confinados en espacios porosos, los cuales al iniciar la producción, muchos de estos fluidos que se encuentran presentes llegarán a la superficie y dejarán un espacio dentro del yacimiento, por tal motivo los fluidos que se encuentran presos tenderán a ocupar estos espacios generando una reducción de la presión con la cual los fluidos son producidos en el mismo, lo que origina un aumento en la presión de sobrecarga en la formación, expulsando así el aceite y el gas debido a la reducción del volumen poroso del yacimiento¹⁹.

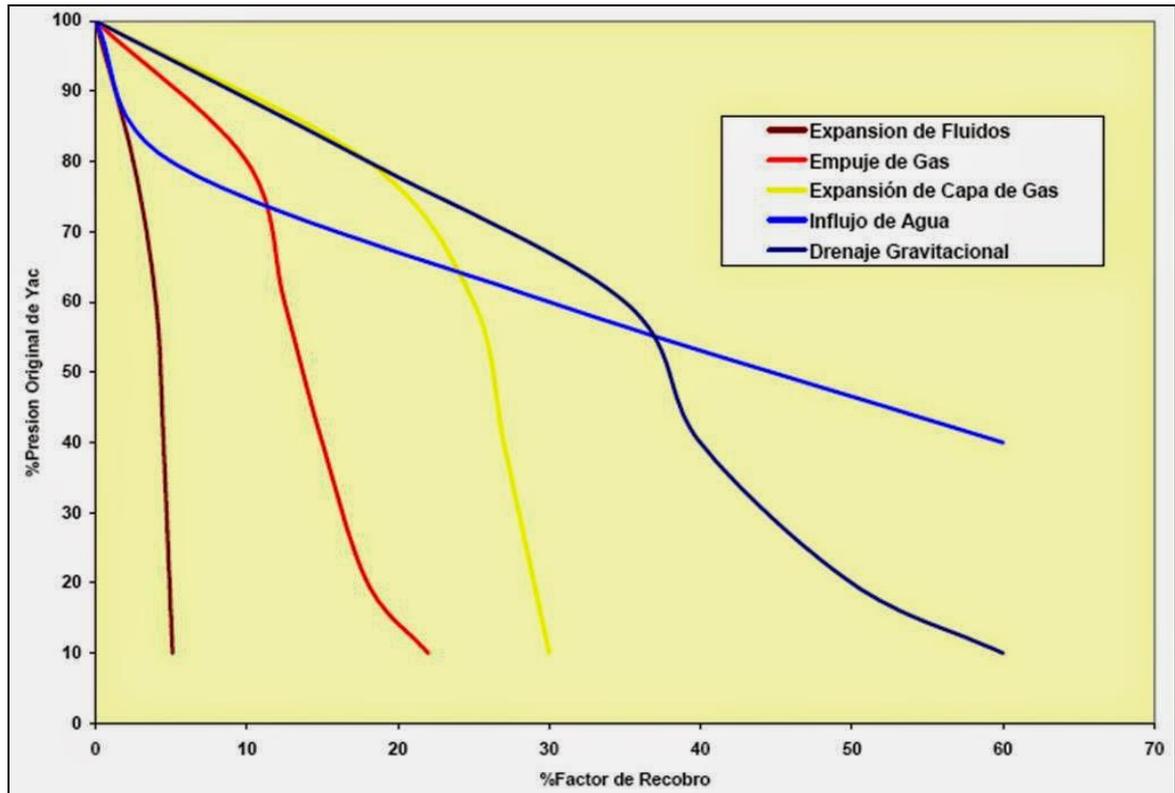
2.2.6 Empuje combinado. En los yacimientos se presenta más de un empuje activo durante la producción de petróleo ya siendo de forma alternada o simultánea. En este tipo de casos, se habla de un empuje combinado y se tiene en cuenta que todos los empujes están presentes en un yacimiento afectando positiva o negativamente la producción de petróleo, los empujes tendrán mayor eficiencia de acuerdo a las condiciones que pueda tener el yacimiento. A continuación, se muestra en la **Figura 4**, los diferentes tipos de empujes presentes durante la producción primaria²⁰.

¹⁸ PARÍS DE FERRER, Magdalena. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela. 390. P.

¹⁹ Ibir. p. 390

²⁰Ibir. p. 390

Figura 4. Tipos de empujes primarios para la recuperación de petróleo



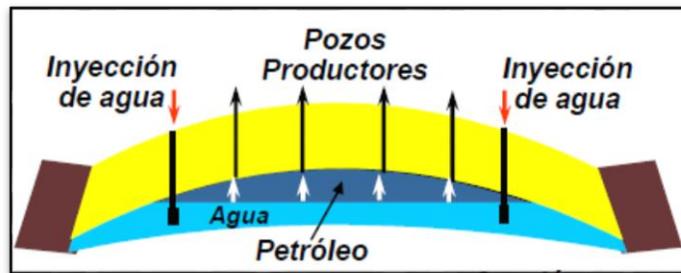
Fuente: Tipos de empujes primarios, consultado en línea (15 mayo de 2018) disponible en: <http://yacimientosdehidrocarburos.blogspot.com/>

2.3 MÉTODOS DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA

La recuperación secundaria de petróleo, es un proceso el cual es usado para poder extraer el petróleo sobrante que no se produjo por manera natural o primaria en el yacimiento. Al ser la presión por recuperación primaria muy baja e ineficiente para poder sacar los fluidos que están dentro del yacimiento. Se aplican procesos en los cuales su principal objetivo es hacer un mantenimiento de presión y desarrollar un barrido de la zona en la cual está contenido el petróleo, por medio de inyección de fluidos como gas o agua. En este trabajo únicamente se inyectará agua como método de recuperación secundaria.

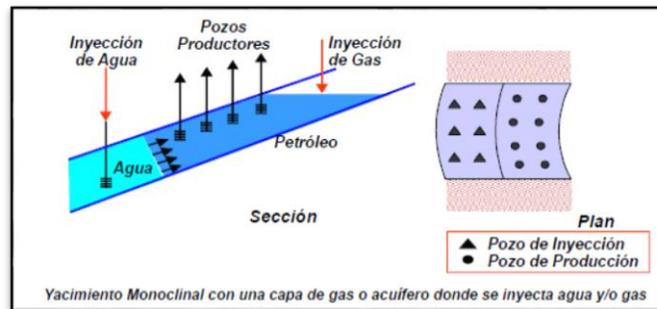
2.3.1 Inyección periférica o externa. Consiste en inyectar agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento. Se conoce también como inyección tradicional, y en este caso, se inyecta agua en el acuífero cerca del contacto agua petróleo. En la **Figura 5** se muestra en un anticlinal la perforación de pozos y tanto en la **Figura 6** donde se muestra la debida perforación de pozos con respecto a los contactos presentes en el yacimiento.

Figura 5. Representación anticlinal con contactos presentes.



Fuente: PARÍS DE FERRER, Magdalena. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela. 273. P.

Figura 6. Representación de tipos de pozos y contactos presentes.



Fuente: PARÍS DE FERRER, Magdalena. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela. 276 P.

2.3.1.1 Ventajas y desventajas de la inyección periférica: a continuación se mostrara en la **Tabla 1** las ventajas y desventajas de la inyección periférica

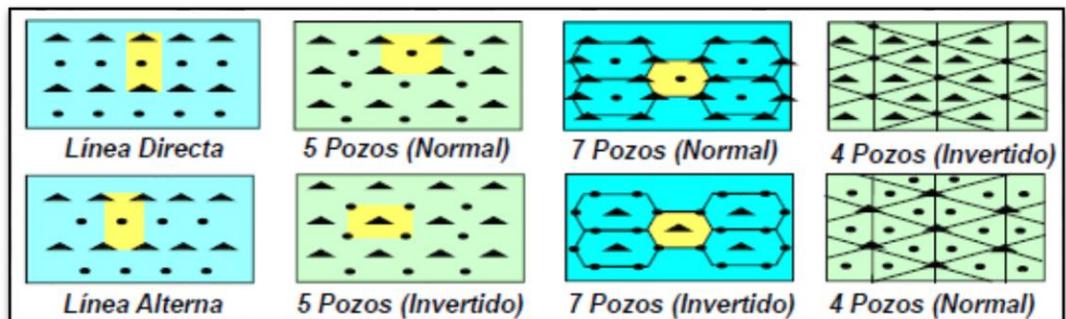
Tabla 1 Ventajas y desventajas de la inyección periférica

Ventajas	Desventajas
Se utilizan pocos pozos	No todo el volumen de agua inyectada no se utiliza para desplazar el petróleo
No se requiere una descripción detallada del yacimiento para iniciar la inyección de agua.	No es posible tener un seguimiento detallado del frente de invasión.

<p>No requiere de la perforación de pozos adicionales, ya que se pueden usar pozos</p>	<p>No sirve en todos los yacimientos, ya que en ocasiones no logra mantener la presión en la parte central del mismo. Puede fallar al no tener una buena comunicación entre la periferia y el centro del yacimiento.</p>
<p>Rinde un recobro alto de petróleo con un mínimo de producción de agua. En este tipo de proyecto, la producción de agua puede ser retrasada hasta que el agua llegue a la última fila de pozos productores. Esto disminuye los costos de las instalaciones de producción de superficie para la separación agua-petróleo.</p>	<p>El proceso de invasión y aumento de la presión es lento, por lo tanto, la recuperación de inversión y aumento de la producción se ven reflejados a largo plazo.</p>

2.3.2 Inyección en arreglos o dispersa. Consiste en inyectar agua directamente en la zona de petróleo. El agua inyectada invade esta zona y desplaza los fluidos del volumen invadido hacia los pozos productores. Este tipo de inyección también se puede denominar “inyección de agua interna” ya que como anteriormente se mencionó, se inyecta en la zona de petróleo a través de pozos que son geoméricamente distribuidos entorno a pozos productores. En la **Figura 7** se puede observar los diferentes sistemas de arreglos de pozos que se utilizan para la inyección de agua en arreglos.

Figura 7. Sistemas de arreglos para pozos.



Fuente: PARÍS DE FERRER, Magdalena. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela. 282. P.

2.3.2.1 Ventajas y desventajas de inyección en arreglo o dispersa: a continuación se mostrara en la **Tabla 2** las ventajas y desventajas de la inyección periférica

Tabla 2 Ventajas y desventajas de la inyección en arreglo o dispersa

Ventajas	Desventajas
Rápida respuesta del yacimiento en términos de aumento de presión y producción de petróleo.	En comparación con la inyección externa, este método requiere una mayor inversión, debido al alto número de pozos inyectoros necesarios para los arreglos.
Elevadas eficiencias de barrido areal.	Tiene un alto riesgo tanto operacional como económico.
Permite mantener un control en el frente de invasión y del factor de reemplazo.	Exige mayor seguimiento y control, por lo tanto mayor recurso humano.
Disminuye el efecto negativo de heterogeneidades sobre el recobro.	

2.2.2.3 Factores que controlan la recuperación de petróleo por inyección de agua.

Figura 8 Factores que controlan la recuperación de petróleo por inyección de agua.



2.3.3 Propiedades de la roca y los fluidos. Se describirán a continuación las propiedades físicas del medio poroso, relacionadas a un proceso de inyección de agua, las cuales serán de vital importancia durante todo el desarrollo del trabajo. Puesto que se considerara un modelo tipo Black-Oil, en el cual no se tendrá en cuenta el gas presente, debido a las condiciones del modelo y también porque se asumirá que no hay gas dentro del yacimiento y ni se producirá gas en superficie.

2.3.3.1 Propiedades de la roca. El conocimiento de las propiedades pertenecientes a la roca, es fundamental para comprender y predecir cómo se comportara un yacimiento a futuro, como será su producción de petróleo a lo largo de los años. Pero para saber esto, es necesario entender las características fundamentales de la roca, la cual la hacen almacenadora de hidrocarburo. A continuación se presentaran las propiedades alusivas a la roca más importantes.

2.3.2 Porosidad. Es una de las características principales de la roca, la cual describe la capacidad de una roca para almacenar fluidos, o se puede definir en otras palabras como la relación entre el volumen poroso y el volumen total de la roca representada en un determinado porcentaje²¹ la cual se muestra en la **Ecuación 1.**

²¹ ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Huila, Colombia, 2018., Volumen 1.

Ecuación 1. Cálculo de la porosidad

$$\phi = \frac{V_p}{V_t}$$

Fuente: ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto, Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Huila, Colombia, Volumen 1.

Donde:

ϕ : Porosidad de la roca (%)

V_p : Volumen poroso (acre*pie)

V_t : Volumen total de la roca (acre*pie)

Los valores más representativos de la porosidad, están en rangos de 0-30%, siendo de 0-10% una porosidad baja, de 10-20% moderada y mayor a 20% muy buena. Teniendo en cuenta que estos valores pueden ser afectados por procesos como la carga lito estática proveniente de formaciones o unidades geológicas superiores a la que se tenga de referencia, o por procesos de compactación y cementación.

2.3.3.3 Permeabilidad. Se define como la capacidad que tiene la roca para permitir la movilidad o el flujo de fluidos por medio de la porosidad (poros interconectados), la cual es representada matemáticamente por la LEY DE DARCY. La unidad en la cual se expresa la permeabilidad son los miliDarcy (1md =0.001 D) y sus valores en los diferentes tipos de rocas oscilan en rango entre:

- Menores a 50 mD, que equivalen a una permeabilidad baja.
- Por encima 50 mD, se dice que la permeabilidad es buena.
- Si supera los 250 mD, la permeabilidad es muy buena.
- Su expresión matemática se puede ver en la **Ecuación 2.**

Ecuación 2. Ecuación del Cálculo de la permeabilidad por medio de la Ley De Darcy

$$K = \frac{q\mu L}{A\Delta P}$$

Fuente: Darcy, Henry. Les Fontaines Publiques de la Ville de Dijon. Paris, 1856. P 50.

Donde:

K: Permeabilidad, Darcy.

Q: Caudal, cm³/s

μ: Viscosidad del fluido, Centipoises

L: La distancia que recorre el fluido, Cm

A: Área de la sección transversal, Cm²

Δp: Diferencial de presión en la sección transversal, Atm.

La permeabilidad es una propiedad que esta implícitamente asociada a cualquier medio poroso y su principal función es determinar la capacidad que tiene una roca a dejar fluir un determinado caudal de fluido por medio de él, mediante la conexión de poros de la matriz de la roca. Para describir la permeabilidad de un yacimiento, se hablan de sus tres tipos: la permeabilidad relativa, efectiva y absoluta. La permeabilidad absoluta “es aquella que se mide cuando un fluido satura el 100% el espacio poroso” 22, La permeabilidad efectiva, “es la medida de la permeabilidad de un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluido que saturan el medio poroso” 23 la permeabilidad relativa “es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta” esta última da los parámetros de cómo va a ser el comportamiento de los fluidos en el yacimiento de manera independiente, y de cómo va a ser su humectabilidad de la roca y su de su desplazamiento por medio de la roca. En la **Figura 9**. Muestra el comportamiento ideal de curva de permeabilidades relativas. En la cual la permeabilidad relativa al petróleo actúa como la fase no mojanete y comportándose de manera inversa a la curva de permeabilidad relativa al agua puesto que a medida que aumente la saturación de alguno de los dos fluidos presentes (agua y petróleo), la otra

²² Ibir. p.

²³ Ibir. p.

saturación presente debe disminuir. Y gracias a estos análisis básicos, se generan puntos en los cuales las saturaciones llegan a ser máximos o mínimos, estos determinan en que momento fluyen los dos fluidos a la vez o solo uno de ellos en determinados momentos, de acuerdo a la variación de sus saturaciones.

Figura 9. Curva de permeabilidades relativas ideal

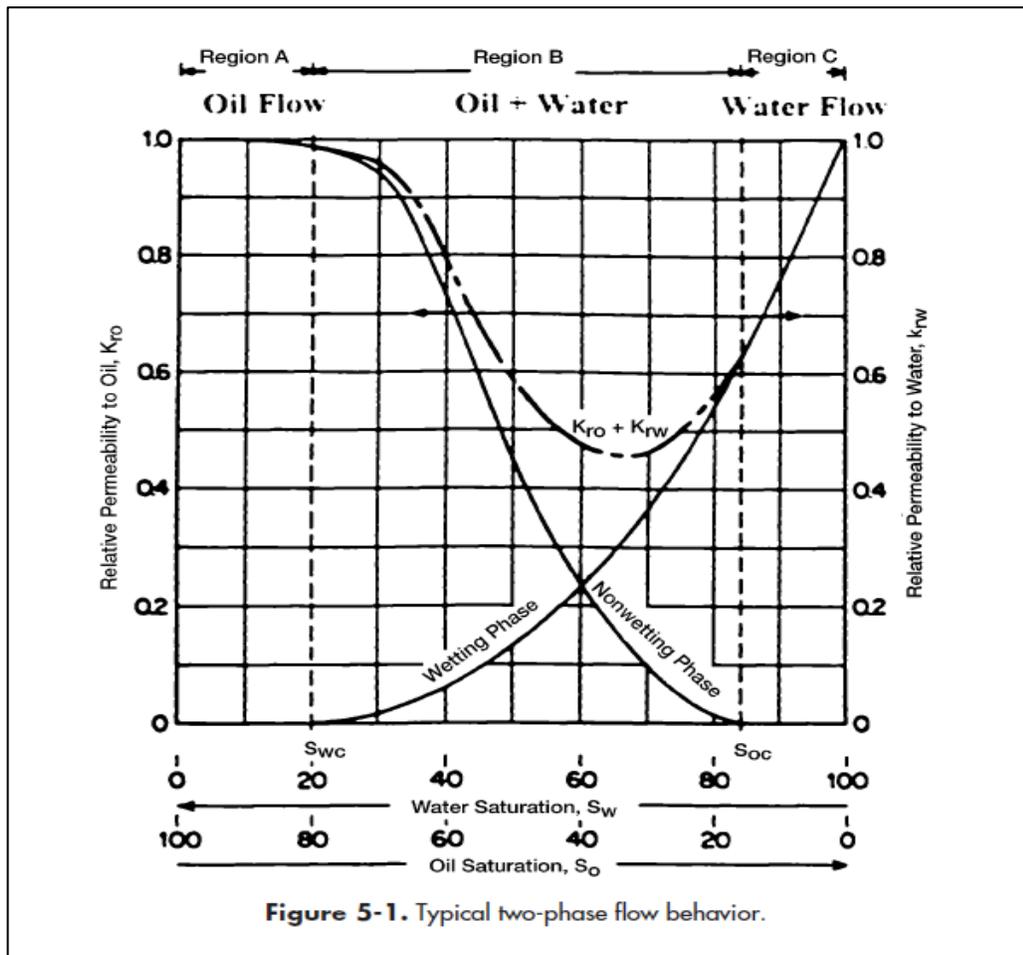


Figure 5-1. Typical two-phase flow behavior.

Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Tercera Edición, Burlington, MA, Estados Unidos:Elsevier fields. 2012

2.3.3.4 Saturación. Es la fracción o porcentaje de volumen poroso, el cual es ocupado por un determinado fluido, entre esos agua, petróleo y gas. Es fundamental estimar el porcentaje proveniente de cada uno de estos fluidos en el yacimiento para saber el porcentaje proveniente a la fracción del petróleo. En los porcentajes, la sumatoria de cada saturación de los fluidos provenientes del yacimiento debe ser igual a 1 como se muestra en la **Ecuación 3**.

Ecuación 3. Sumatoria de porcentajes provenientes a los fluidos del yacimiento

$$S_o + S_g + S_w = 1,0$$

Fuente: FERRER, Magdalena, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela 2001

Donde:

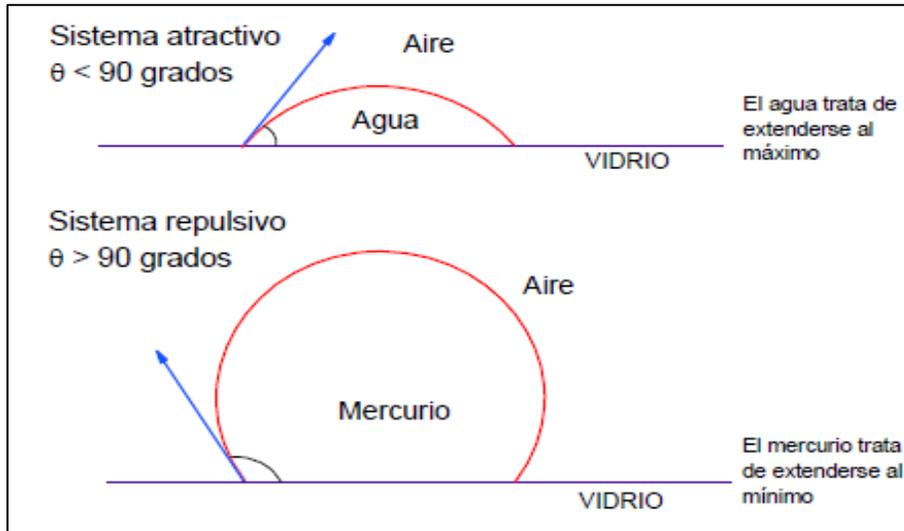
So: saturación de aceite (%)

Sw: saturación de agua (%)

Sg: saturación de gas (%)

2.3.3.5 Humectabilidad. Es la tendencia que tiene un fluido en contacto con otro fluido no inmiscible, en adherirse a una superficie, en el caso del agua y del petróleo, la tendencia de alguno de los dos fluidos en adherirse a las paredes de la roca. El agua por naturaleza y geológicamente es mojable y su grado de mojabilidad. esta indirectamente relacionado con su Angulo de contacto, puesto que se dice que el sistema es mojado por agua cuando su Angulo de contacto es menor a 90 grados y se dice que es mojado por petróleo cuando su Angulo es mayor a 90 grados. A continuación se muestra un ejemplo en la **Figura 10**.

Figura 10. Sistema atractivo y repulsivo respecto al ángulo de Contacto



Fuente: ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto, Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Huila, Colombia, Volumen 1

2.3.3.6 Movilidad. Es la facilidad con la cual un determinado fluido, en nuestro caso agua o petróleo, tendrá la facilidad de moverse por todo el yacimiento. Su cálculo se da entre la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido y la viscosidad de este mismo fluido. En la **Ecuación 4** se describirá el cálculo.

Ecuación 4.
Movilidad

$$\lambda_f = \frac{k_f}{\mu_f}$$

Fuente: ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto, Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Huila, Colombia, Volumen 1.

Donde:

λ_f = Movilidad

Kf: Fluido desplazaste

μ_f : Fluido desplazado

2.2.3.7 Razón de movilidad. Se define como la razón entre la movilidad de la fase desplazante (el agua), y la movilidad de la fase desplazada²⁴ (petróleo). **Ecuación 5.**

Ecuación 5. Razón de movilidad con respecto a sus permeabilidades relativa

$$M = \frac{M_o(k_{rw})_{swp}}{M_w(k_{ro})_{swc}}$$

Fuente: FERRER, Magdalena, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela 2001

Donde:

M: Razón de movilidad

M_o: Viscosidad del petróleo (Cp)

M_w: Viscosidad del agua (Cp)

K_{rw}: Permeabilidad relativa del agua

K_{ro}: Permeabilidad relativa del petróleo

S_{wp}: Saturación de agua en el punto de ruptura (%)

S_{wc}: Saturación de agua connata (%)

2.3.3.8 Presión capilar. Se define como el diferencial de presión ejercido en la interface que separa dos líquidos inmiscibles, de cual uno de estos fluidos está mojando preferencialmente la roca. La presión capilar está definida por la **Ecuación 6.**

²⁴ Op. cit. p.

Ecuación 6.

Fórmula para el cálculo de presión capilar

$$P_C = P_{nm} - P_m$$

Fuente FERRER,
Magdalena,
Inyección de agua y
gas en yacimientos
petrolíferos.
Maracaibo,
Venezuela 2001

Donde:

Pc: presión capilar

Pnm: presión fase no mojante

Pm: presión fase mojante

2.3.3.9 Compresibilidad de la roca. Es el cambio del volumen inicial causado por un diferencial de presión. En la roca es considerado como un mecanismo de expulsión para los hidrocarburos debido a la presión ejercida por la carga lito estática de estratos o formaciones de roca superiores al de referencia. Su valor depende directamente de la composición de la roca de estudio y los valores más usados son para arenas consolidadas $4 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$.

2.3.4 Propiedades de los hidrocarburos. Conocer el fluido base de este trabajo es de vital importancia, por tal motivo es fundamental saber el comportamiento de los hidrocarburos dentro del yacimiento y en superficie. A continuación se describirán las propiedades más importantes alusivas al petróleo.

2.3.4.1 Gravedad específica del petróleo. La gravedad específica está definida en la relación de densidades, la densidad de un fluido de prueba sobre la densidad del fluido de referencia que por lo general es el agua. En el caso del petróleo, el fluido de prueba va a ser este mismo, cual se hará parte de la relación con la densidad del fluido de prueba que es el agua, ambos fluidos deben estar a condiciones de presión y temperaturas iguales para que la relación sea válida. A partir de la gravedad específica del petróleo, un crudo se define es por su gravedad API que fue implementada por la American Petroleum Institute. Teniendo como referencia la gravedad específica del petróleo, a medida que este disminuye, su gravedad API aumenta. El cálculo de gravedades se puede observar en la **Ecuación 7.**

Ecuación 7.

Ecuación del cálculo de la gravedad API.

$$API = \frac{141.5 - 131.5}{GE}$$

Fuente: ASTM. Manual on hydrocarbon analysis. Estados Unidos, 1998, p.109

Donde:

API: Grados API del petróleo

G.E. Gravedad específica del petróleo, a condiciones estándar.

2.3.4.2 Factor volumétrico del petróleo. Es la relación del volumen de petróleo que se necesita en el yacimiento, para poder producir un barril de petróleo en superficie a condiciones atmosféricas. El volumen en superficie por lo general, debido a su menor presión y temperatura con respecto a las del yacimiento, y por la liberación del gas disuelto, siempre será menor. Su relación se mostrara en la **Ecuación 8.**

Ecuación 8. Factor volumétrico de petróleo.

$$\beta_o = \frac{\text{Volumen de petróleo a condiciones de yacimiento (BY)}}{\text{Volumen de petróleo a condiciones de superficie (BN)}}$$

Fuente: FERRER, Magdalena, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela 2001.

Donde:

Bo: Factor Volumétrico del petróleo.

BY: Barriles de yacimiento

BN: barriles normales en superficie

2.3.4.3 Relación gas en solución. Es el volumen de gas, en este caso pies cúbicos disueltos en el petróleo a determinadas condiciones de presión y temperatura. Su volumen disuelto se incrementa a medida de la presión y a presión constante, la cantidad disminuye cuando la temperatura aumente. Su relación permanece constante cuando la presión esta con valores por encima de la presión de burbuja, y ya cuando llega a valores cercanos al punto de burbuja, el gas comienza a liberarse y por tal motivo, su relación disminuye en valor. La relación gas-petróleo se mostrara en la **Ecuación 9.**

Ecuación 9. Relación gas-petróleo

$$R_s = \frac{\text{Volumen de gas en solución (PCN)}}{\text{Volumen de petróleo en superficie (BN)}}$$

Fuente: FERRER, Magdalena, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela 2001.

Donde:

Rs: Relación gas-petróleo

PCN: pies cúbicos normales

BN: Barriles normales en superficie

2.3.4.4 Viscosidad del petróleo. Es una de las características fundamentales, que controla el flujo del petróleo por medio de las tuberías y por medio de los canales porales del yacimiento. Es definida como la resistencia que ofrece el líquido a moverse, en este caso, la resistencia que ofrece el petróleo para moverse. Esta propiedad depende mucho de la temperatura, puesto que, a mayor temperatura, la viscosidad del petróleo será menor, y a menor temperatura, su viscosidad será mayor. Esta propiedad también será de vital ayuda para el cálculo de la razón de movilidad.

2.3.5 Propiedades del agua. A continuación, se describirán las propiedades más importantes con respecto al agua.

2.3.5.1 Factor volumétrico del agua en la formación. Representa la relación del volumen de agua que se necesita en el yacimiento, para poder producir un barril de agua en la superficie a condiciones atmosféricas, a diferencia del factor volumétrico del petróleo, este tiene un comportamiento inverso, en el cual se muestra que a medida que la producción aumenta y la presión del yacimiento disminuye, se comienza a presentar una liberación de gas, la cual trae como consecuencia que el factor volumétrico del agua tienda a aumentar. En la **Ecuación 10** se muestra el cálculo del factor volumétrico del agua.

Ecuación 10. Factor volumétrico del agua

$$\beta_w = \frac{\text{Volumen de agua + gas disuelto a condiciones de yacimiento (BY)}}{\text{Volumen de agua a condiciones de superficie (BN)}}$$

Fuente: FERRER, Magdalena, Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela 2001.

Donde:

Bw: factor volumétrico de agua

BY: Barriles de yacimiento

BN: barriles normales en superficie

2.3.5.1 Densidad del agua. Se representa en la relación de densidad del agua con todas las sales disueltas y la densidad del agua pura o destilada bajo condiciones estándar de presión y temperatura. Sus variaciones en valor dependen del cambio de concentraciones de sales, variaciones de temperatura y de presión de la formación. Cuando la temperatura tiene incrementos, la densidad decrece, sin embargo, cuando la presión y el contenido perteneciente a la concentración de sal, ayuda al aumento de la densidad.

2.3.5.2 Viscosidad del agua. Es la medida de resistencia a fluir del agua en un determinado medio, ya sea en un medio poroso o en tuberías. Presenta aumento de viscosidad cuando se tiene sólidos disueltos, ya que estos aumentan la concentración de los mismos en el agua, afectando su normal movilidad. La viscosidad del agua afecta la movilidad del petróleo en el yacimiento, puesto que no genera un buen desplazamiento de los fluidos a desplazar, en este caso el petróleo.

2.3.6 Tipos de perforación direccional. A largo de la historia de la industria petrolera, se ha caracterizado por perforar pozos para la producción de petróleo, pero a medida que el tiempo fue avanzando, la tecnología en la perforación también, para ayudar a tener por medio de técnicas avanzadas, mayor recuperación de petróleo. Entre los avances más significativos se encuentran los diferentes tipos de perforaciones de pozos

2.3.6.1 Tipo I. El pozo se planea de modo que la desviación inicial se obtenga a poca profundidad. El ángulo de inclinación se mantiene constante hasta llegar al objetivo. Esta configuración se usa principalmente para pozos de profundidad moderada, en regiones en las que la producción está en un solo intervalo y en las que no se requieren sartas intermedias de revestimiento. Se usa también para perforar pozos más profundos en los que se requiere mucho desplazamiento lateral²⁵.

2.3.6.2 Tipo II. Es el pozo de configuración en "S". La desviación se inicia también cerca de la superficie. La inclinación se mantiene, lo mismo que en el Tipo I. hasta que se logra casi todo el desplazamiento lateral. Seguidamente se reduce el ángulo de desviación hasta volver el pozo a la vertical para llevar al objetivo. Esta configuración, que puede traer consigo algunos problemas, se usa principalmente

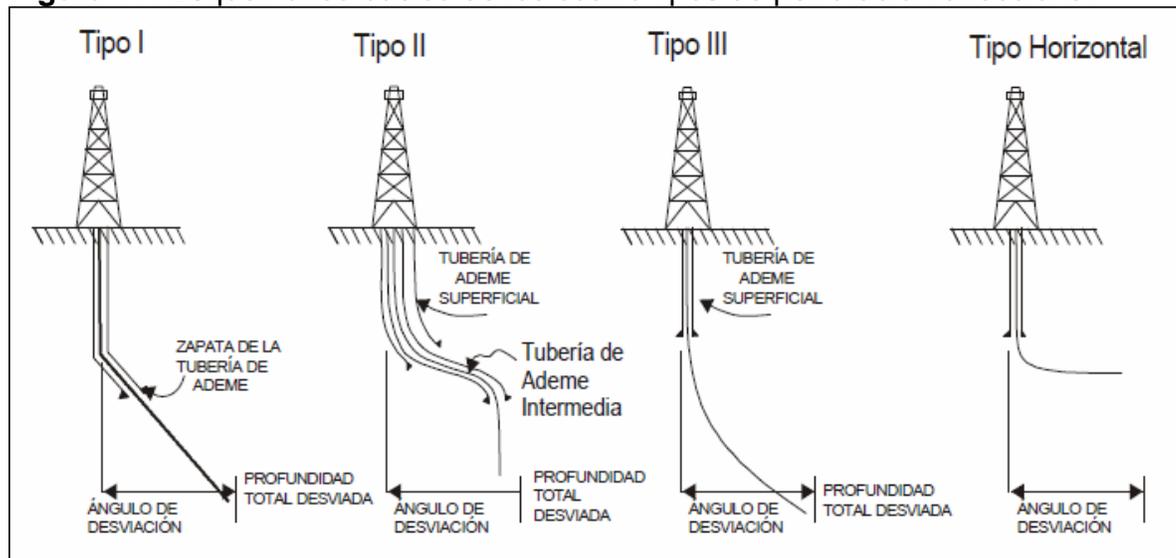
²⁵ MADRID, Marcelo. Perforación Direccional, Tipos de Perforación, Propósitos y Motor de Fondo. [En línea]. Bogota. Portal del petróleo. 2016., 1 p. disponible en http://www.portaldelpetroleo.com/2016/03/perforacion-direccional-tipos-de_6.html

para perforar pozos con intervalos productores múltiples, o en los que hay limitaciones impuestas por el tamaño y la localización del objetivo.

2.3.6.3 Tipo III. La desviación se comienza bien debajo de la superficie y el ángulo promedio de inclinación se mantiene hasta llegar al objetivo. Esta configuración es especialmente apropiada para situaciones tales como las de perforación de fallas o de domos salinos, o en cualquier situación en las que se requiera re perforar o reubicar la sección inferior del pozo.

2.3.6.4 Tipo Horizontal, Multilateral, y de Alcance extendido. La productividad de los pozos horizontales llega a ser mayor que la de uno vertical. Comunican una mayor área de la formación productora, atraviesan fracturas naturales, reducen las caídas de presión y retrasan los avances de los contactos agua-petróleo o gas-petróleo. En la **Figura 11** se puede observar un esquemático de los cuatro tipos de perforaciones direccionales mencionadas anteriormente.

Figura 11. Esquemático básico de los cuatro tipos de perforación direccional



Fuente: MADRID, Marcelo.2017. Perforación Direccional, Tipos de Perforación, Propósitos y Motor de Fondo, en línea, 22 de octubre de 2017, disponible en: (<http://www.portaldelapetroleo.com/2016/03/perforacion-direccional-tipos-de.html>)

2.3.6.5 Aplicación de los Pozos Direccionales. Sirven como ayuda o como nueva tecnología para tener mayor área de contacto con el yacimiento y así tener un mejor estudio de este.

2.3.6.6 Varios Pozos desde Estructuras Artificiales. La aplicación actual más común de los métodos de desviación es en la perforación offshore, ya que permite perforar un número óptimo de pozos desde la misma plataforma o isla artificial. Esa operación simplifica notablemente las redes de recolección y los sistemas de producción, factores que gobiernan la viabilidad económica de la industria offshore

2.3.6.7 Perforación en Fallas Geológicas. Otra aplicación de la perforación direccional es en el control de fallas geológicas. El pozo se desvía a través de la falla o en paralelo con ella para obtener mayor producción. Se elimina así el riesgo de perforar pozos verticales a través de planos de fallas muy inclinados, lo que puede ocasionar el deslizamiento y el cizallamiento de las sartas revestidoras.

2.3.6.8 Localizaciones Inaccesibles. Los mismos métodos se aplican cuando la localización inaccesible de un intervalo productor dicta la necesidad de situar el equipo de perforación a distancia, como ocurre cuando se desea obtener producción de intervalos situados bajo ríos, montañas, ciudades, etc. Estos ejemplos son apenas algunos de los muchos usos de la perforación direccional. Los nuevos métodos de recuperación de petróleo actualmente en desarrollo ampliarán la escala de aplicaciones a corto plazo.

2.3.6.9 Desviación Lateral y Enderezamiento. Se usa primordialmente para solventar dos problemas: el de apartarse de una obstrucción desviando el pozo, o el de enderezar el pozo si éste se ha torcido.

2.3.6.10 Perforación de Domos Salinos. Los programas de perforación direccional también se usan para eludir los problemas de perforación de domos salinos. Para alcanzar los intervalos productores que frecuentemente están situados bajo el tope protuberante del domo, el pozo se perfora primero en paralelo con el domo y seguidamente se desvía para que penetre bajo la protuberancia.

2.3.6.11 Pozos de Alivio. Esta técnica se aplicó inicialmente para perforar pozos de alivio, a fin de poder bombear lodo y agua para controlar pozos desbocados.

3. DESCRIPCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO

En este capítulo, tiene como fin describir el modelo geológico (estático) escogido como el que representa al campo Olympus en su finalidad, aclarando que en el objetivo 6 se mostrara como fue elegido y bajo ciertas condiciones de elección debido a las incertidumbres que presenta. Estas incertidumbres fueron modeladas en 11 distintos tipos de modelos geológicos, cada uno desde distintos tipos de vista geológicos, en el que la geológica estructural con sus fallas y su estructura perteneciente a un domo salino predomina a lo largo de los 11 modelos geológicos pero con variaciones petrofísicas a lo largo de estos 11 mismos en las propiedades de porosidad, permeabilidad y el net to gross, al ser su modelamiento realizado bajo principios estándar de geoestadística como lo son los variogramas.

Todo lo anterior fue suministrado por el grupo TNO, para ser parte del desafío mundial del plan de desarrollo del Campo Olympus, lo cual quiere decir que es un campo completamente sintético y sus modelos estáticos (11) fueron entregados para su estudio y desarrollo, completamente geo modelados.

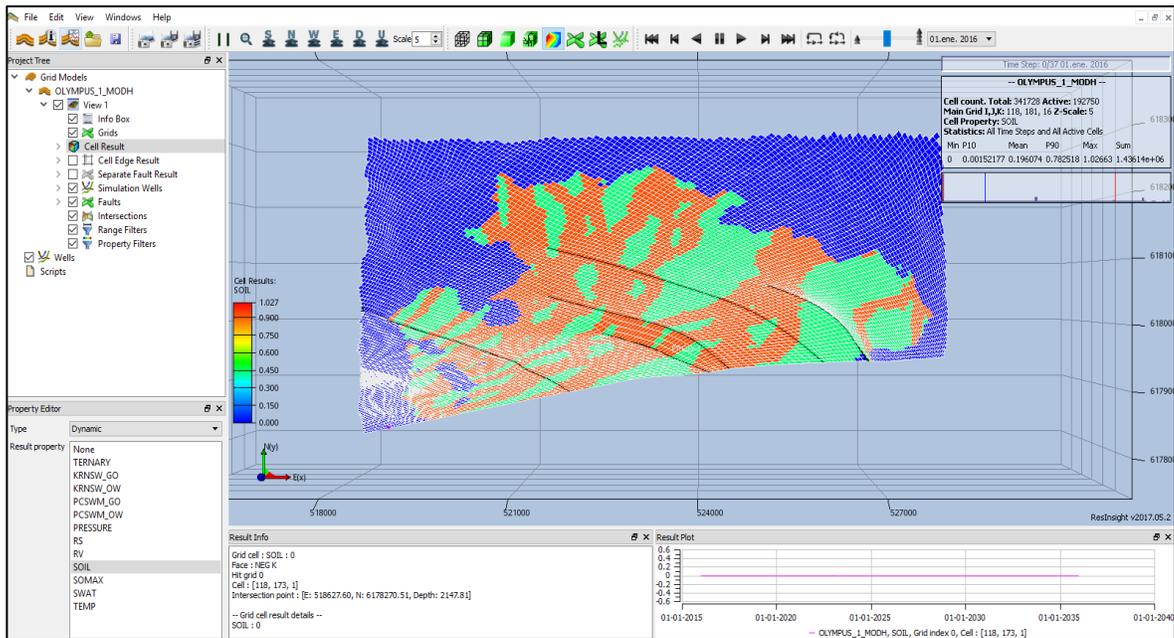
Siendo este modelo geológico escogido, se analizara los tipos de fluidos presentes (agua y petróleo) al no ser contemplado el gas al ser este un petróleo muerto en condiciones ideales para el desafío, las propiedades de la roca y del acuífero presente, y sus variaciones en magnitudes en las propiedades de porosidad, permeabilidad en las direcciones X,Y y Z, y finalizando con la propiedad del net to gross para su descripción total del modelo sin olvidar la descripción del grid y sus celdas presentes.

3.1 DIMENSIONES DEL MODELO

El modelo del yacimiento consiste en un grid que contiene celdas de cincuenta metros de largo, cincuenta metros de ancho y tres metros de profundidad cada una, sin un proceso de escalado desarrollado. Todas las propiedades geológicas y petrofísicas fueron modeladas en este grid. El modelo tiene aproximadamente 341.728 celdas de las cuales 192.750 son activas como se puede observar en la **Figura 12**, que se representan en 118 celdas en dirección X, 181 celdas en dirección Y y 16 celdas en dirección Z.²⁶

²⁶ FONSECA, R.M. Olympus-reservoir-model. ISAPP. 2017. p. 2.

Figura 12. Plano areal del tope del grid de simulación



Fuente: LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

Las demás celdas inactivas están fuertemente asociadas a el único estrato de shale que fue modelado como una barrera o límite de no flujo a través de él. El área perteneciente al Campo, es de veintisiete kilómetros cuadrados de los cuales corresponde a nueve kilómetros de largo por tres kilómetros de ancho y en una de sus fronteras está limitado por una falla.

3.2 DESCRIPCIÓN DE LOS FLUIDOS PRESENTES EN EL YACIMIENTO

A continuación, se describen las principales propiedades de los fluidos pertenecientes al Campo Olympus, entre los cuales predominan el petróleo y el agua, al tener ausencia de gas en este proyecto.

3.2.1 Propiedades del petróleo. Para las propiedades del petróleo, durante su análisis, se tuvo en cuenta que el petróleo al no tener gas disuelto, se evaluó y analizo como petróleo muerto en el yacimiento y que su comportamiento es el de un yacimiento subsaturado, significa que su presión no ha descendido por debajo del punto de burbuja. Y su petróleo original en situ es de 43.468.000 M³ (275.796.372 barriles).²⁷

²⁷ Ibir. p. 8.

3.2.1.1 Gravedad API. Para la clasificación del petróleo presente en el yacimiento, se evaluó de acuerdo a la clasificación API (American petroleum institute) usando la ecuación 12 del cálculo de la gravedad api, sin antes calcular la gravedad específica, usando la **Ecuación 11**.

Ecuación 11. Gravedad específica

$$G. E. = \frac{\text{Densidad del petroleo}}{\text{Densidad del agua}} = \frac{850 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}}{1020 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}} = 0.833 \text{ adimensional}$$

Fuente: ASTM. Manual on hydrocarbon analysis. Estados Unidos, 1998, p.109

Donde:

G.E.: gravedad específica

Los datos fueron suministrados por el Grupo TNO, siendo los datos de la densidad del petróleo y el agua a condiciones de superficie.

Para el cálculo de la gravedad API, se basó desde el resultado obtenido de la gravedad específica. Usando la **Ecuación 12**.

Ecuación 12 Gravedad API.

$$API - \frac{141.5 - 131.5}{G. E.} = \frac{141.5 - 131.5}{0.833} = 38.35$$

Fuente: ASTM. Manual on hydrocarbon analysis. Estados Unidos, 1998, p.109

Donde:

API: grados obtenidos de acuerdo a la clasificación del petróleo

El resultado obtenido por la formula, da a entender que el petróleo que se maneja en el yacimiento es un petróleo de clasificación liviano, puesto que el resultado obtenido es mayor a 31.1 grados api.

3.2.1.2 Propiedades PVT para el petróleo. Para el desarrollo del trabajo y para la descripción del fluido de importancia, en este caso el petróleo, se usaron las propiedades pvt ya brindadas por el grupo TNO realizadas en laboratorio debido a la poca información suministrada por los pozos exploratorios, en los cuales se destaca que es para un petróleo muerto que no tiene la presencia de gas disuelto dentro de él debido a las condiciones del desafío, aclarando que no se asemeja mucho a la realidad ya que un petróleo muerto se encuentra a presiones muy bajas en un yacimiento y en Campo Olympus la presión es de 206 bares (2987.78 psi)²⁸. En a **Tabla 3** se describen sus propiedades.

²⁸ FONSECA, R.M. description-optimization-challenge-input-files. ISAAP. 2017. p. 3.

Tabla 3. Propiedades PVT para petróleo muerto

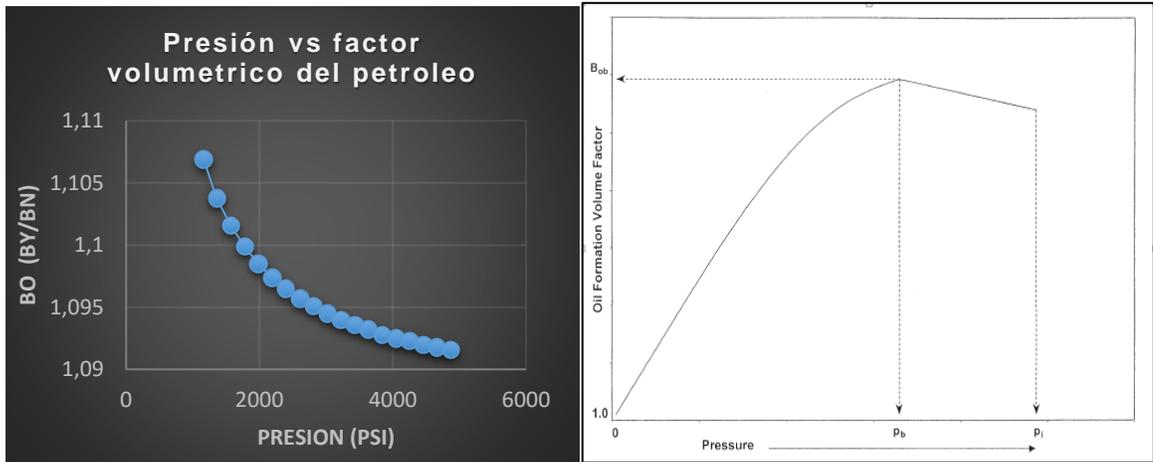
Presión (bar)	Presión (psi)	Bo (BY/BN)	μ_o (Cp)
80	1160	1,1069	2,5171
94	1363	1,1038	2,5676
108,42	1573	1,1016	2,6272
122,63	1779	1,0999	2,6951
136,84	1985	1,0985	2,7708
151,05	2191	1,0974	2,8538
165,26	2397	1,0965	2,9436
179,47	2603	1,0957	3,0401
193,68	2809	1,0951	3,1428
207,89	3015	1,0945	3,2517
222,11	3221	1,0940	3,3666
236,32	3428	1,0936	3,4871
250,53	3634	1,0932	3,6133
264,74	3840	1,0928	3,7448
278,95	4046	1,0925	3,8817
293,16	4252	1,0923	4,0236
307,37	4458	1,0920	4,1705
321,58	4664	1,0918	4,3221
335,79	4870	1,0916	4,4782

Fuente: LEEUWENBURGH. O., and FONSECA, R.M., (TNO), Description optimization challenge input files, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

Los parámetros de presión, volumen y temperatura (PVT), no son más que una serie de análisis que se realizaron en el laboratorio para hacer el análisis de fluidos del campo Olympus. Se hizo el análisis de la presión, factor volumétrico (Bo) y viscosidad del petróleo.

3.2.1.3 Presión vs factor volumétrico. Para el comportamiento del factor volumétrico. A medida que la presión va disminuyendo, el petróleo se va expandiendo (mayor volumen de petróleo) pero, como es un petróleo muerto (región monofásica) será el único factor que influirá sobre el factor volumétrico, en donde no se encuentra presencia de gas; causando así solo un cambio del Bo en 0,0153 rm^3/sm^3 (metros cúbicos de yacimiento sobre metros cúbicos de superficie). El comportamiento del factor volumétrico se muestra en la **Gráfica 1** donde se observa el comportamiento típico de un yacimiento de petróleo volátil (grafica derecha) y el comportamiento del campo Olympus. (grafica izquierda) en la zona subsaturada (mayor al Pb).

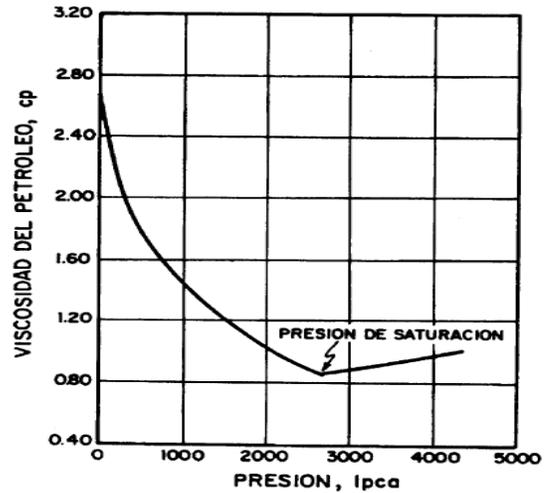
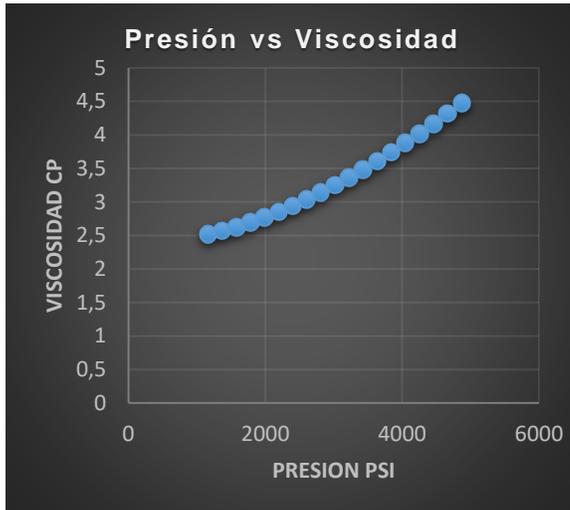
Grafica 1. Presión vs factor volumétrico del petróleo en la formación (Bo) unidades métricas



FUENTE: (Imagen derecha) BANZER S., Carlos. Correlaciones Numericas P.V.T., Universidad de Zulia, Maracaibo, Venezuela. 1998

3.2.1.4 Presión vs viscosidad. Para el comportamiento de la viscosidad. Se inicia su análisis con el principio que el yacimiento es subsaturado y que no se encuentra gas en solución (petróleo muerto). Donde a medida que la presión disminuye, el espacio de confinamiento del petróleo aumenta, causando un mayor espaciamiento de las moléculas, originando la disminución de viscosidad, pero aun así la variación no es significativa, lo cual se simboliza en una reducción leve de viscosidad. El comportamiento de la viscosidad se muestra en la **Gráfica 2** donde se observa el comportamiento típico de un yacimiento de petróleo volátil (grafica derecha) y el comportamiento del campo Olympus. (grafica izquierda) en la zona subsaturada (mayor al P_b).

Grafica 2. μ_o vs presión.



FUENTE: (Imagen derecha) BANZER S., Carlos. Correlaciones Numericas P.V.T., Universidad de Zulia, Maracaibo, Venezuela. 1998

3.2.2 Propiedades del agua. A continuación, se mostrarán las propiedades pertenecientes al agua, por medio de unos datos PVT brindados por el grupo TNO en la **Tabla 4**, para el campo Olympus con respecto a la presión de referencia también dada.²⁹

Tabla 4. Propiedades del agua y del acuífero presente

Propiedad	Unidades métricas	Unidades de campo
Presión de referencia	280 Bar	4061.06 Psi
Factor volumétrico	1.0132 Rm ³ /Sm ³	1.0132 Rb/Stb
Compresibilidad del agua	3.98 E -05 1/Bar	5.77 E -04 1/Psi
Viscosidad del agua	0.39581 cP	0.39581 cP
Volumen total de agua del acuífero	181.000.000 M ³	1.138.309.000 Bbl
Porosidad promedio del acuífero	24% canales de arena 7% fuera de los canales de arena 13% en las facies marinas	
Permeabilidad promedio del acuífero	350 miliDarcys en los canales de arena 5 miliDarcys fuera de los canales de arena 130 milidarcys en las facies marinas	

Fuente: LEEUWENBURGH. O., and FONSECA, R.M., (TNO), Description optimization challenge input files, The Hague, Netherlands,

²⁹ Ibir. p. 2.

2017 TNO.

Los datos mostrados en la tabla 2 fueron suministrados por el grupo TNO por medio del modelo geológico previamente modelado y puestos a consideración para sacar por medio de la estadística los promedios ponderados de permeabilidad y porosidad correspondiente al acuífero, aclarando que el acuífero se encuentra a la presión de referencia descrita en la tabla y el contacto agua-petróleo se encuentra a una profundidad de 2090 metros (6856.955 pies), y no se activó al no tener mucha influencia en la producción de petróleo al no tener gran extensión y presión.

3.2.3 Propiedades de la roca. En la **Tabla 5.** Se mostrarán las propiedades alusivas a la roca, pertenecientes al Campo Olympus.³⁰

Tabla 5. Propiedades de la roca

Propiedad	Unidades métricas	Unidades de campo
Presión de referencia	280 Bares	4061.06 Psi
Compresibilidad de la roca	1.42e-5 1/Bar	205 e -6 1/Psi

Fuente: LEEUWENBURGH. O., and FONSECA, R.M., (TNO), Description optimization challenge input files, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

3.1 DESCRIPCIÓN DE FACIES Y PROPIEDADES DE MODELAMIENTO

A continuación, se describirán las facies que contiene el campo Olympus y de sus propiedades de modelamiento entre ellas, porosidad, permeabilidad en las direcciones X, Y y Z y el net to gross.

3.1.1 Descripción de las facies. El Campo contiene cincuenta metros de espesor en el cual contiene dieciséis estratos que fueron previamente geo-modelados y en adición a eso, el yacimiento contiene presente seis fallas menores a lo largo de su área. El yacimiento consiste en dos zonas de interés separadas por un estrato de litología shale que es impermeable y que a su vez corresponden a un domo volcánico en dirección Este-Oeste. Donde la parte superior (zona fluvial) está dividida en una zona norte que corresponde al acuífero delimitado con el color azul y la parte sur central, partiendo del occidente al oriente todos los canales que fueron depositados por un ambiente marino fluvial que se delimitan en el grid de color rojo, las cuales son pertinentes a zonas con porosidades entre 18% y 24% y saturaciones de petróleo por encima del 60% en su canales, dando así como resultado una zona prospectiva para la implementación de pozos productores. Las zonas verdes pertenecientes a zonas de shales, corresponden a porosidades por

³⁰ Ibir. p. 2.

debajo del 10% y saturaciones de petróleo menores a 40% lo cual lo identifica como una zona poco prospectiva.

La zona inferior (zona marina) viene compuesta por zonas homogéneas en sus propiedades petrofísicas, donde la zona roja pertenece a porosidades en rangos de 10% y 20% y saturaciones de petróleo de 75%, dando así una zona potencialmente productiva para la implementación de los pozos productores. La zona azul corresponde a la zona con de 15% porosidad y saturación de petróleo del 25% con respecto a la zona roja, dando a entender que corresponde al acuífero del modelo, siendo esta una zona no potencial como se observa en la **Figura 12**.

Cuatro diferentes tipos de facies fueron modelados en los diferentes estratos, de las cuales se describieron en una tabla resumida, la cual será mostrada en la **Tabla 6**. Propiedades geológicas como la porosidad, permeabilidades y el net-to-gross (NTG). Fueron generados a partir de técnicas estándar de geo estadística para los diferentes tipos de facies. La relación porosidad-permeabilidad no fue usada durante ese proceso, basado en la condición de que se tenía insuficiente información en un tiempo muy temprano del desarrollo del campo.

Tabla 6. Tipos de facies del yacimiento

Tipo de facie	Zona presente	Rangos de porosidad %	Rangos de permeabilidad mD	Net-to-gross
Canales de arena	Tope	0.2-0.35	400-1000	0.8 -1
Shale	Tope y en la barrera	0.03	1	0
Arena cuarzosa	Fondo	0.2-0.3	150-400	0.7-0.9
Arena	Fondo	0.1-0.2	75-150	0.75-0.95
Arena fina	Fondo	0.05-0.1	10-50	0.9-1

Fuente: LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

Los valores de permeabilidad en la dirección X y Y son idénticas. La permeabilidad en la dirección z es el 10% de la permeabilidad en la dirección X.

En el Campo Olympus se tiene cuatro tipos de facies en los cuales sus permeabilidades relativas varían dependiendo de su tipo de facie. Los datos fueron brindados por el grupo TNO en pruebas de laboratorio e incluidos en los modelos geológicos. En el modelo geológico escogido se muestran sus variaciones de saturaciones de agua y las permeabilidades relativas pertenecientes al agua y al petróleo. A continuación se mostraran de las **Tablas 7 y 8**.

Tabla 7. Permeabilidades relativas zona fluvial y marina 1

Zona fluvial			Zona marina 1		
SW	Krw	Kro	Sw	Krw	Kro
0,14	0	1	0,22	0	1
0,168	0,0003787	0,87228	0,222	1,88E-05	0,98913
0,2	0,0008116	0,72631	0,248	0,0002639	0,84783
0,22	0,0010821	0,63508	0,27	0,0004712	0,72826
0,232	0,0018839	0,59356	0,274	0,000696	0,71098
0,264	0,0040222	0,48285	0,301	0,0022137	0,59429
0,27	0,0044231	0,46209	0,32	0,0032817	0,51217
0,296	0,008033	0,39099	0,327	0,0043263	0,48936
0,32	0,011365	0,32536	0,354	0,0083557	0,40137
0,329	0,013587	0,3069	0,38	0,012236	0,31664
0,361	0,021486	0,24127	0,407	0,019777	0,2531
0,38	0,026176	0,2023	0,43	0,026201	0,19897
0,393	0,031152	0,1831	0,433	0,027487	0,19397
0,425	0,043401	0,13586	0,459	0,038639	0,15057
0,43	0,045315	0,12848	0,48	0,047645	0,11553
0,458	0,060189	0,099127	0,486	0,051284	0,10886
0,48	0,071875	0,076068	0,512	0,067051	0,079982
0,49	0,078354	0,068115	0,53	0,077967	0,059989
0,5	0,084834	0,060162	0,539	0,085264	0,053923
0,522	0,10193	0,047253	0,565	0,10634	0,036398
0,55	0,1237	0,030822	0,58	0,11851	0,026288
0,554	0,12762	0,029428	0,591	0,12996	0,022402
0,587	0,15996	0,017925	0,618	0,15807	0,012863
0,6	0,1727	0,013394	0,63	0,17057	0,0086238
0,619	0,19559	0,0099877	0,644	0,18872	0,0066394
0,65	0,23294	0,0044299	0,671	0,22373	0,0028125
0,651	0,23439	0,0043583	0,68	0,23541	0,0015368
0,683	0,28084	0,0020673	0,697	0,26073	0,0006756
0,7	0,30552	0,0008502	0,7	0,2652	0,0005236
0,716	0,33304	0,0005878	0,724	0,3059	0,0002723
0,75	0,39151	3,03E-05	0,75	0,35	0
0,78	0,45	0	1	0,35	0
1	0,45	0			

Fuente: LEEUWENBURGH. O., and FONSECA, R.M., (TNO), Description optimization challenge input files, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

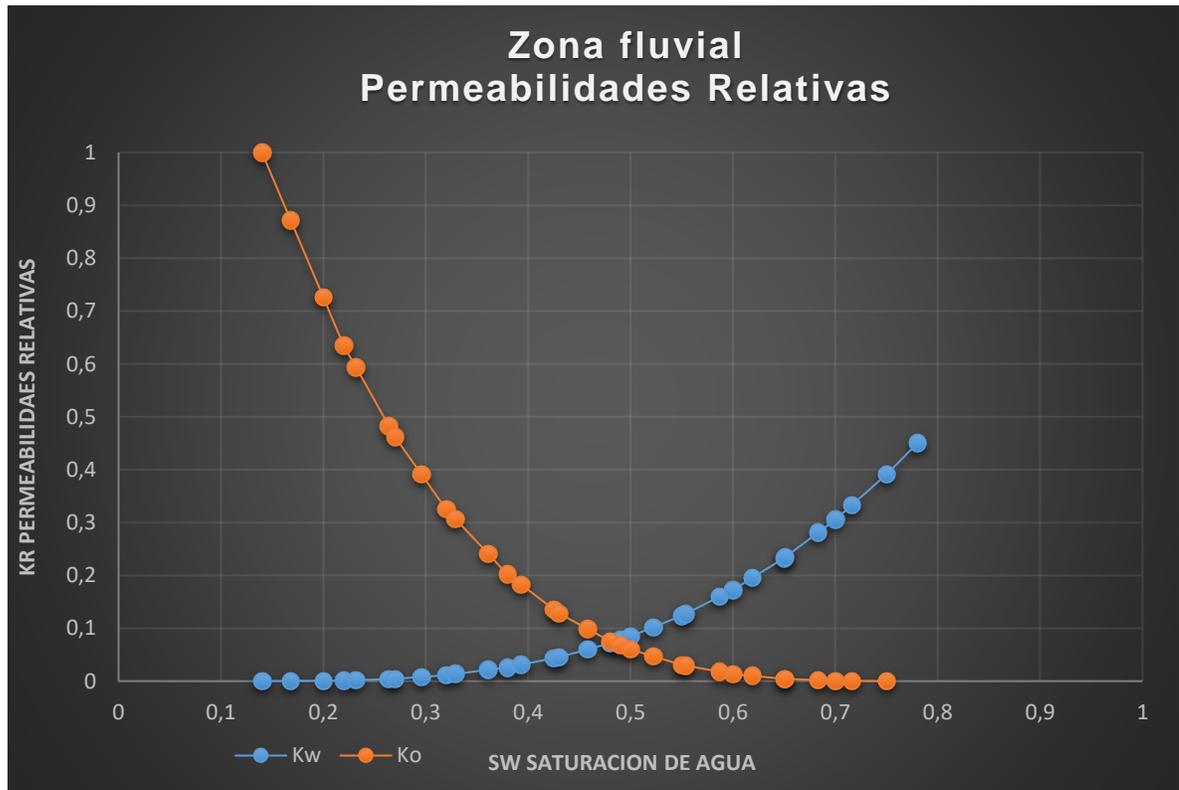
Tabla 8. Permeabilidades relativas zona marina 2 y 3

Zona marina 2			Zona marina 3		
Sw	Krw	Kro	Sw	Krw	Kro
0,08	0	1	0,566	0	1
0,116	0,0009452	0,8635	0,571	0,0013349	0,87125
0,152	0,0018904	0,727	0,576	0,0026699	0,7425
0,188	0,0028356	0,59051	0,57756	0,0030864	0,70233
0,22	0,0036758	0,46917	0,582	0,0066459	0,61321
0,224	0,0041168	0,45902	0,587	0,010654	0,51286
0,26	0,0080858	0,36761	0,58911	0,012346	0,47051
0,296	0,01404	0,29007	0,592	0,016204	0,42696
0,32	0,018519	0,24192	0,597	0,022879	0,35161
0,332	0,022049	0,22386	0,60067	0,027778	0,2963
0,368	0,032639	0,16967	0,602	0,030266	0,28193
0,38	0,036169	0,1516	0,608	0,041489	0,21708
0,404	0,046377	0,12553	0,61222	0,049383	0,17147
0,43	0,057435	0,097284	0,613	0,051257	0,16582
0,44	0,063095	0,089533	0,618	0,063272	0,12963
0,476	0,08347	0,061628	0,623	0,075286	0,093437
0,48	0,085734	0,058528	0,62378	0,07716	0,087791
0,5	0,099248	0,046694	0,628	0,089564	0,069247
0,512	0,10881	0,041408	0,634	0,1072	0,042881
0,548	0,13749	0,025549	0,63533	0,11111	0,037037
0,55	0,13908	0,024668	0,639	0,12385	0,028763
0,584	0,17259	0,015575	0,644	0,1412	0,01749
0,6	0,18836	0,011296	0,64689	0,15123	0,010974
0,62	0,21225	0,0084287	0,649	0,15969	0,0092198
0,65	0,24808	0,0041272	0,654	0,17973	0,005063
0,656	0,25662	0,0037518	0,65844	0,19753	0,0013717
0,692	0,30787	0,0014991	0,66	0,20461	0,0011866
0,7	0,31926	0,0009985	0,665	0,22731	0,0005933
0,728	0,3661	0,0004888	0,67	0,25	1,22E-45
0,75	0,4029	8,83E-05	1	0,25	0
0,764	0,43009	6,35E-05			
0,8	0,5	0			
1	0,5	0			

Fuente: LEEUWENBURGH. O., and FONSECA, R.M., (TNO), Description optimization challenge input files, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

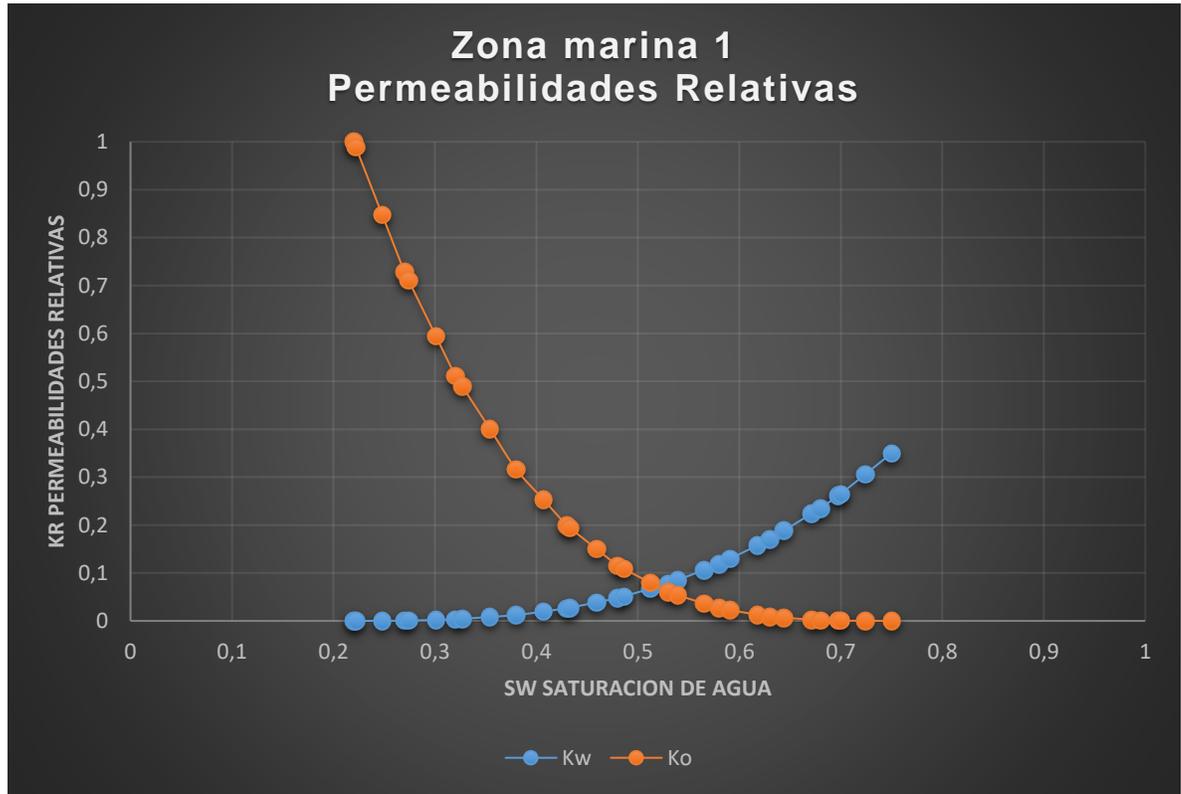
Graficando los datos de las **Tablas 7 y 8** se obtienen la representación visual del comportamiento de las permeabilidades relativas pertenecientes a cada zona, el cual estará representado en las **Gráficas del 3 al 6**. Serán analizadas para determinar la mojabilidad de la roca.

Gráfica 3. Comportamiento de las permeabilidades relativas de la zona fluvial



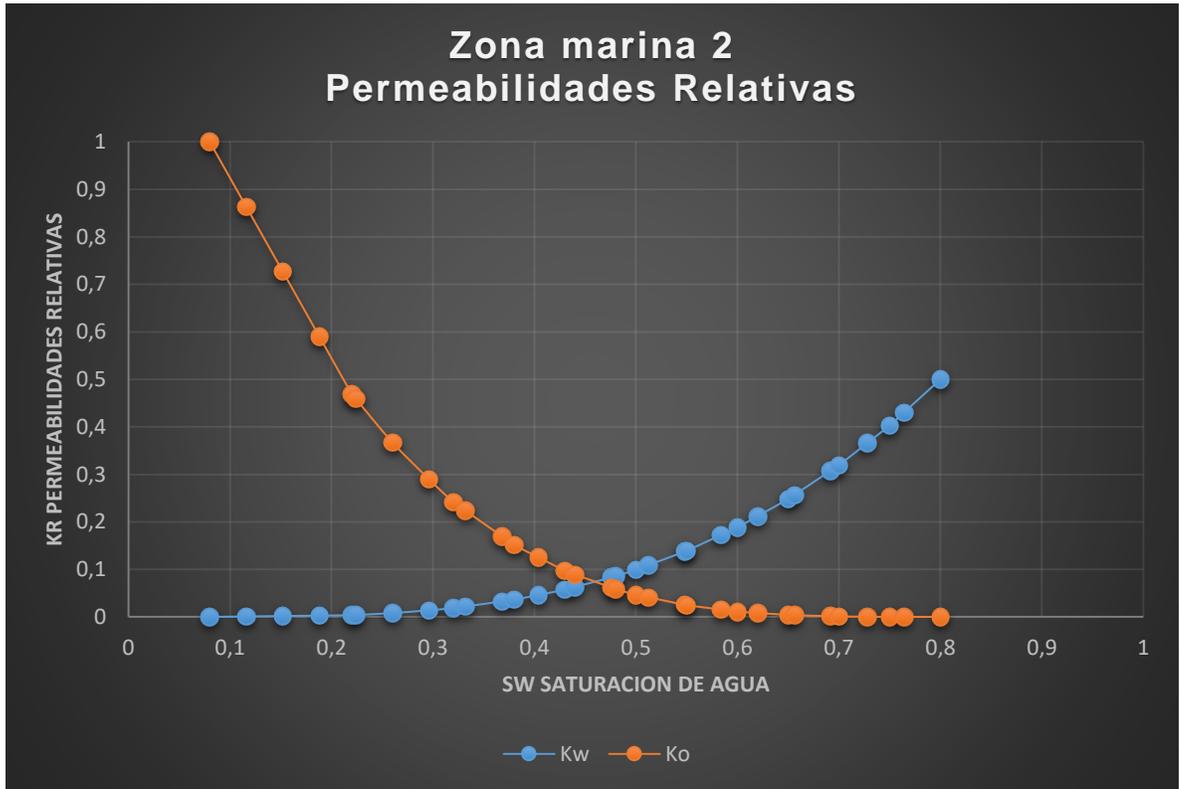
En la **Gráfica 3**, se muestra el comportamiento de las permeabilidades relativas pertenecientes a la zona fluvial. De acuerdo al análisis gráfico se determina que fluido está adherido a la roca, para este caso se presenta una mojabilidad mixta pero con mayor tendencia a que el petróleo se adhiera a la roca, favoreciendo la movilidad del agua a lo largo de esta zona. Se determina esto de acuerdo a la saturación de agua a la cual se encuentre el intercepto, para un intercepto con saturación de agua mayor a 50%, se determina que el agua está adherida a la roca y cuando es menor a esta saturación, es mojada por petróleo. Para la zona fluvial el intercepto se encuentra en una saturación de 47% aproximadamente.

Grafica 4. Comportamiento de las permeabilidades relativas de la zona marina 1



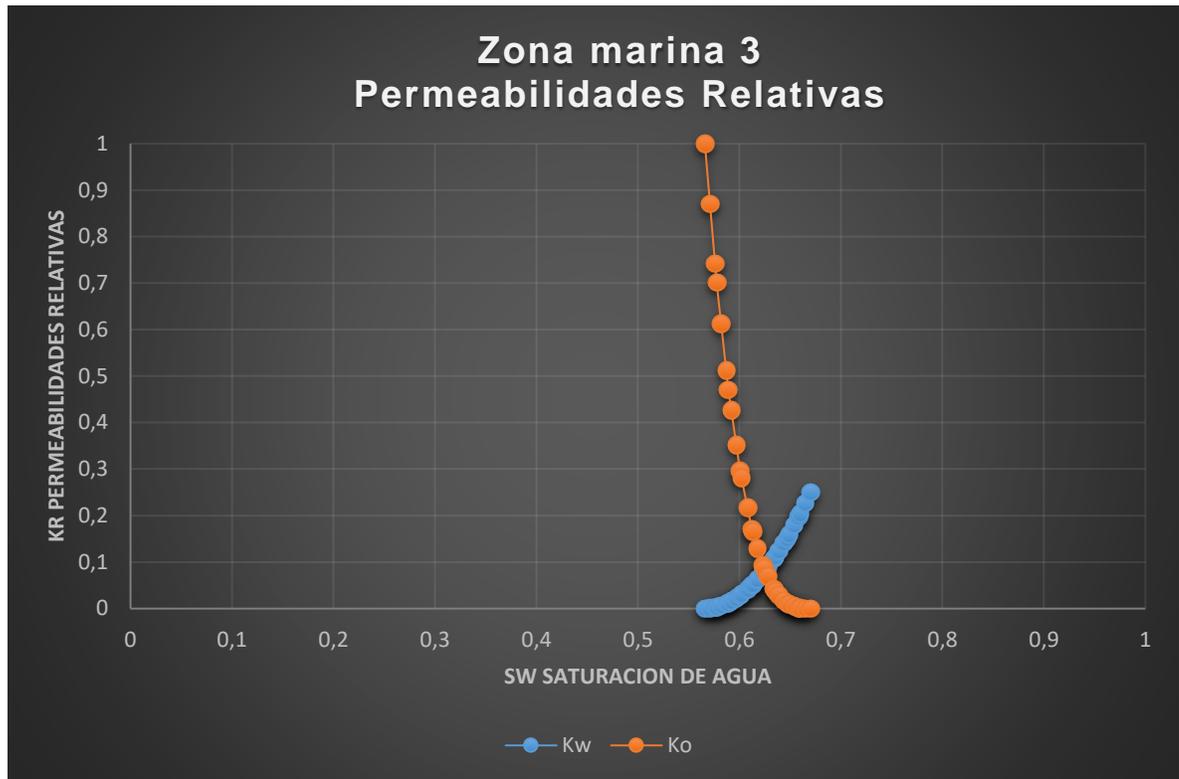
En la **Gráfica 4**, se muestra el comportamiento de las permeabilidades relativas pertenecientes a la zona marina 1. De acuerdo al análisis gráfico se determina que fluido está adherido a la roca, para este caso se presenta una mojabilidad mixta pero con mayor tendencia a que el agua se adhiera a la roca, favoreciendo la movilidad del petróleo a lo largo de esta zona. Se determina esto al ver que el intercepto de las dos curvas está en una saturación de agua de 53% aproximadamente.

Gráfica 5. Comportamiento de las permeabilidades relativas de la zona marina 2



En la **Gráfica 5**, se muestra el comportamiento de las permeabilidades relativas pertenecientes a la zona marina 2. De acuerdo al análisis gráfico se determina que fluido está adherido a la roca, para este caso se presenta una mojabilidad mixta pero con mayor tendencia a que el petróleo se adhiera a la roca, favoreciendo la movilidad del agua a lo largo de esta zona. Se determina esto al ver que el intercepto de las dos curvas está en una saturación de agua de 47% aproximadamente.

Grafica 6. Comportamiento de las permeabilidades relativas de la zona marina 3.

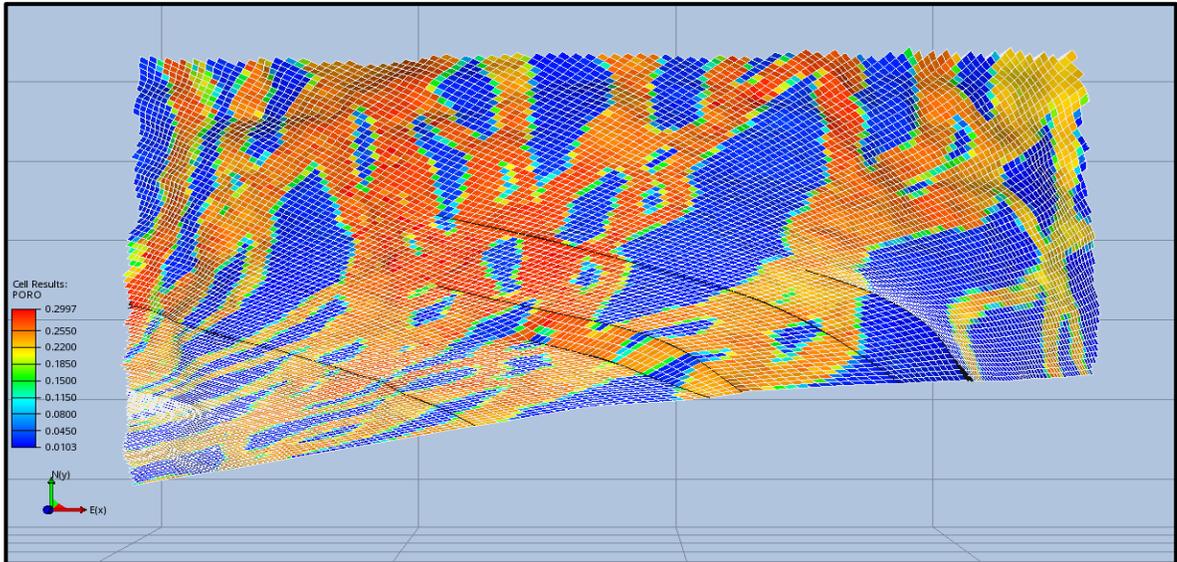


En la **Gráfica 6**, se muestra el comportamiento de las permeabilidades relativas pertenecientes a la zona marina 3. De acuerdo al análisis gráfico se determina que fluido está adherido a la roca, para este caso se presenta una mojabilidad mixta pero con mayor tendencia a que el agua se adhiera a la roca, favoreciendo la movilidad del petróleo a lo largo de esta zona. Se determina esto al ver que el intercepto de las dos curvas está en una saturación de agua de 63 % aproximadamente.

3.3.2 Análisis de la distribución en magnitud de las propiedades modeladas del campo Olympus. Se realizará en esta sección, el análisis de la distribución en magnitud de las propiedades modeladas en el yacimiento para los cuatro tipos de zonas que contiene.

3.3.2.1 Distribución de la porosidad zona fluvial. En la **Figura 13** muestra el modelo de la porosidad del campo Olympus en la zona fluvial. Mediante el programa Resinsight, se determinó los valores máximos, mínimos y el promedio de la propiedad de la porosidad, dando como valor mínimo de 0.01861% y valor máximo 29.97%, con una porosidad promedio de 14.872%.

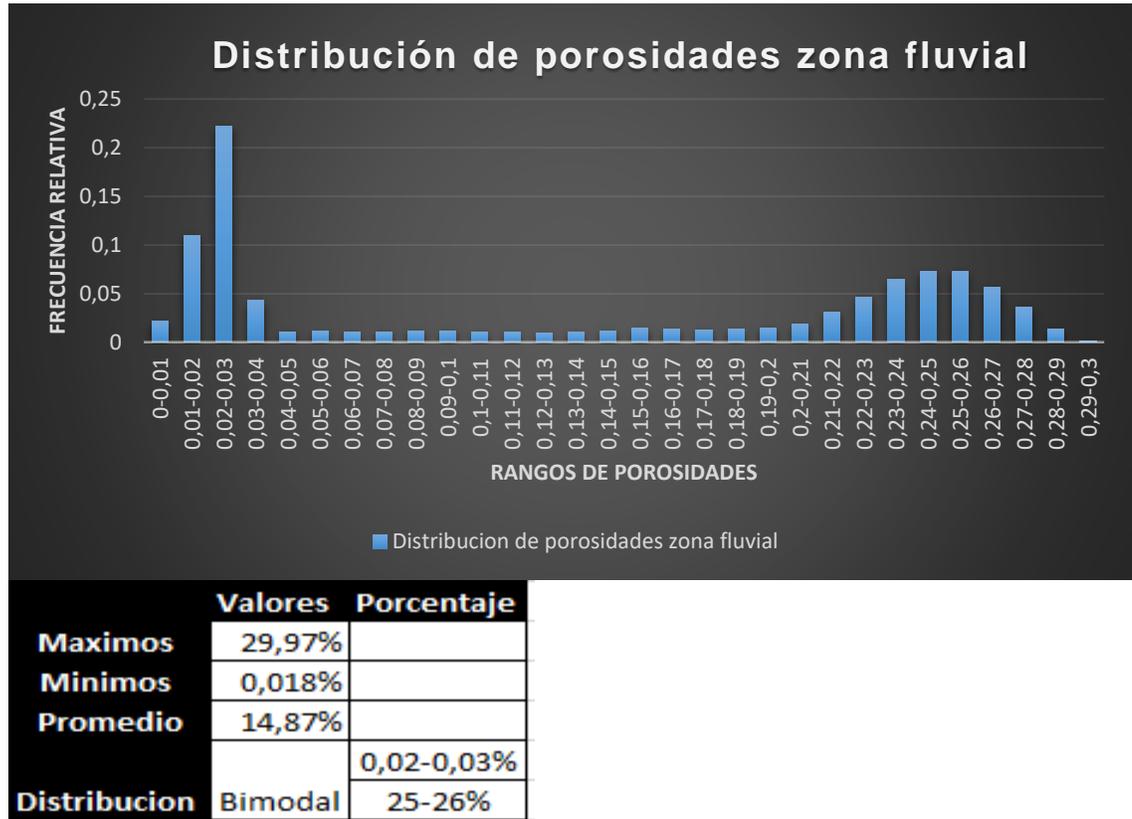
Figura 13. Vista desde la superficie de la propiedad de porosidad en el modelo, en la zona fluvial



Fuente: LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

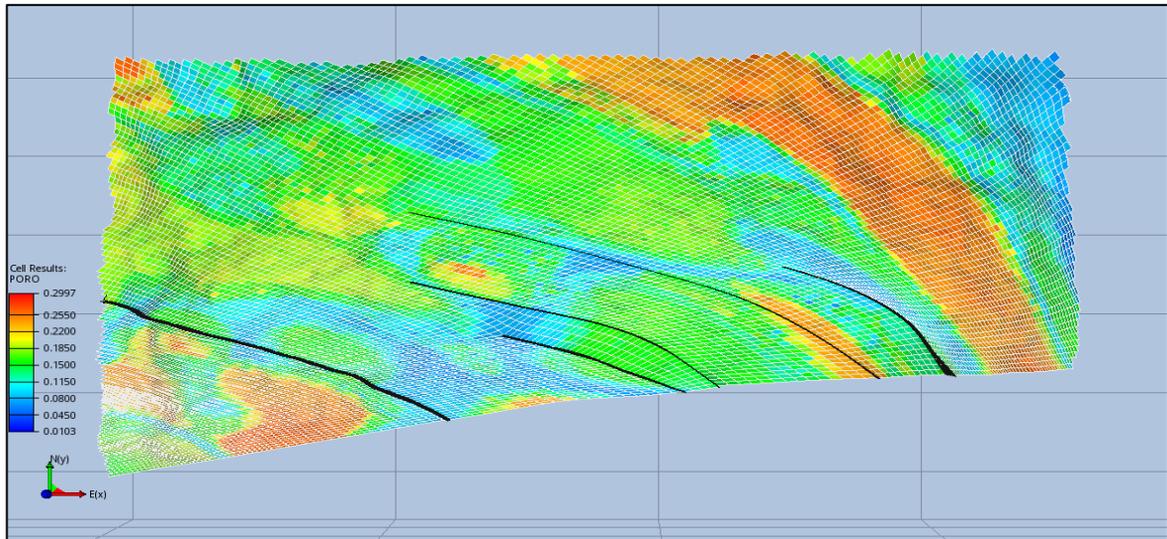
La distribución estadística se muestra en la **Gráfica 7**, demuestra una distribución bimodal, la cual muestra porcentajes altos en rangos de 0.02-0.03% y 25-26% de porosidad, lo cual significa que a lo largo de toda su zona, la probabilidad de quedar en una celda es alta entre esos dos valores, aparte que al ser una zona con ambiente fluvial los valores altos de porosidad estarán dentro de los canales y los valores bajos fuera de ellos.

Grafica 7. Distribución de la porosidad zona fluvial



3.3.2.2 Distribución de la porosidad zona marina 1. En la **Figura 14** muestra el modelo de la porosidad del campo Olympus en la zona marina 1. Mediante el programa Resinsight, se determinó los valores máximos, mínimos y el promedio de la propiedad de la porosidad, dando como valor mínimo de 5.36% y valor máximo 27.07% con una porosidad promedio de 16.1%.

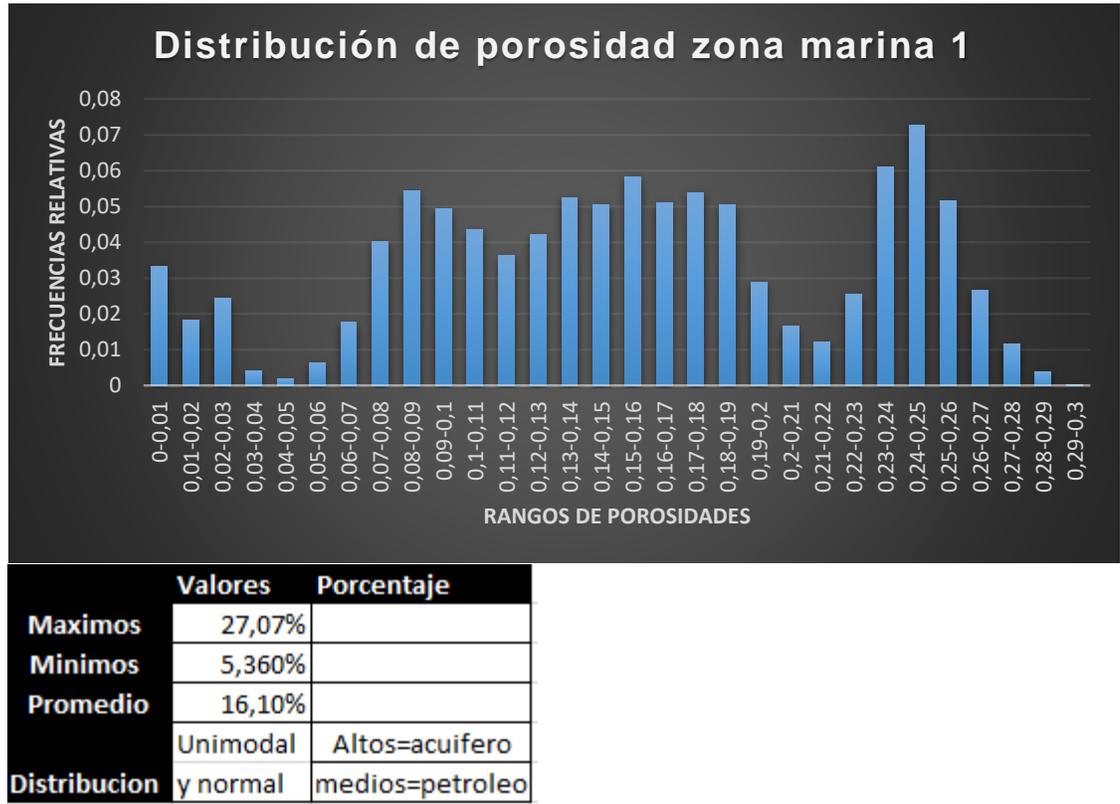
Figura 14. Vista desde la superficie de la propiedad de porosidad en el modelo, en la zona marina 1



Fuente: LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

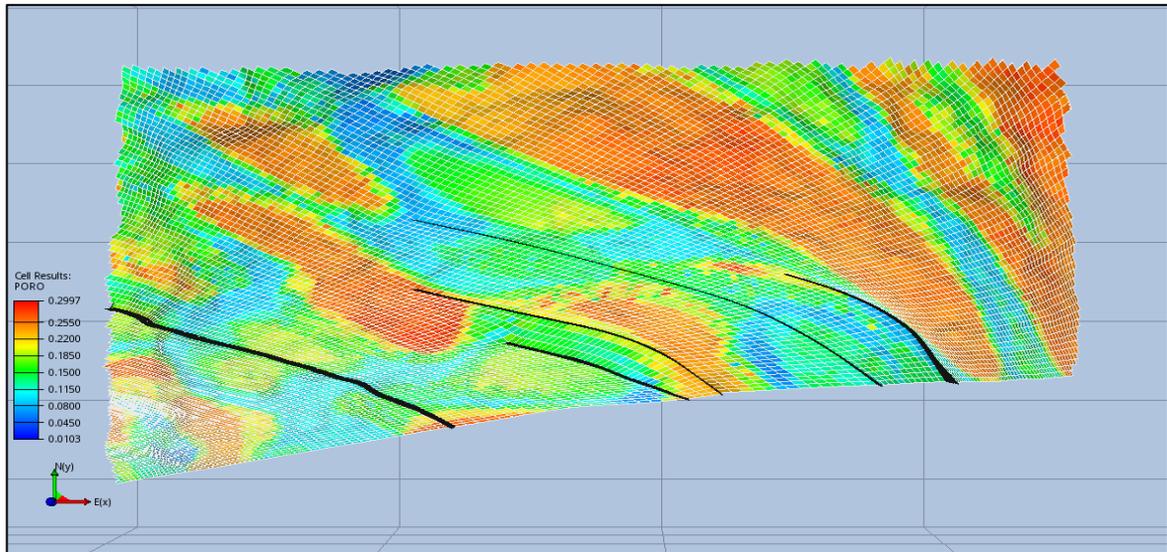
Estadística de la zona marina 1, se muestra en la **Gráfica 8**. Presenta una distribución aproximada a la normal y unimodal con respecto a la zona fluvial, en la parte que contiene el petróleo, la cual está comprendida en la facie perteneciente a arena cuarzosa. En esta zona se presentan altos valores de porosidad pero en las celdas que pertenecen al acuífero presente. Mediante herramientas estadísticas, se estableció que la porosidad promedio de 16.1%.

Grafica 8. Distribución de la porosidad zona marina 1



3.3.2.3 Distribución de la porosidad zona marina 2. En la **Figura 15** muestra el modelo de la porosidad del campo Olympus en la zona marina 2. Mediante el programa Resinsight, se determinó los valores máximos, mínimos y el promedio de la propiedad de la porosidad, dando como valor mínimo 5.5% y valor máximo 27.94%, con una porosidad promedio de 17.6%. En esta zona a medida que se va descendiendo en profundidad, va aumentando en magnitud las celdas que tiene una gran saturación de agua.

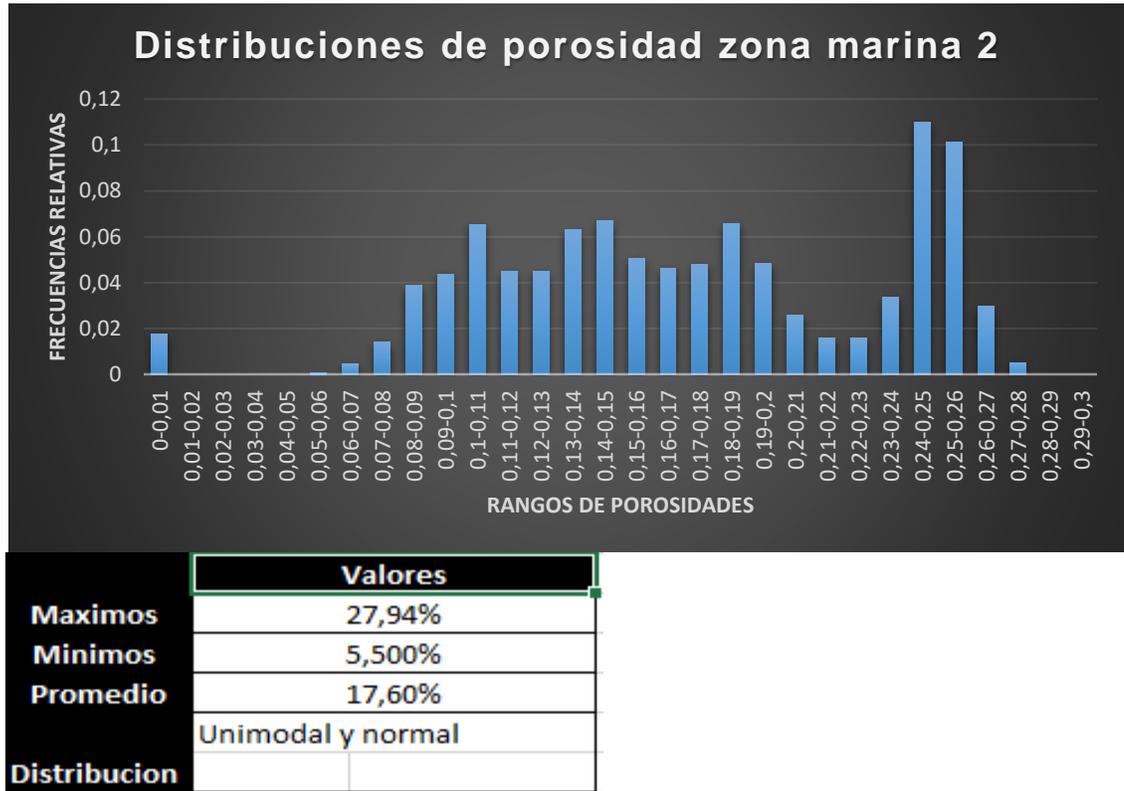
Figura 15. Vista desde la superficie de la propiedad de porosidad en el modelo, en la zona marina 2



Fuente: LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

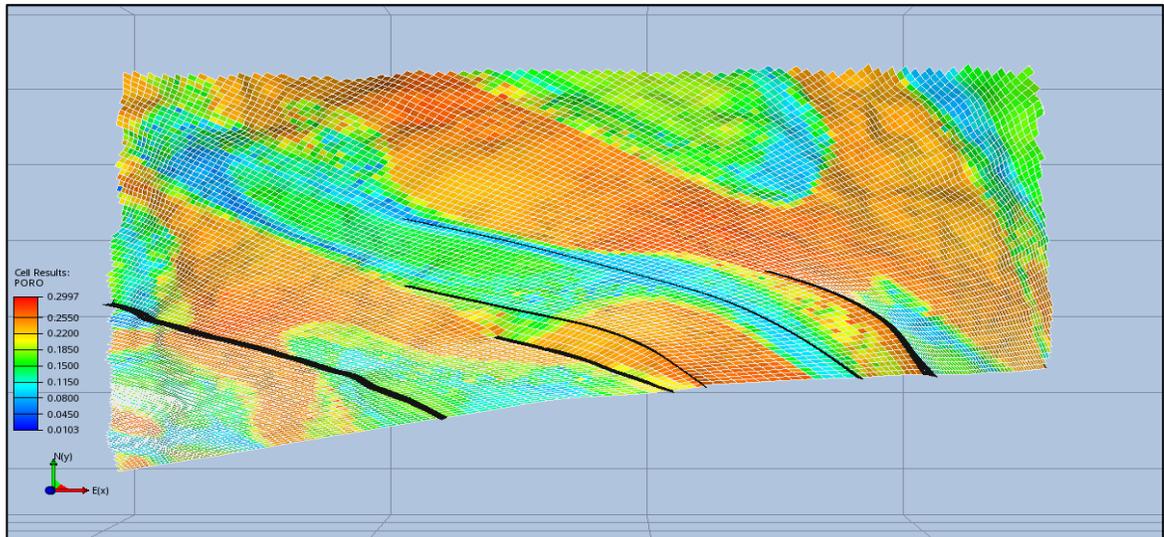
La distribución estadística de la zona marina 2, se muestra en la **Gráfica 9**. Presenta una distribución aproximada a la normal y unimodal con respecto a la zona fluvial, en la parte que contiene el petróleo, pero presentando una disminución de los valores de porosidad en esta misma zona de petróleo debido a su cambio de facie. En esta zona se presentan altos valores de porosidad pero en las celdas que pertenecen al acuífero presente. Mediante herramientas estadísticas, se estableció que la porosidad promedio de 17.6%

Grafica 9. Distribución de la porosidad zona marina 2



3.3.2.4 Distribución de la porosidad zona marina 3. En la **Figura 16** muestra el modelo de la porosidad del campo Olympus en la zona marina 3. Mediante el programa Resinsight, se determinó los valores máximos, mínimos y el promedio de la propiedad de la porosidad, dando como valor mínimo 5.22% y valor máximo 27.2%, con una porosidad promedio de 18.94%. En esta zona se encuentra menos saturación de petróleo, por lo cual la mayor cantidad de las celdas corresponderán al acuífero, sobre todo las de mayor porosidad

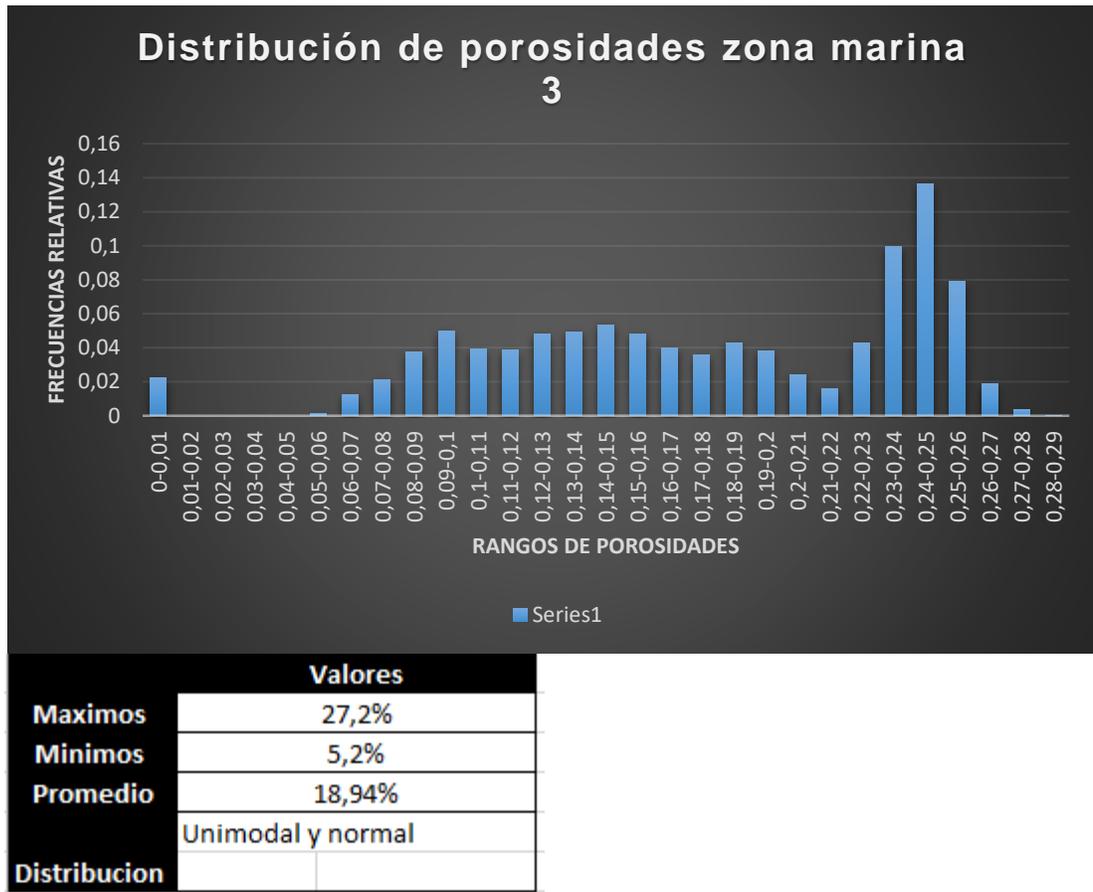
Figura 16. Vista desde la superficie de la propiedad de porosidad en el modelo, en la zona marina 3



Fuente: LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

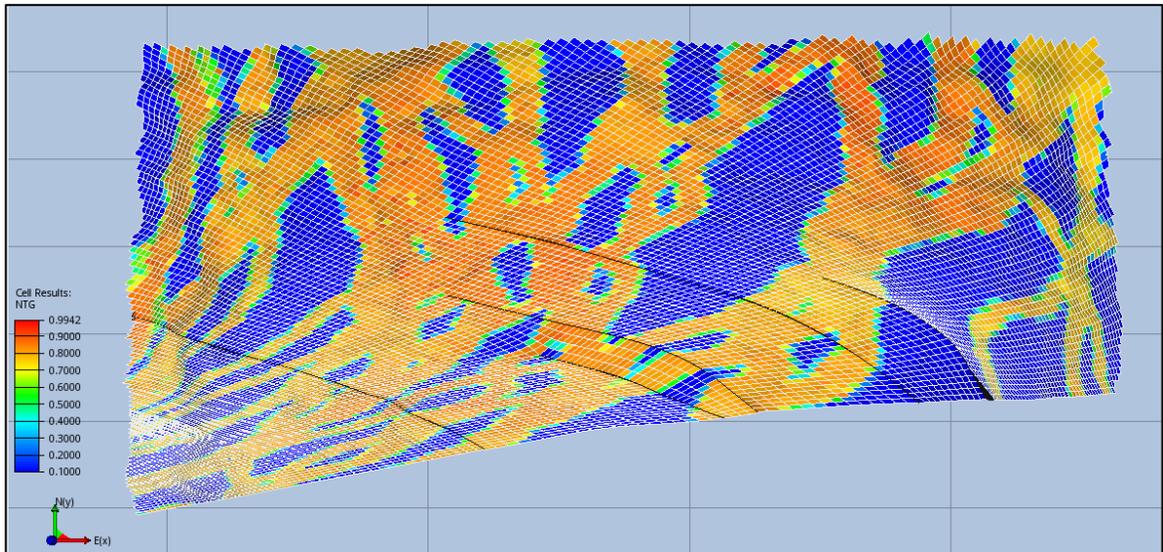
La distribución estadística de la zona marina 3, se muestra en la **Gráfica 10**. Presenta una distribución aproximada a la normal y unimodal con respecto a la zona fluvial, en esta zona los valores de porosidad que están relacionados a la saturación de petróleo presentan su mayor disminución debido a la baja porosidad que tiene esta facie al ser compuesta por arena muy fina. En esta zona se presentan altos valores de porosidad pero en las celdas que pertenecen al acuífero presente. Mediante herramientas estadísticas, se estableció que la porosidad promedio de 18.94%.

Grafica 10. Distribución de la porosidad zona fluvial zona marina 3.



3.3.2.5 Distribución del net to gross en la zona fluvial. El net to gross ayuda a dar una descripción del yacimiento y a la cuantificación del hidrocarburo in situ presente. De acuerdo a este parámetro, ayuda a eliminar la roca no productiva o la que no contiene hidrocarburo, (el espesor de arena neta que contiene hidrocarburo) y definirla por medio de rangos que van de 0 a 1. Siendo 0 una roca no productiva y siendo 1 una roca muy productiva. A continuación se realizó una descripción del net to gross perteneciente a las 4 zonas de las cuales contiene el campo Olympus. En la **Figura 17** se muestra el modelo del net to gross perteneciente a la zona fluvial del campo Olympus. Mediante el programa Resinsight, se determinó los valores máximos, mínimos y el promedio de la propiedad del net to gross, dando como valor mínimo 0.1 y valor máximo 0.899, con un promedio de 0.49. En esta zona por tener predominancia de canales fluviales, la roca productiva estará por medio de los canales y la no productiva por fuera de ellos.

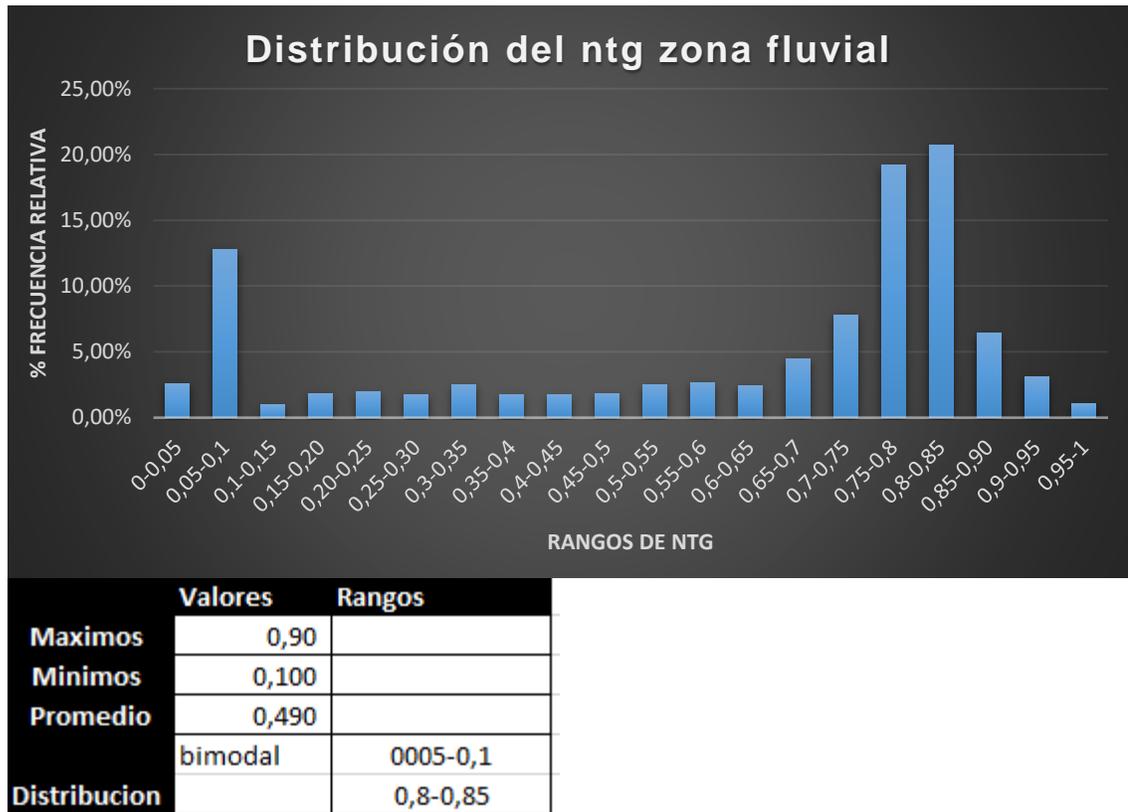
Figura 17. Vista desde superficie del modelo, de la propiedad net to gross de la zona fluvial



Fuente: LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

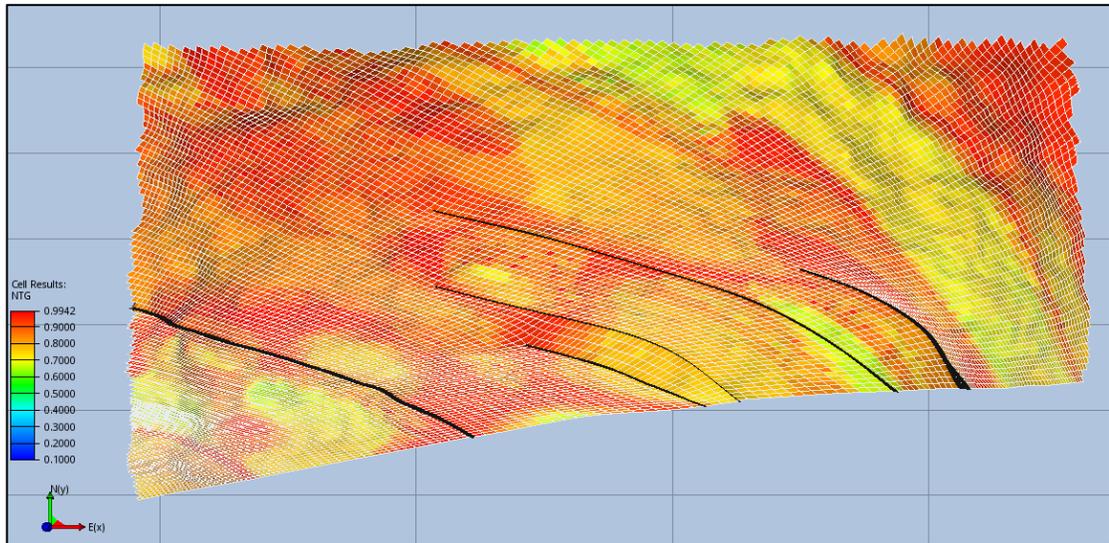
La distribución estadística de la zona fluvial, se muestra en la **Gráfica 11**. Presenta una distribución bimodal, en esta zona se presentan porcentajes altos en los rangos de 0.05-0.1 y 0.8-0.85, lo cual indica que a lo largo de esta zona, la probabilidad es alta de quedar en una celda en la cual este entre los dos rangos enunciados.

Grafica 11. Distribución del net to gross zona fluvial



3.3.2.6 Distribución del net to gross zona marina 1. En la **Figura 18** se muestra el modelo del net to gross perteneciente a la zona marina 1 del campo Olympus. Mediante el programa Resinsight, se determinó los valores máximos, mínimos y el promedio de la propiedad del net to gross, dando como valor mínimo 0.633 y valor máximo 0.9803, con un promedio de 0.829. En esta zona por tener una geología más homogénea en la cual predominan las arenas cuarzosas. Mostrará más zonas productivas que la zona marina.

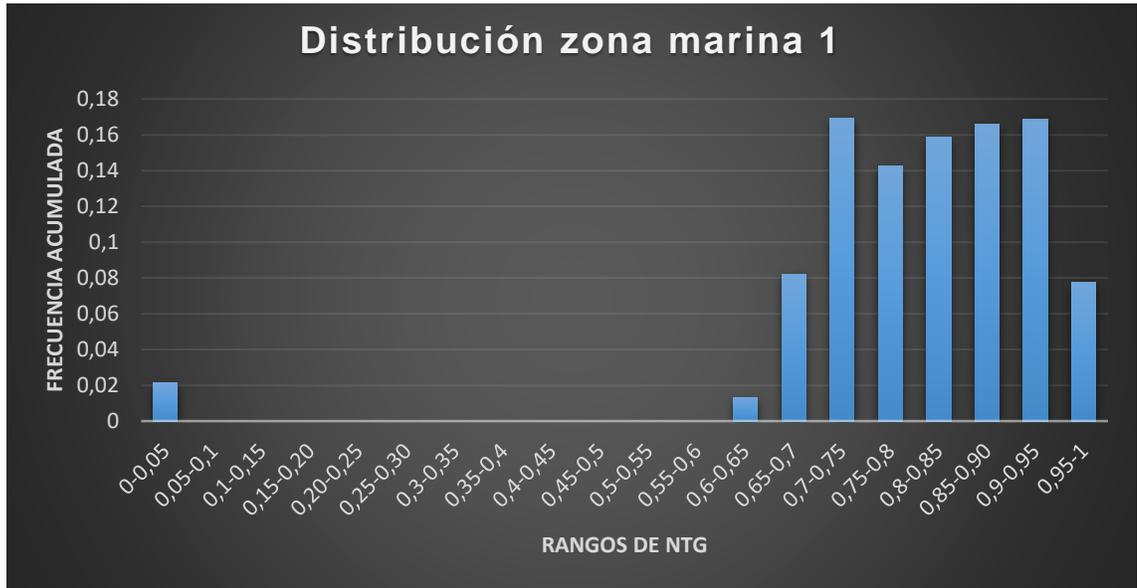
Figura 18. Vista desde superficie del modelo, de la propiedad net to gross de la zona marina 1



Fuente: LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

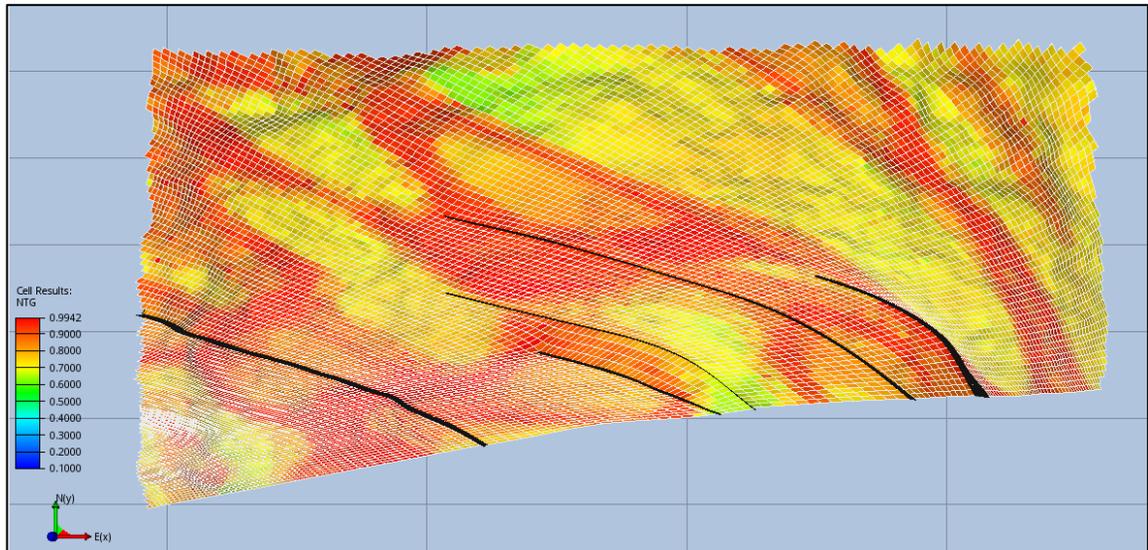
La distribución estadística de la zona marina 1, se muestra en la **Gráfica 12**. Presenta una distribución unimodal y normal, mostrando porcentajes altos, desde 0.65 hasta 0.95 lo cual indica una gran productividad a lo largo de toda su zona y un alto porcentaje de probabilidad de estar en una celda la cual contenga un alto valor de net to gross. Expresando un promedio de 0.6441.

Grafica 12 Distribución del net to gross zona marina 1



3.3.2.7 Distribución del net to gross zona marina 2. En la **Figura 19** se muestra el modelo del net to gross perteneciente a la zona marina 2 del campo Olympus. Mediante el programa Resinsight, se determinó los valores máximos, mínimos y el promedio de la propiedad del net to gross, dando como valor mínimo 0.6202 y valor máximo 0.9898, con un promedio de 0.8270. En esta zona se presenta un pequeño cambio de facie de arenas cuarzosas a arenas sin cuarzo. Mostrará más zonas productivas que la zona marina 1.

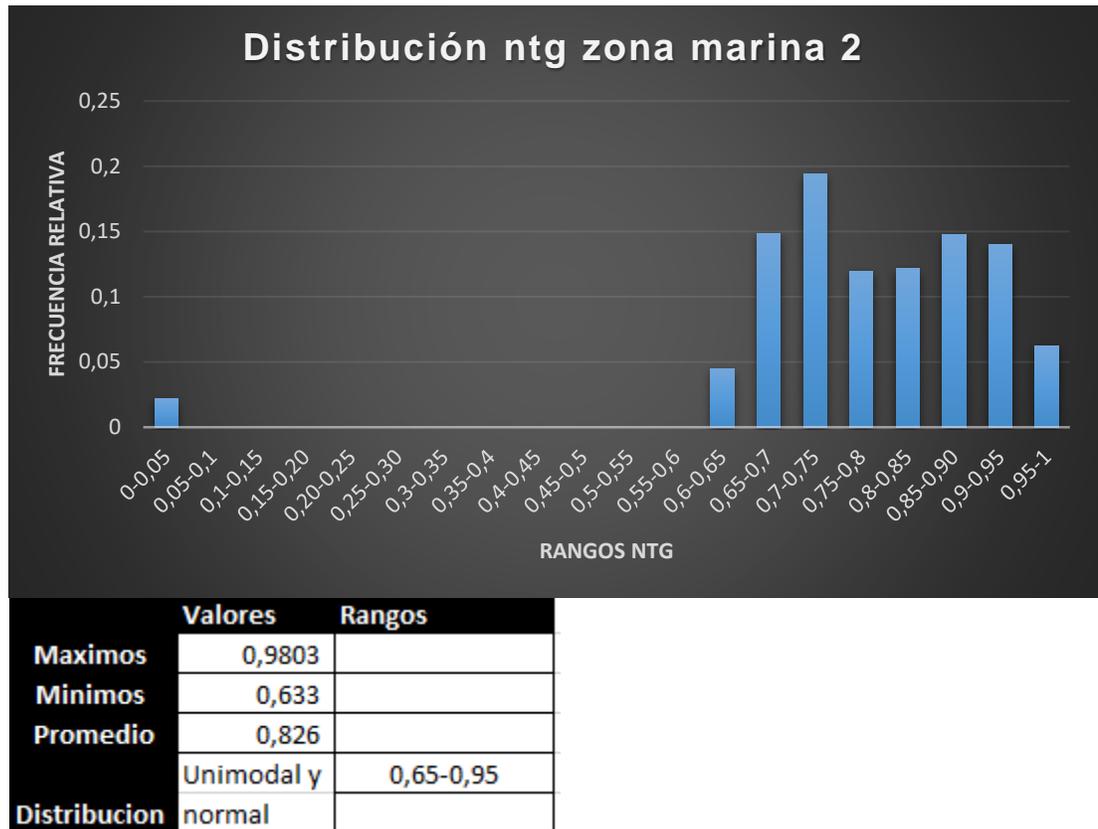
Figura 19 Vista desde superficie del modelo, de la propiedad net to gross de la zona marina 2



Fuente: LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

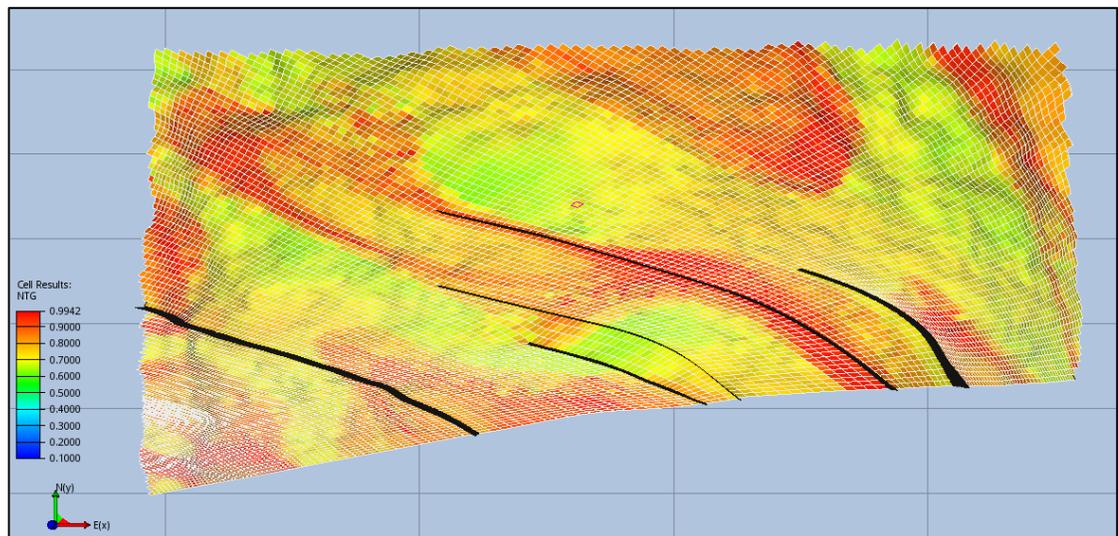
La distribución estadística de la zona marina 2, se muestra en la **Gráfica 13**. Presenta una distribución unimodal y normal, mostrando un leve aumento en zonas productivas, teniendo rangos de net to gross desde 0.65 hasta 0.95 y un alto porcentaje de probabilidad de estar en una celda la cual contenga un alto valor de net to gross. Expresando un promedio de 0.6441

Grafica 13. Distribución del net to gross zona marina 2



3.3.2.8 Distribución del net to gross zona marina 3. En la **Figura 20** se muestra el modelo del net to gross perteneciente a la zona marina 3 del campo Olympus. Mediante el programa Resinsight, se determinó los valores máximos, mínimos y el promedio de la propiedad del net to gross, dando como valor mínimo 0.6261 y valor máximo 0.9782, con un promedio de 0.7783. En esta zona se presenta un pequeño cambio de facie de arenas a arenas finas. Mostrará más zonas productivas que la zona marina 1 y 2

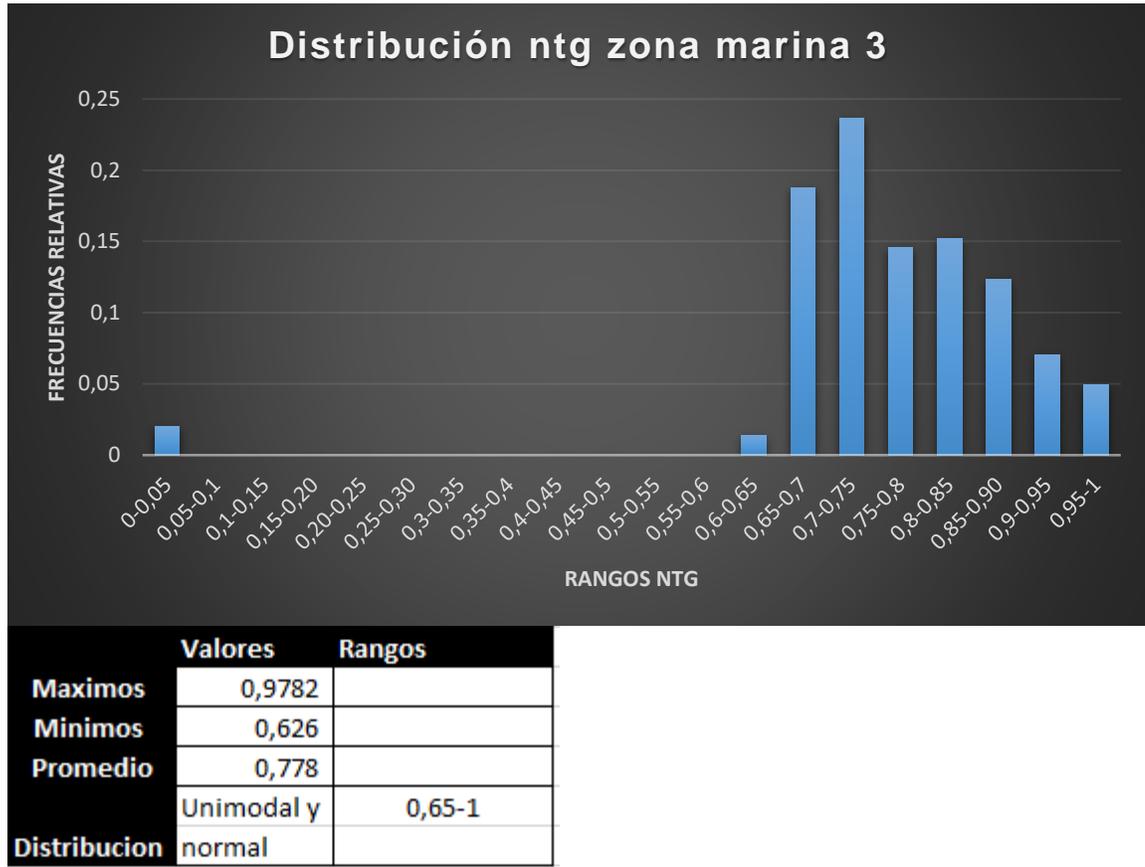
Figura 20. Vista desde superficie del modelo, de la propiedad net to gross de la zona marina 3



Fuente: LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

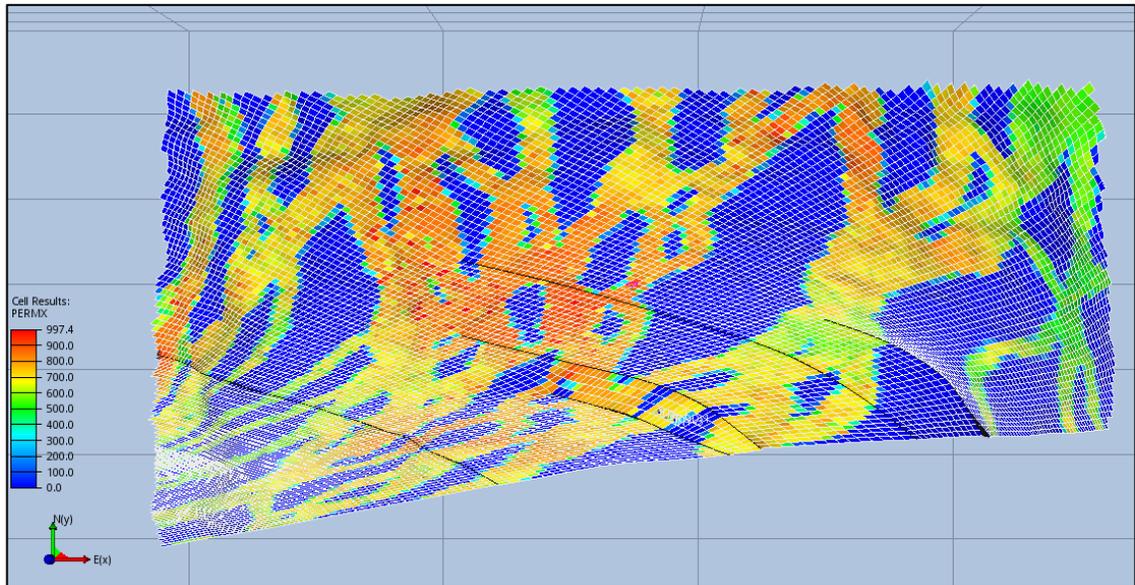
La distribución estadística de la zona marina 3, se muestra en la **Gráfica 14**. Presenta una distribución unimodal y normal, mostrando un leve aumento en zonas productivas, teniendo rangos de net to gross desde 0.65 hasta 1 y un alto porcentaje de probabilidad de estar en una celda la cual contenga un alto valor de net to gross. Expresando un promedio de 0.7783

Grafica 14. Distribución del net to gross zona marina 3



3.3.2.9 Distribución de la permeabilidad en la dirección X zona fluvial. A continuación se describirá el comportamiento de la permeabilidad a lo largo del yacimiento, especificando que se analizara el comportamiento en su dirección X, Y y Z. El modelo de permeabilidad en la dirección x de la zona fluvial, se muestra en la **Figura 21**. De acuerdo a la visualización, se determinó que el yacimiento en esta zona posee una gran variación de permeabilidades debido a los canales fluviales que posee. Por medio de los canales se encuentran permeabilidades entre 600 y 900 milidarcys, los que los hace extremadamente conductivos mientras que por fuera de los canales, las permeabilidades oscilan entre 0 milidarcys y 150 milidarcys. Esto hace que esta zona fluvial sea altamente heterogénea. Se observan valores mínimos de 0.0164 milidarcys y valores máximos de 997.418 milidarcys a lo largo de la zona.

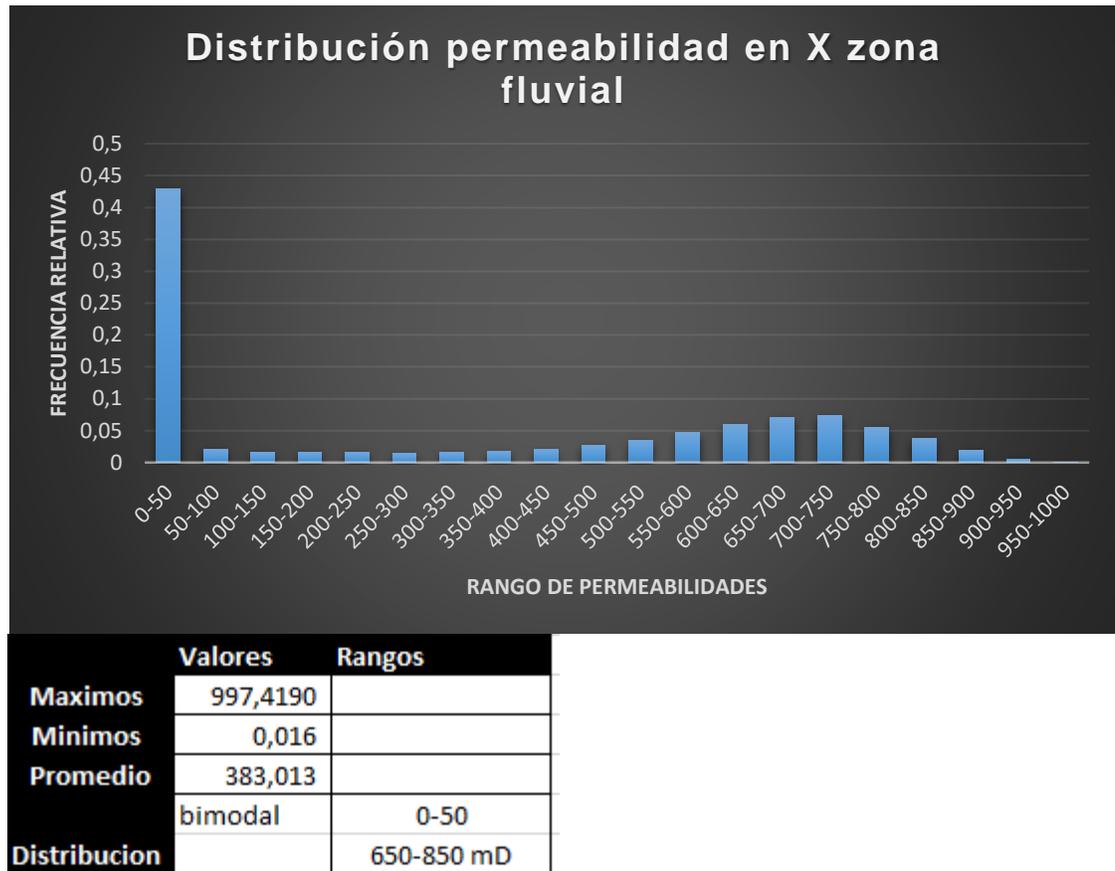
Figura 21. Vista desde superficie del modelo, de la propiedad permeabilidad en dirección X, zona fluvial



Fuente: LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

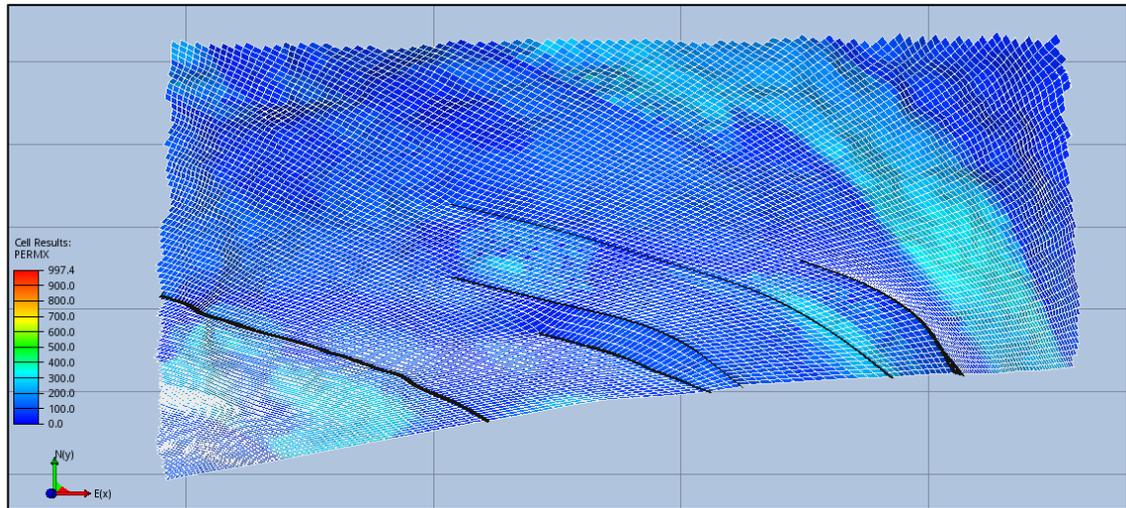
La distribución estadística es mostrada en la **Gráfica 15**. Se observa una distribución bimodal, en la cual se presentan dos rangos de valores, uno más frecuente que el otro, el más frecuente el de rango de 0-50 milidarcys correspondiente a casi más del 50% de la zona por tener una permeabilidad casi nula y una probabilidad alta de estar en una celda correspondiente a ese rango. Y la otra permeabilidad correspondiente a los canales fluviales que están en el rango de permeabilidad de 100-900 milidarcys, pero dentro de ellos mismos, teniendo la mayor probabilidad de estar en celdas las cuales oscilan en rango de 650 a 850 milidarcys. Esto define la alta conducción por medio de los canales y una permeabilidad promedio de 373.869 milidarcys.

Grafica 15. Distribución del permeabilidad en X zona fluvial



3.3.2.10 Distribución de la permeabilidad en la dirección X zona marina 1. El modelo de permeabilidad en la dirección x en la zona marina 1, se muestra en la **Figura 22**. De acuerdo a la visualización, se determinó que el yacimiento en esta zona, posee ya una permeabilidad más homogénea debido a su cambio de facie, pero se muestra un decrecimiento de la permeabilidad altísimo con respecto a la zona fluvial, específicamente en sus canales. La permeabilidad en esta zona tiene valores mínimos de 59.34 milidarcys y valores máximo de 852.45 milidarcys.

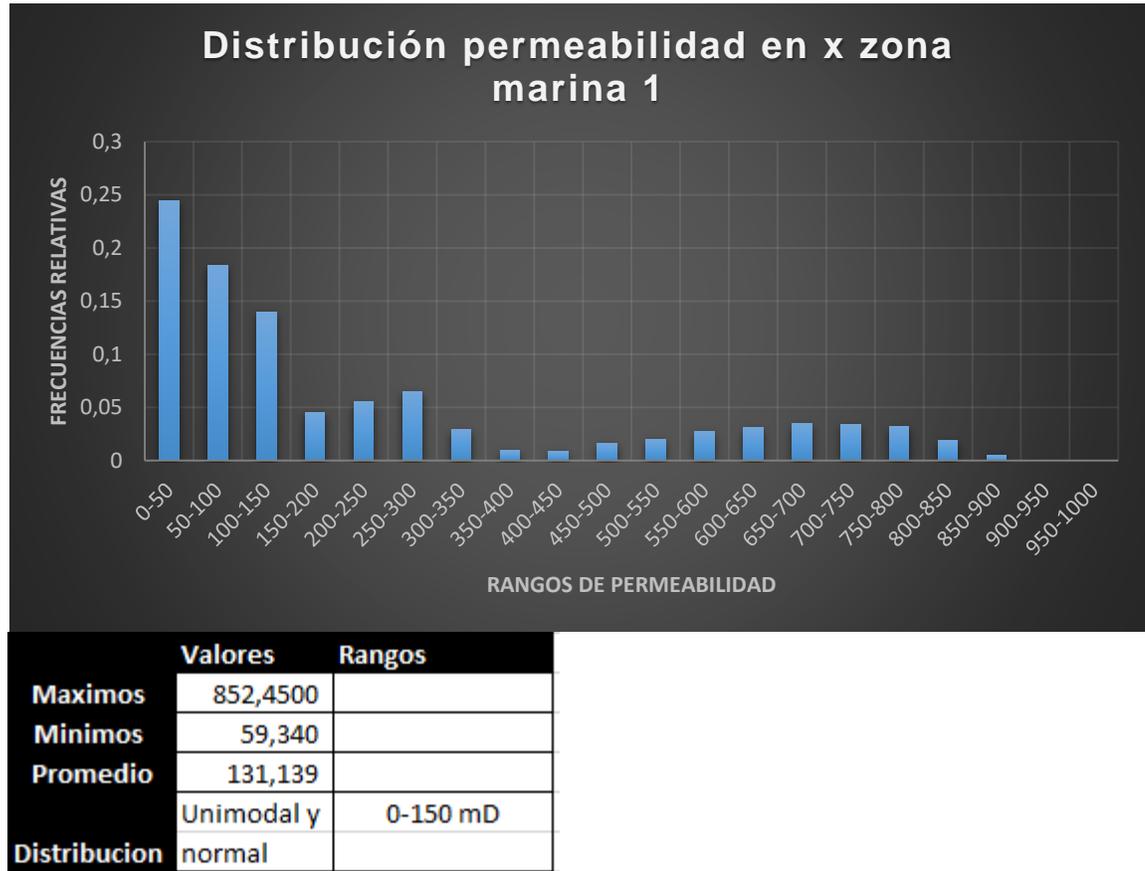
Figura 22. Vista desde superficie del modelo, de la propiedad permeabilidad en dirección X, zona marina 1



Fuente: LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

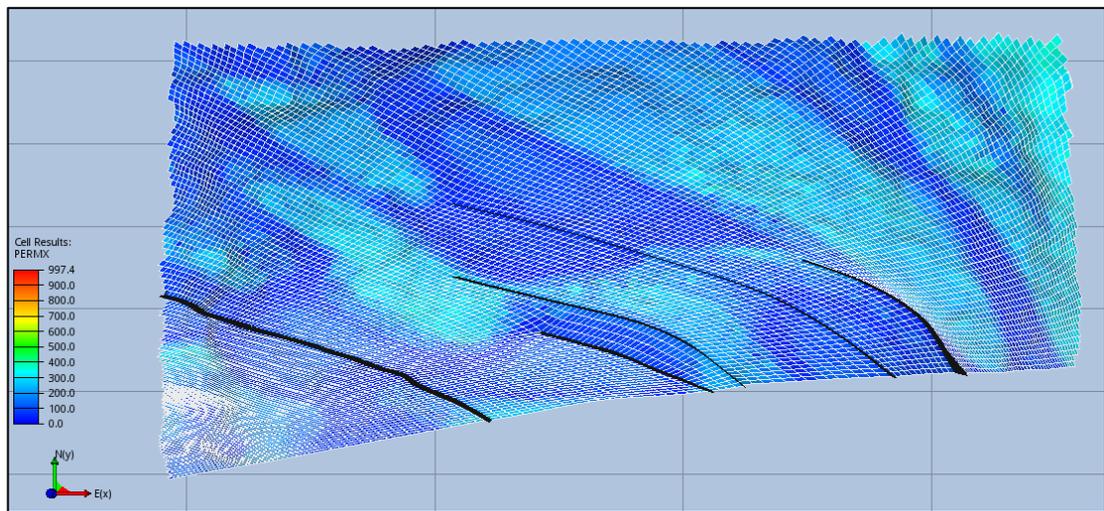
La distribución estadística de la zona marina 1 es mostrada en la **Gráfica 16**. Se observa una distribución unimodal, con tendencia normal, pero en la cual se presenta un alto porcentaje en la probabilidad de estar en una celda en la cual tenga el valor de permeabilidad entre 0-150 milidarcys debido a litología presente y con un promedio de 131.139 milidarcys a lo largo de toda su zona.

Grafica 16. Distribución de la permeabilidad en X zona marina 1



3.3.2.11 Distribución de la permeabilidad en la dirección X zona marina 2. El modelo de permeabilidad en la dirección x en la zona marina 2, se muestra en la **Figura 23**. De acuerdo a la visualización, se determinó que el yacimiento en esta zona, posee una permeabilidad homogénea debido a un pequeño cambio de facie, pero se muestra un decrecimiento de la permeabilidad leve con respecto a la zona marina 1 debido a la reducción del tamaño de grano de la arena que tiene como litología en su facie. La permeabilidad en esta zona tiene valores mínimos de 42.23 milidarcys y valores máximo de 363.94 milidarcys.

Figura 23. Vista desde superficie del modelo, de la propiedad permeabilidad en dirección X, zona marina 2



Fuente: LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

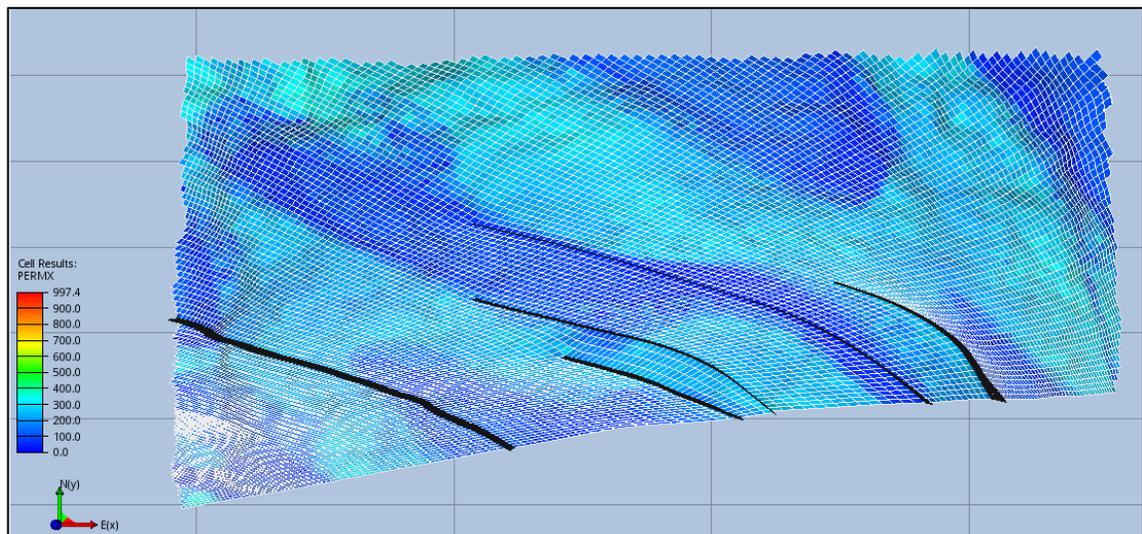
La distribución estadística de la zona marina 2 es mostrada en la **Gráfica 17**. Se observa una distribución unimodal, con tendencia normal, pero en la cual se presenta un porcentaje mayor en la probabilidad de estar en una celda en la cual tenga el valor de permeabilidad entre 50-150 milidarcys y con un promedio de 149.361 milidarcys a lo largo de toda su zona.

Grafica 17. Distribución del permeabilidad en X zona marina 2



3.3.2.12 Distribución de la permeabilidad en la dirección X zona marina 3. El modelo de permeabilidad en la dirección X en la zona marina 3, se muestra en la **Figura 24**. De acuerdo a la visualización, se determinó que el yacimiento en esta zona, posee la permeabilidad más baja debido a su cambio de facie el cual corresponde a arenas de grano fino pero conservando la homogeneidad que se ve en las zonas marina 1 y 2. La permeabilidad en esta zona tiene valores máximos de 250 milidarcys y mínimos de 45.14 milidarcys

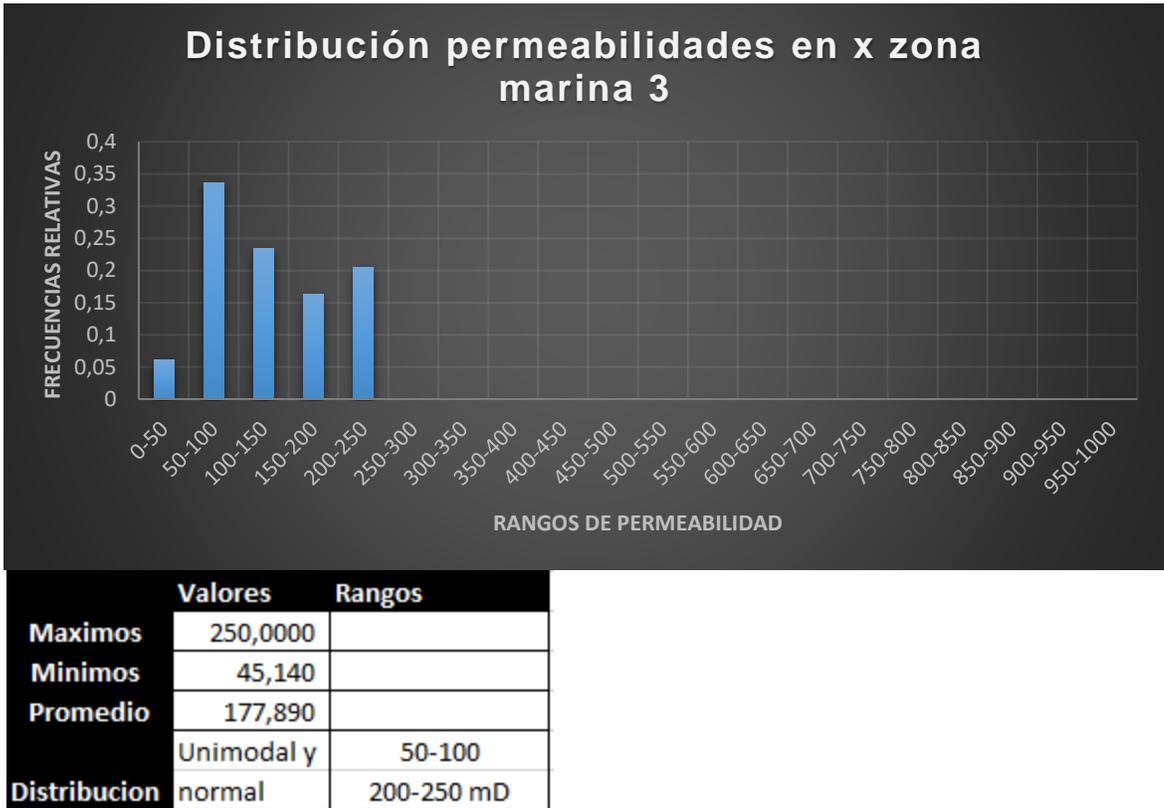
Figura 24. Vista desde superficie del modelo, de la propiedad permeabilidad en dirección X, zona marina 3



Fuente: LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

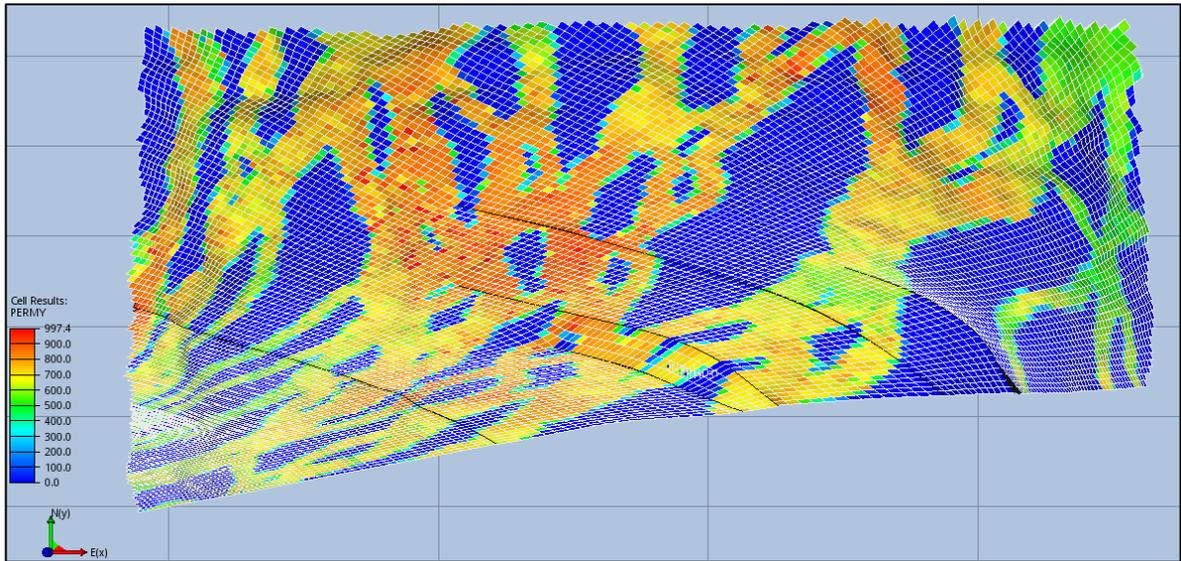
La distribución estadística de la zona marina 3 es mostrada en la **Gráfica 18**. Se observa una distribución unimodal, pero se observa porcentajes altos de probabilidades, de estar en una celda en la cual tenga el valor de permeabilidad entre 50-100 milidarcys y entre 200-250 milidarcys. Con un promedio de 177.89 milidarcys.

Grafica 18. Distribución del permeabilidad en X zona marina 3



3.3.2.13 Distribución de la permeabilidad en la dirección Y zona fluvial. El modelo de permeabilidad en la dirección Y de la zona fluvial, se muestra en la **Figura 25**. De acuerdo a la visualización, se determinó que el yacimiento en esta zona posee una gran variación de permeabilidades, debido a los canales fluviales que posee. Por medio de los canales se encuentran permeabilidades entre 600 y 900 milidarcys, los que los hace extremamente conductivos mientras que por fuera de los canales, las permeabilidades oscilan entre 0 milidarcys y 150 milidarcys. Esto hace que esta zona fluvial sea altamente heterogénea. Resaltando también que el comportamiento en dirección en Y, tiende a ser parecido a en la dirección en X. Se observan valores mínimos de 0.0164 milidarcys y valores máximos de 997.419 milidarcys.

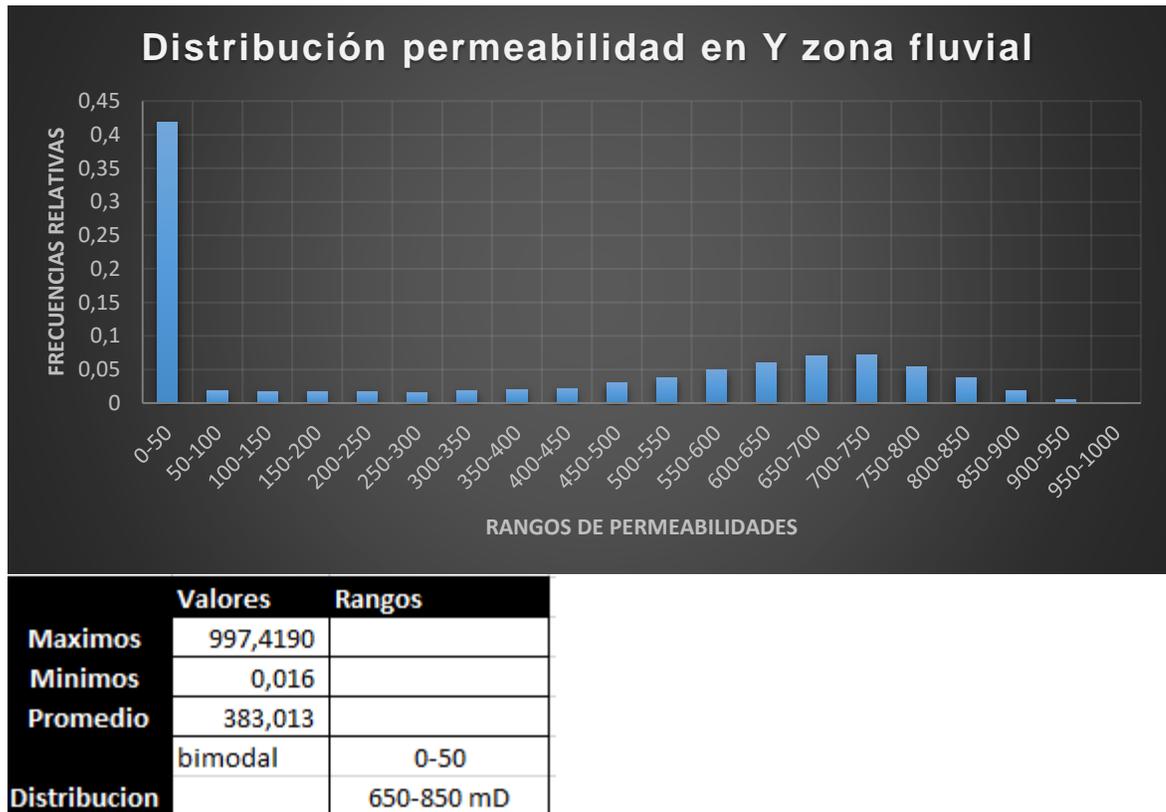
Figura 25. Vista desde la superficie, zona fluvial permeabilidad en y



Fuente: LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

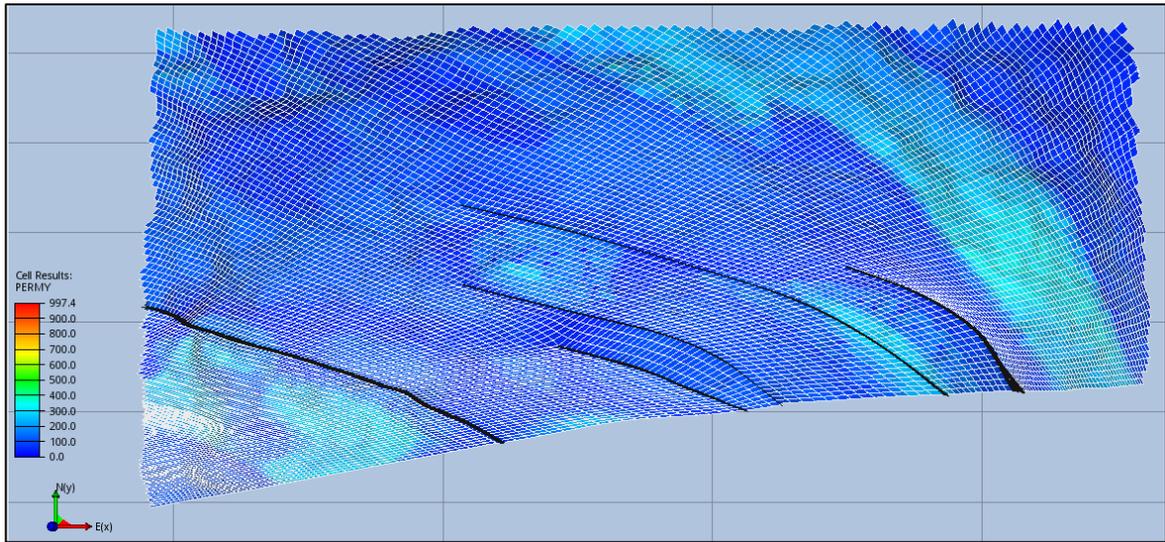
La distribución estadística es mostrada en la **Gráfica 19**. Se observa una distribución bimodal, en la cual se presentan dos rangos de valores, uno más frecuente que el otro, el más frecuente el de rango de 0-50 milidarcys correspondiente a casi más del 50% de la zona por tener una permeabilidad casi nula y una probabilidad alta de estar en una celda correspondiente a ese rango. Y la otra permeabilidad correspondiente a los canales fluviales que están en el rango de permeabilidad de 100-900 milidarcys, pero dentro de ellos mismos, teniendo la mayor probabilidad de estar en celdas las cuales oscilan en rango de 650 a 850 milidarcys. Esto define la alta conducción por medio de los canales y una permeabilidad promedio de 383.013, dando a entender un comportamiento muy similar al que se presenta en la zona marina pero en dirección en X.

Grafica 19. Distribución permeabilidad en y, zona fluvial



3.3.2.14 Distribución de la permeabilidad en la dirección Y zona marina 1. El modelo de permeabilidad en la dirección Y en la zona marina 1, se muestra en la **Figura 26**. De acuerdo a la visualización, se determinó que el yacimiento en esta zona, posee ya una permeabilidad homogénea debido a su cambio de facie, pero se muestra un decrecimiento de la permeabilidad altísimo con respecto a la zona fluvial, específicamente por los canales presentes. La permeabilidad en esta zona tiene valores mínimos de 59.33 milidarcys y valores máximo de 352.44 milidarcys.

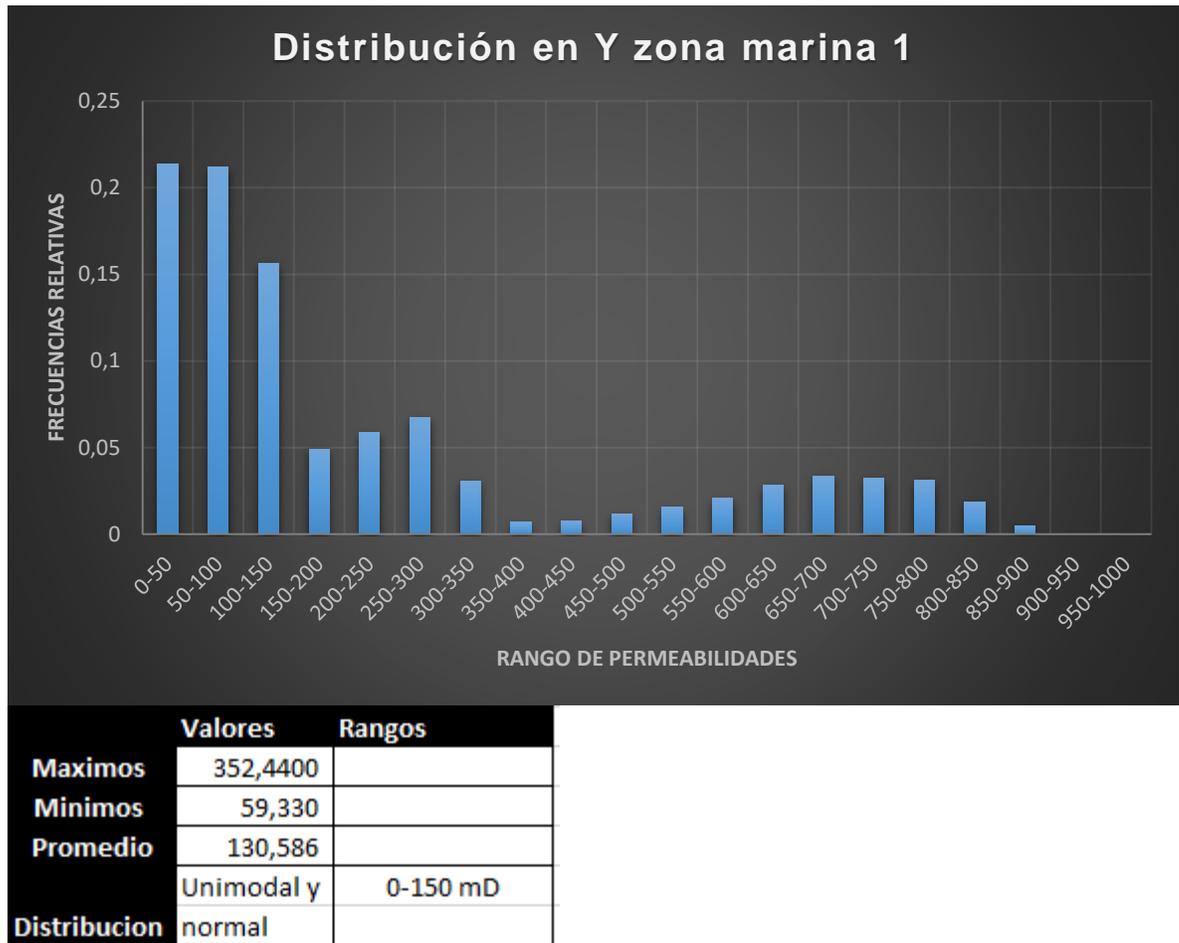
Figura 26. Vista desde superficie de la permeabilidad en Y, zona marina 1



Fuente: LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

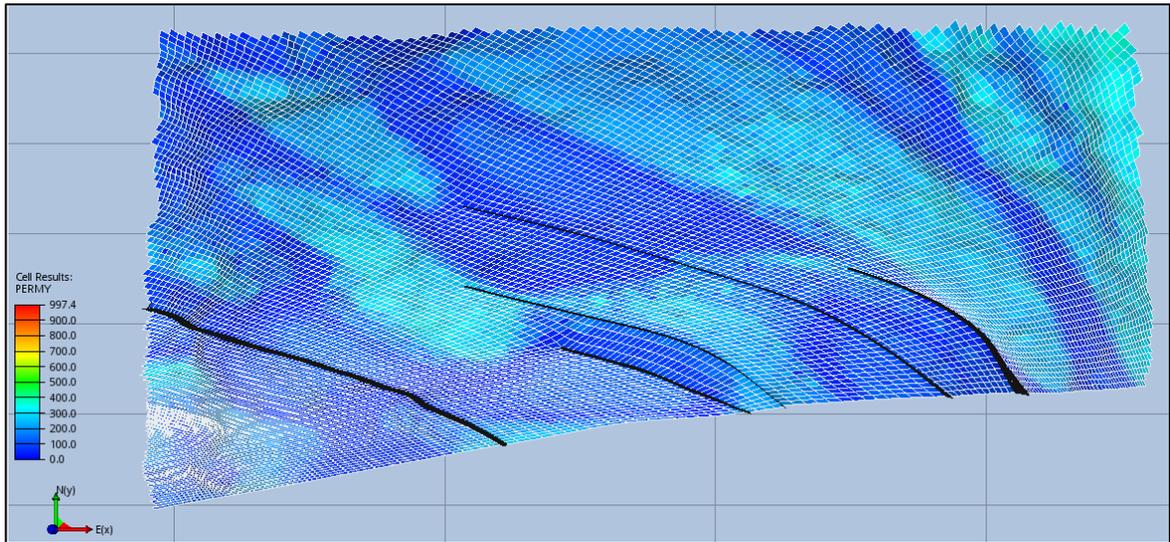
La distribución estadística de la zona marina 1 en dirección en Y, es mostrada en la **Gráfica 20**. Se observa una distribución unimodal, con tendencia normal, pero en la cual se presenta un alto porcentaje en la probabilidad de estar en una celda en la cual tenga el valor de permeabilidad entre 0-150 milidarcys debido a litología presente y con un promedio de 130.586 milidarcys a lo largo de toda su zona. Presenta una ligera disminución en sus valores de permeabilidad promedio con respecto a la permeabilidad en x.

Grafica 20. Distribución en permeabilidad en Y, Zona marina 1



3.3.2.15 Distribución de la permeabilidad en la dirección Y zona marina 2. El modelo de permeabilidad en la dirección Y en la zona marina 2, se muestra en la **Figura 27** De acuerdo a la visualización, se determinó que el yacimiento en esta zona, posee una permeabilidad homogénea debido a un pequeño cambio de facie, pero se muestra un decrecimiento de la permeabilidad leve con respecto a la zona marina 1 debido a la reducción del tamaño de grano de la arena que tiene como litología en su facie. La permeabilidad en esta zona tiene valores mínimos de 42.23 milidarcys y valores máximo de 363.93 milidarcys.

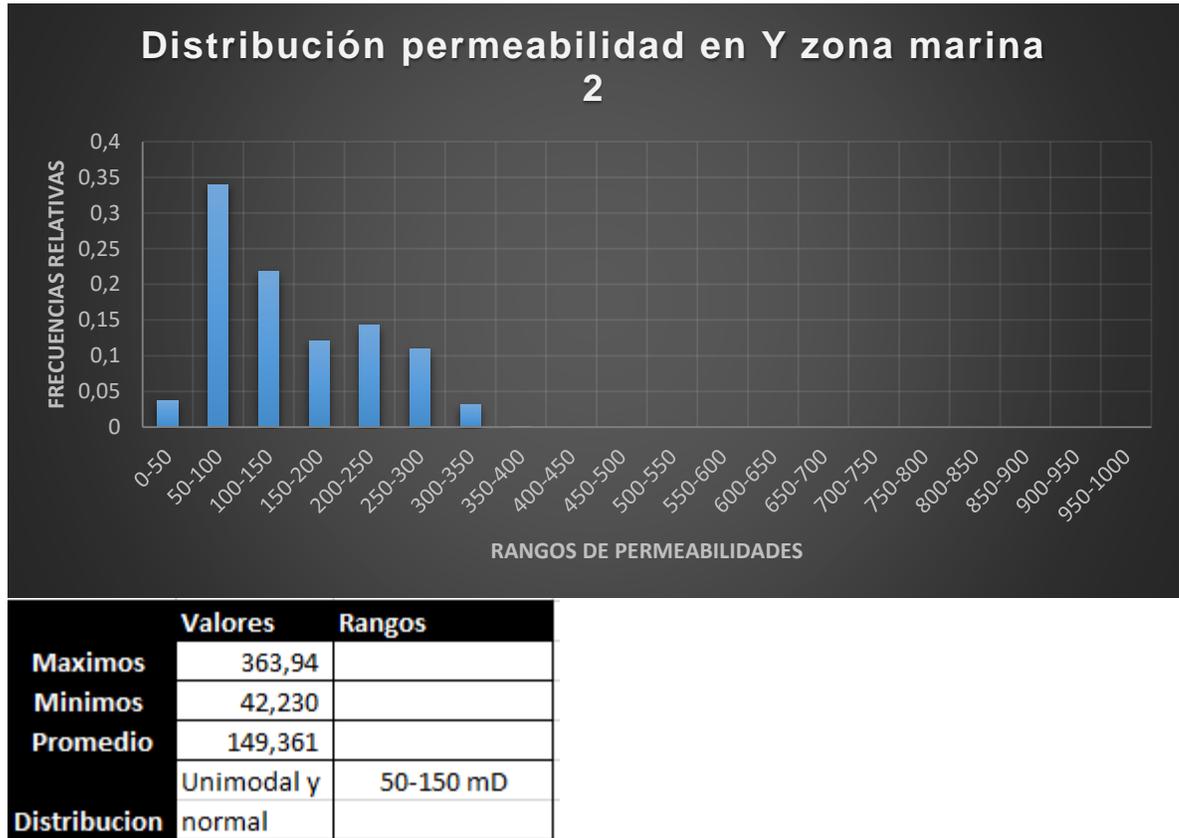
Figura 27. Vista desde superficie de la permeabilidad en Y, zona marina 2



Fuente: LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

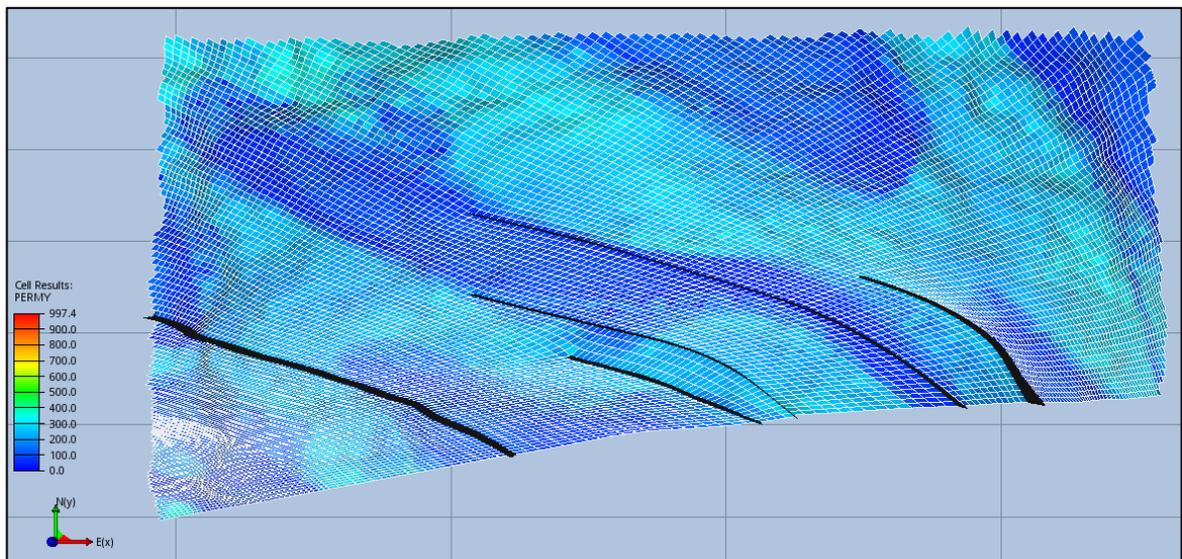
La distribución estadística de la zona marina 2 en dirección en Y, es mostrada en la **Gráfica 21**. Se observa una distribución unimodal, con tendencia normal, pero en la cual se presenta un porcentaje mayor en la probabilidad de estar en una celda en la cual tenga el valor de permeabilidad entre 50-100 milidarcys y con un promedio de 148.844 milidarcys a lo largo de toda su zona. Presenta una leve disminución en permeabilidad con respecto a que se obtiene en la dirección en X.

Grafica 21. Distribución de permeabilidad en y, zona marina 2



3.3.2.16 Distribución de la permeabilidad en la dirección Y zona marina 3. El modelo de permeabilidad en la dirección Y en la zona marina 3, se muestra en la **Figura 28**. De acuerdo a la visualización, se determinó que el yacimiento en esta zona, posee la permeabilidad más baja debido a su cambio de facie el cual corresponde a arenas de grano fino pero conservando la homogeneidad que se ve en las zonas marina 1 y 2. La permeabilidad en esta zona tiene valores máximos de 365.973 milidarcys y mínimos de 45.14 milidarcys.

Figura 28. Vista desde superficie de la permeabilidad en la dirección y, zona marina 3



Fuente: LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

La distribución estadística de la zona marina 3 es mostrada en la **Gráfica 22**. Se observa una distribución unimodal, pero se observa porcentajes altos de probabilidades, de estar en una celda en la cual tenga el valor de permeabilidad entre 50-100 milidarcys y entre 200-250 milidarcys. Con un promedio de 176.455 milidarcys.

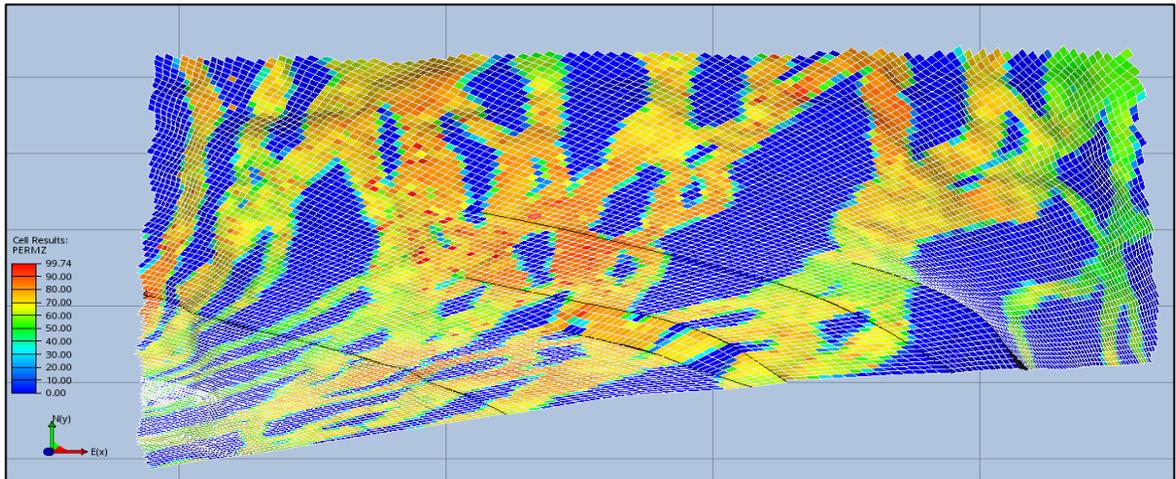
Grafica 22. Distribución de la permeabilidad en y, zona marina 3



	Valores	Rangos
Maximos	365,97	
Minimos	45,140	
Promedio	176,455	
Distribucion	Unimodal y	50-100 mD
	normal	200-250 mD

3.3.2.17 Distribución de la permeabilidad en la dirección Z zona fluvial. El modelo de permeabilidad en la dirección Z de la zona fluvial, se muestra en la **Figura 29**. De acuerdo a la premisa dada por el grupo TNO, la permeabilidad en Z será del mismo comportamiento que la permeabilidad en X en visualización, pero en magnitud, sus valores varían siendo una permeabilidad muy baja debido a que será el 10% de lo que es la permeabilidad en X. tendrá valores mínimos de 0.00164 mDarcy y valores máximos de 99.9718 mDarcy. Los valores mínimos corresponderán a las zonas fuera de los canales y los máximos a la conductividad en la dirección en z por medio de los canales.

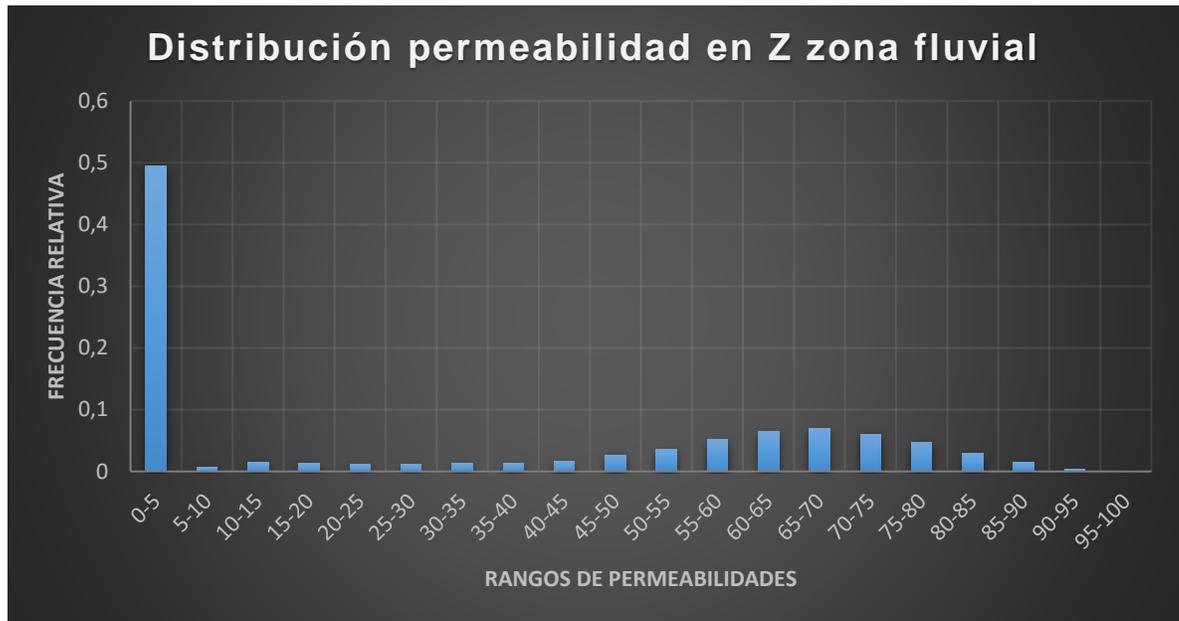
Figura 29 Vista desde la superficie permeabilidad en z, zona fluvial



Fuente: LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

La distribución estadística es mostrada en la **Gráfica 24**. Se observa una distribución bimodal, en la cual se presentan dos rangos de valores, uno más frecuente que el otro, el más frecuente el de rango de 0-5 milidarcys correspondiente a casi más del 50% de la zona por tener una permeabilidad casi nula y una probabilidad alta de estar en una celda correspondiente a ese rango. Y la otra permeabilidad correspondiente a los canales fluviales que están en el rango de permeabilidad de 10-90 milidarcys, pero dentro de ellos mismos, teniendo la mayor probabilidad de estar en celdas las cuales oscilan en rango de 65 a 85 milidarcys. Esto define una baja conducción por medio de los canales en la dirección z y una permeabilidad promedio de 37.08, dando a entender un comportamiento muy similar al que se presenta en la zona marina pero en dirección en X pero con la premisa de que sus valores corresponden al 10% de lo son en la dirección en X.

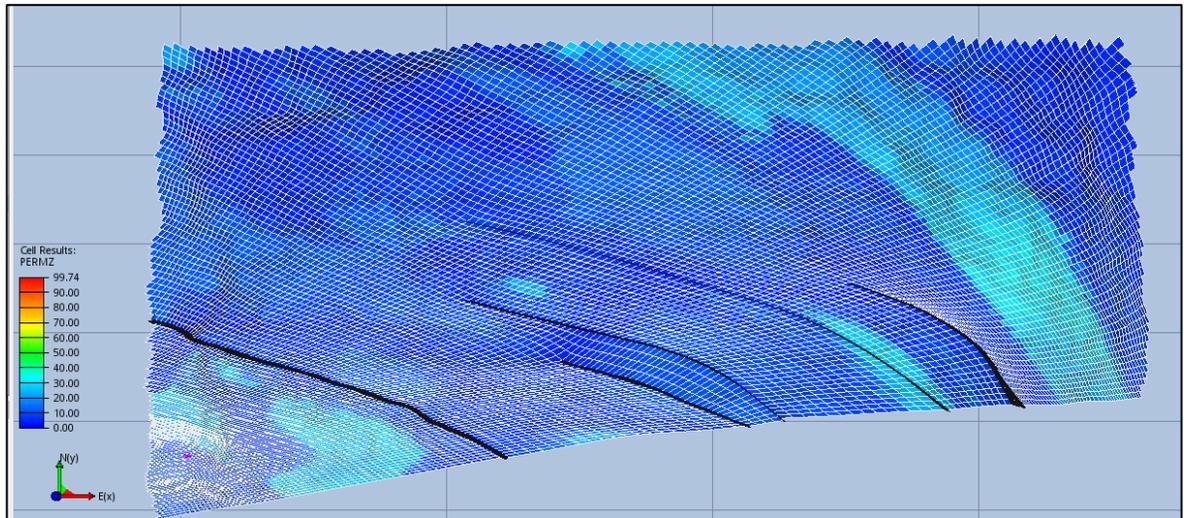
Grafica 23. Distribución permeabilidad en z, zona fluvial



	Valores	Rangos
Maximos	99,97	
Minimos	0,002	
Promedio	37,080	
Distribucion	bimodal	0-5 mD
		65-85 mD

3.3.2.18 Distribución de la permeabilidad en la dirección Z zona marina 1. El modelo de permeabilidad en la dirección Z en la zona marina 1, se muestra en la **Figura 30**. De acuerdo a la visualización, se determinó que el yacimiento en esta zona, posee el mismo comportamiento homogéneo que en el de la dirección en X pero presenta su disminución en magnitud debido a la premisa de ser el 10% de la magnitud en x, La permeabilidad en esta zona tiene valores mínimos de 5.557 milidarcys y valores máximo de 35.2271 milidarcys.

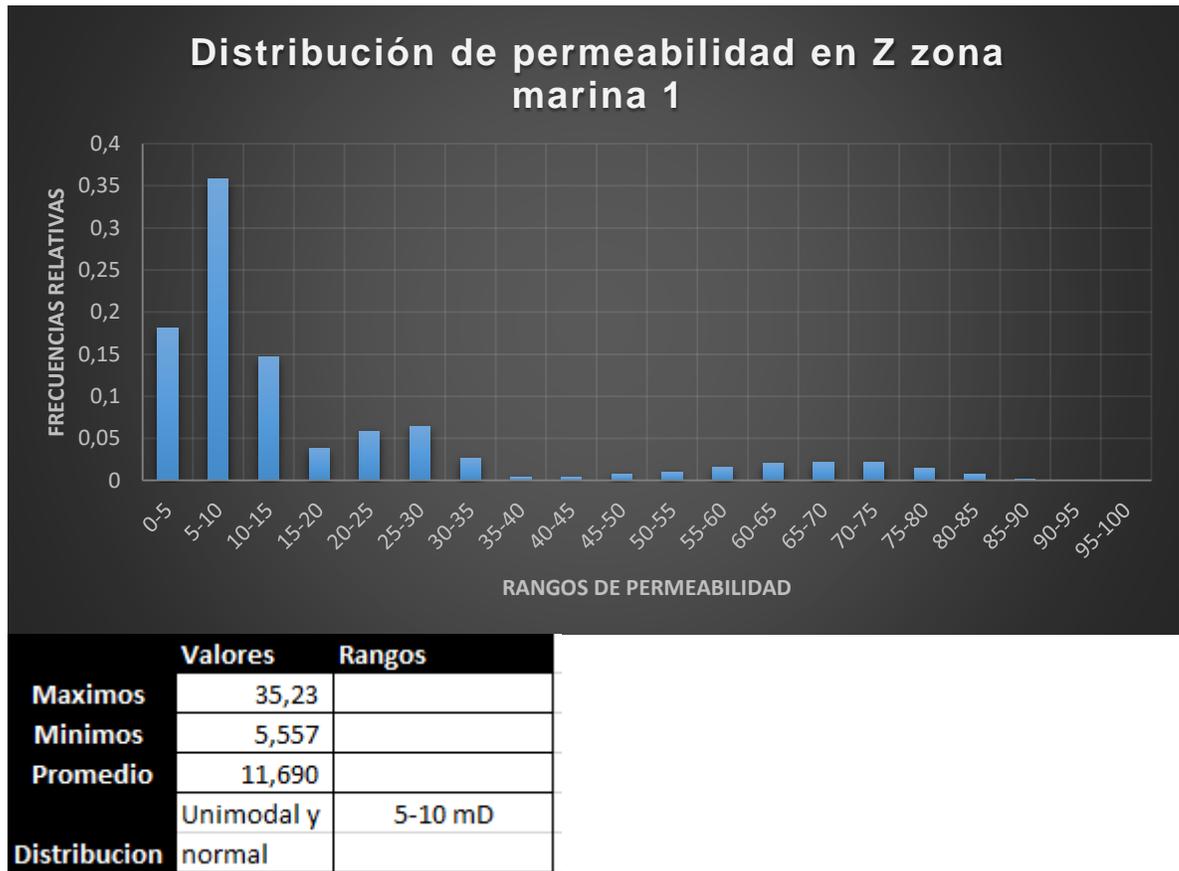
Figura 30. Vista desde superficie de la permeabilidad en dirección z, zona marina 1



Fuente: LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

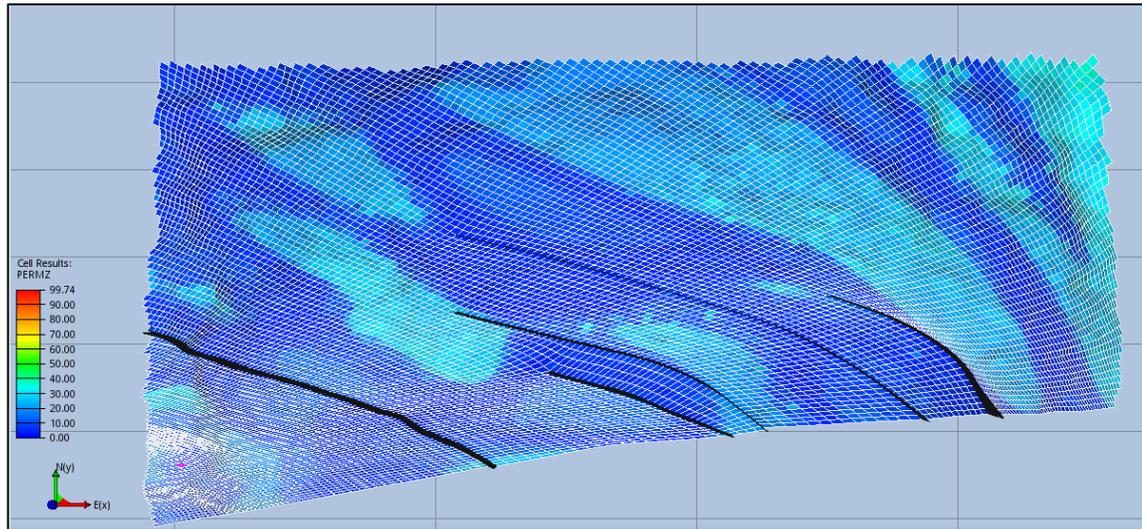
La distribución estadística es mostrada en la **Gráfica 25**. Se observa una distribución unimodal y tendiente a ser normal, en la cual se presentan valores altos de probabilidad en el rango de permeabilidad de 5-10 milidarcys. La distribución presenta el mismo comportamiento que la permeabilidad en X pero con distintos valores en magnitud debido a que es el 10% del valor en X. presenta un promedio de 11.69 milidarcys.

Grafica 24. Distribución de la permeabilidad en dirección z, en la zona marina 1



3.3.2.19 Distribución de la permeabilidad en la dirección Z zona marina 2. El modelo de permeabilidad en la dirección Z en la zona marina 2, se muestra en la **Figura 31**. De acuerdo a la visualización, se determinó que el yacimiento en esta zona, posee una permeabilidad homogénea debido a un pequeño cambio de facie pero una disminución grande en magnitud, debido a que en la dirección z, los valores de permeabilidad serán el 10% de los valores de la dirección en X, La permeabilidad en esta zona tiene valores mínimos de 4.223 milidarcys y valores máximo de 36.151 milidarcys.

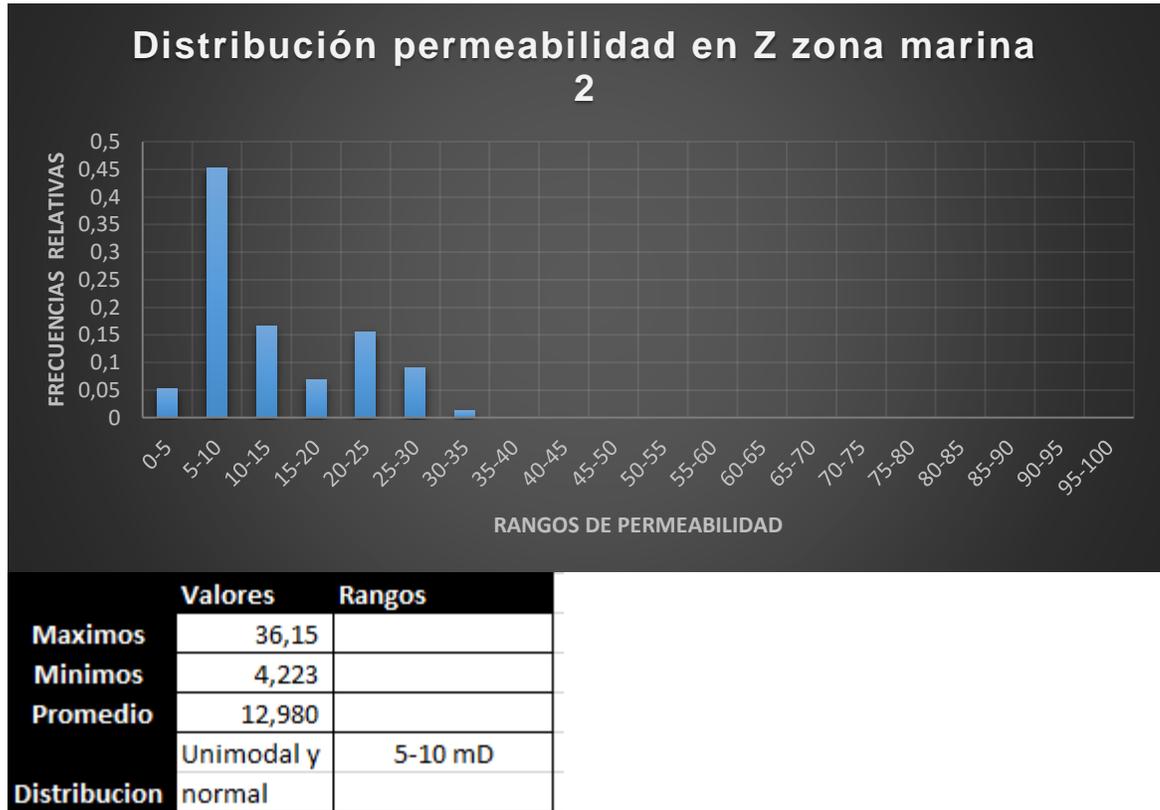
Figura 31. Vista desde la superficie de la permeabilidad en z, zona marina 2



Fuente: LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

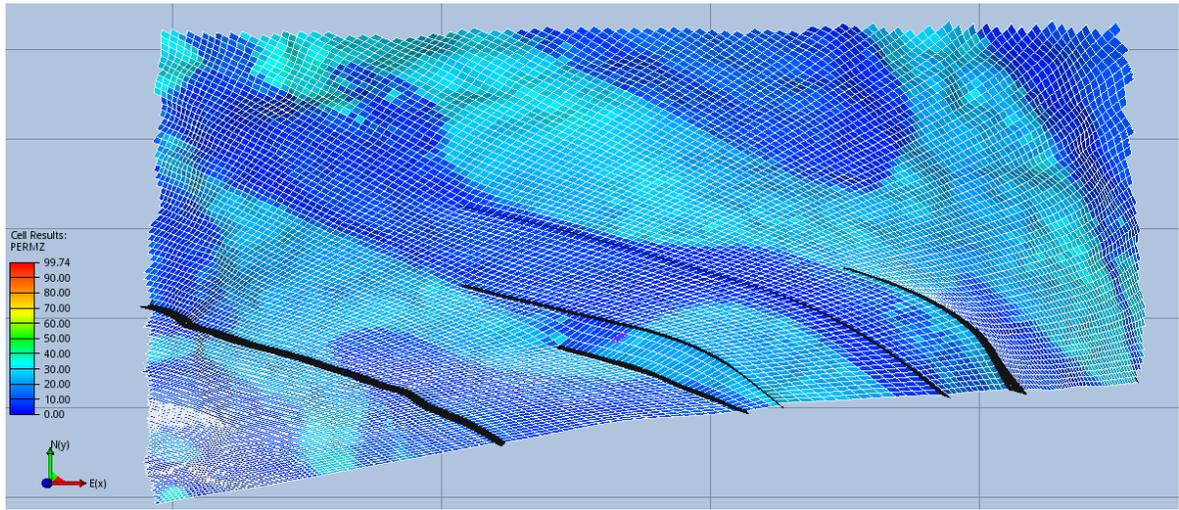
La distribución estadística de la zona marina 2 en dirección en Z, es mostrada en la **Gráfica 26**. Se observa una distribución unimodal, con tendencia normal, pero en la cual se presenta un porcentaje mayor en la probabilidad de estar en una celda en la cual tenga el valor de permeabilidad entre 5-10 milidarcys y con un promedio de 12.98 milidarcys a lo largo de toda su zona.

Grafica 25. Distribución de la permeabilidad en z, zona marina 2



3.3.2.20 Distribución de la permeabilidad en la dirección Y zona marina 3. El modelo de permeabilidad en la dirección Z en la zona marina 3, se muestra en la **Figura 32**. De acuerdo a la visualización, muestra un comportamiento similar al de la permeabilidad en X también en esta zona. Esta es la zona que tiene más baja permeabilidad y más por la premisa de ser el 10% de valor de permeabilidades correspondientes a X. conserva la homogeneidad debido a su tipo de facie y presenta valores mínimos de 4.5122 mD y valores máximos de 36.13 mD en su permeabilidad.

Figura 32. Vista desde superficie de la permeabilidad en z, zona marina 3



Fuente: LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

La distribución estadística de la zona marina 3 en la dirección Z es mostrada en la **Gráfica 27**. Se observa una distribución unimodal, pero se observa porcentajes altos de probabilidades, de estar en una celda en la cual tenga el valor de permeabilidad entre 5-10 milidarcys y entre 20-25 milidarcys. Con un promedio de 15.89 milidarcys.

Grafica 26. Distribución de la permeabilidad en z, zona marina 3



	Valores	Rangos
Maximos	36,13	
Minimos	4,512	
Promedio	15,890	
Distribucion	Unimodal y	5-10 mD
	normal	20-25 mD

3.4 DESCRIPCIÓN DEL MODELO DINÁMICO

Se describirá a continuación los parámetros iniciales del yacimiento para su modelo dinámico. Enfatizando que no se hará un ajuste histórico de producción al ser este, un campo sin desarrollar.

3.4.1 Inicialización del modelos y contacto agua-petróleo. El modelo utilizado es de tipo “black oil” donde hace referencia a dos fases presentes, las cuales son agua y petróleo, puesto que el gas en este estudio es consumido o exportado, por lo tanto no se tendrá en cuenta en cálculos de producciones y ventas.

De acuerdo a los registros disponibles durante la exploración. La profundidad a la cual fue determinado el contacto agua-petróleo fue de 2090 metros (6856.995 pies), con una presión hidrostática in situ de 206 bar (2987.78 psi). Cada facie tiene su propia curva de permeabilidades relativas, por lo tanto la distribución de la saturación inicial de agua es diferente para cada tipo facie. Y respecto al modelo brindado por el grupo TNO, se analizó las propiedades dinámicas presentes a lo largo del yacimiento, analizando zona por zona y sacando valores promedio al tener variaciones de valores. En la **Tabla 9** se mostraran las propiedades iniciales.

Tabla 9. Propiedades iniciales por zonas.

zona fluvial		
Propiedad	Unidades métricas	Unidades de campo
Presión	201 ,042 bares	2915,86 psi
Relación gas-petróleo	0	
Saturación de petróleo	0,39%	
Saturación de agua	0,61%	
Temperatura	288,7 centígrados	551,66 fahrenheit
Gradiente de temperatura	4,24 °c/100ft	
Profundidad	2025-2046 metros	6643,7 -6712,598 pies
Zona marina 1		
Propiedad	Unidades métricas	Unidades de campo
Presión	185,204 bares	2686,15 psi
Relación gas-petróleo	0	
Saturación de petróleo	0,22%	
Saturación de agua	0,78%	
Temperatura	288,7 centígrados	551,66 fahrenheit
Gradiente de temperatura	4,24 °c/100ft	
Profundidad	2050-2059 metros	6725,22-6755,24 pies
Zona marina 2		
Propiedad	Unidades métricas	Unidades de campo
Presión	186,083 bares	2698,90 psi
Relación gas-petróleo	0	
Saturación de petróleo	0,15%	
Saturación de agua	0,85%	

Tabla 9. (continuación)

Temperatura	288,7 centígrados	551,66 fahrenheit
Gradiente de temperatura	4,24 °c/100ft	
Profundidad	2059-2067 metros	6755,24-6789,49 pies
Zona marina 3		
Propiedad	Unidades métricas	Unidades de campo
Presión	187,389 bares	2717,84 psi
Relación gas- petróleo	0	
Saturación de petróleo	0,12%	
Saturación de agua	88,20%	
Temperatura	288,7 centígrados	551,66 fahrenheit
Gradiente de temperatura	4,24 °c/100ft	
Profundidad	2067-2074 metros	6781,49-6804,46 pies

FUENTE: LEEUWENBURGH. O., and FONSECA, R.M., (TNO), Description optimization challenge input files, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

4. PLANTEAMIENTO DE LOS TRES PLANES DE DESARROLLO

A continuación, se describirá el proceso de la generación de los planes de desarrollo al Campo Olympus. Se tendrán en cuenta ciertas condiciones operacionales que serán aplicadas a los tres (3) diferentes planes, evaluando su perforación y producción.

4.1 CONDICIONES OPERACIONALES

Para la ejecución de los planes de desarrollo hay que tener claro ciertas premisas, las cuales van a regir durante todo el tiempo de perforación y producción, como se observan en la **Tabla 10**.

Tabla 10. Condiciones operacionales para la realización del Campo Olympus

Tipo de condición	Valor	Unidades métricas	Valor	Unidades de campo
Máximo número de pozos por plataforma	20			
Máxima producción de líquido por plataforma	14000	m ³ /día	88000	bbl/día
Máxima tasa de producción por pozo de petróleo	900	m ³ /día	5700	Bbl/día
Máxima tasa de inyección por pozo de agua	1600	m ³ /día	10000	Bbl/día
BHP del inyector	235	Bar	3400	Psi
BHP del productor	150	Bar	2100	Psi
Máximo dog leg permitido	10/30.48	°/m	10/100	°/pies

Fuente: LEEUWENBURGH. O., and FONSECA, R.M., (TNO), Issap field development optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

4.2 CONDICIONES DE PERFORACIÓN

Para la realización de los planes de perforación del Campo Olympus se tendrá en cuenta que este se encuentra regido por múltiples condiciones, entre las cuales se encuentra la ubicación exacta (X, Y, Z) de las plataformas, asumiendo la coordenada Z como 0. Se debe tener la secuencia de perforación para determinar el número de pozos perforados. Exponer las trayectorias de cada pozo, empezando desde el kick off point con sus respectivas coordenadas (X, Y, Z) para cada uno de

los pozos perforados. Adicionalmente la asignación de cada pozo como productor o inyector. Las variables para el plan de desarrollo están encauzadas por diez factores que son:

- Que los pozos perforados deben ajustarse a las condiciones operacionales, como lo es el máximo ángulo para el dog leg severity.
- Cada pozo enumerado puede tener la misma o diferente profundidad donde se puede empezar a hacer el kick off point para el desarrollo de la direccionalidad del pozo.
- No se permite hacer uso de la técnica side track durante la perforación.
- Los pozos inyectores o productores luego de ser perforados en cada caso, no pueden ser modificados a de productor a inyector o viceversa.
- Las plataformas solo pueden tener espacio para 20 ranuras para pozos.
- La capacidad de procesamiento del líquido en las facilidades de la plataforma limita las tasas de producción del campo.
- La perforación del siguiente pozo es inmediatamente comenzada después de haber sido finalizada la perforación del anterior pozo, sin ausencia de tiempos entre el completamiento de un pozo y el inicio de perforación de otro pozo.
- Hay límites de presión y de tasas de capacidades operacionales en el pozo.
- La estrategia de recobro es inyección de agua, por tal motivo únicamente el agua se puede inyectar sin ningún aditivo.
- El diámetro para cada pozo es asumido en 7.5 pulgadas.

Y adicional a esto, se tendrán siete condiciones operacionales para la planeación y el desarrollo del campo las cuales ayudaran a tener más control y veracidad de resultados a lo largo del proyecto y entre las cuales se destacan:

- El máximo número de pozos que se podrá tener por plataforma será de veinte (20).
- La máxima tasa de producción de líquido de la plataforma será de ochenta y ocho mil barriles por día (88000 bbl/day).
- La máxima tasa de producción de petróleo del pozo será de cinco mil setecientos barriles por día.(5700 bbl/day)

- La máxima tasa de inyección de agua por pozo será de diez mil Barriles de agua por día (10000 bbl/day)
- El BHP de cada pozo inyector será de tres mil cuatrocientos Psi (3400psi).
- El BHP de cada pozo productor será de dos mil cien psi (2100psi).
- La máxima severidad de grados permitidos para el dog leg será de diez Grados por cada cien Pies. ($10^{\circ}/100\text{ft}$).³¹

4.3 CASOS DE PERFORACIÓN

Para la generación de los casos de perforación, se realizaron tres diferentes casos donde se evaluaron pozos horizontales con gran extensión, pozos verticales y con alto Angulo de desviación y pozos horizontales sin gran extensión y que solo saldrán de una plataforma para cada caso elaborado.

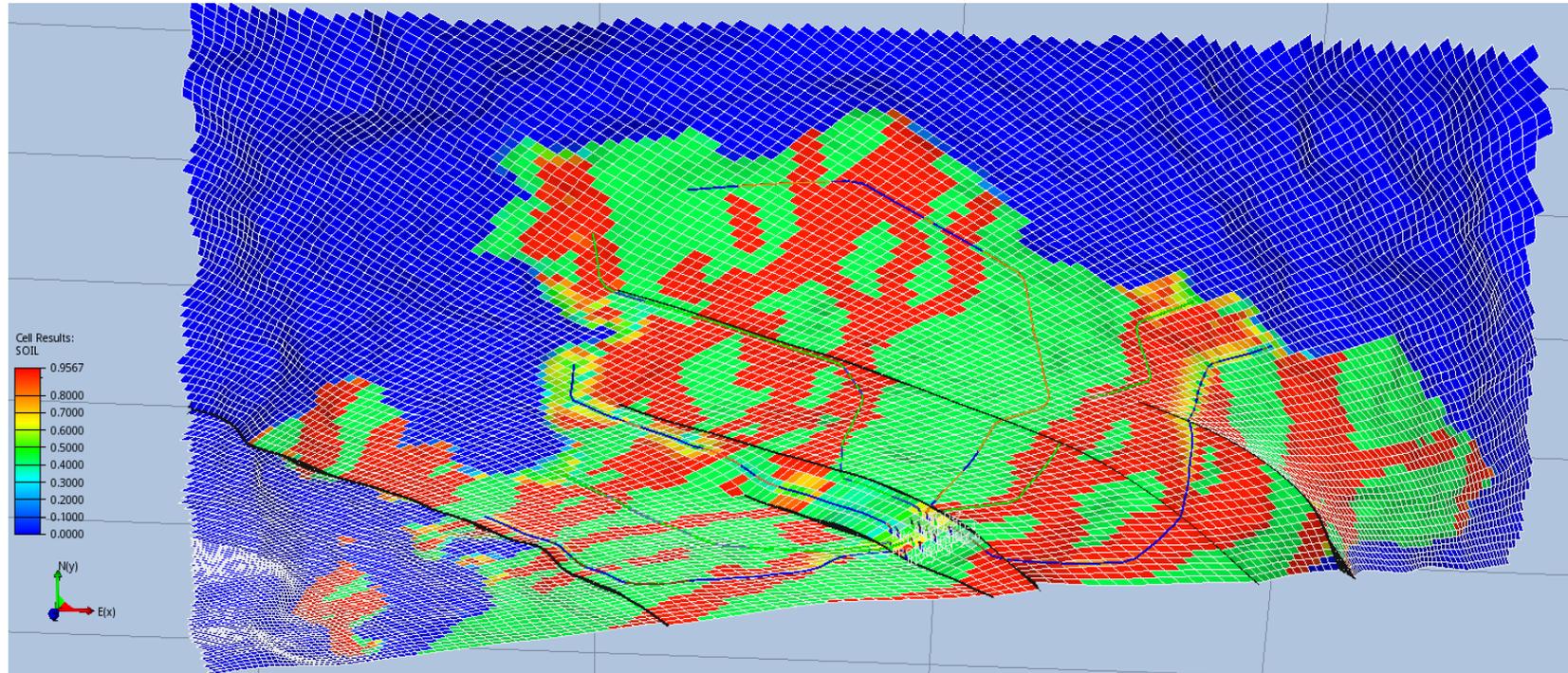
Se evaluaron de acuerdo a sus niveles de producción de fluidos y costos alusivos a perforación. Para la ubicación de los pozos en el modelo del campo, se implementaron de acuerdo a un parámetro, el cual consiste en el paso de los pozos por medio de celdas que contengan alta saturación de petróleo, buena permeabilidad y buena porosidad, en caso de no tener estas condiciones, el pozo no será abierto a producir en esas celdas, debido a los problemas operacionales que puede ocurrir en superficie en los pozos productores. Para los pozos inyectores se tendrá el mismo parámetro que los productores y se mostraran sus trayectorias en un Survey de perforación alusivo a cada pozo.

4.3.1 Primer caso de perforación. Para el primer caso, se generó una configuración de pozos en los cuales se muestran, seis (6) pozos productores y ocho (8) pozos inyectores, los cuales estarán distribuidos a lo largo de la zona fluvial y la zona marina, siendo estos desarrollados desde una plataforma marítima.

³¹ FONSECA. R.M. problema-statement. ISAAP. Noruega, Alemania. 2017. p. 5.

4.3.1.1 Pozos en la zona fluvial. La zona fluvial al tener una petrofísica representada en canales de arena en planicies shale, se realizó una configuración de tres pozos productores atravesando transversalmente los canales de arena, partiendo de que la plataforma está ubicada en la zona sur central del modelo, uno pozo productor en trayectoria de sur a norte, el segundo de sur a nor-occidental y el tercer pozo con trayectoria de sur a occidente. Aclarando que cuando se pasa por los canales, se cañonea en esos sectores y en los demás permanecen cerrados y siendo estos alimentados por los pozos inyectores que vienen dos desde la periferia, uno en la zona occidental y otro inyector en la periferia sur oriental y uno por la parte central generando intercalaciones con los pozos productores. La configuración de los pozos en la zona fluvial se muestra en la **Figura 33**.

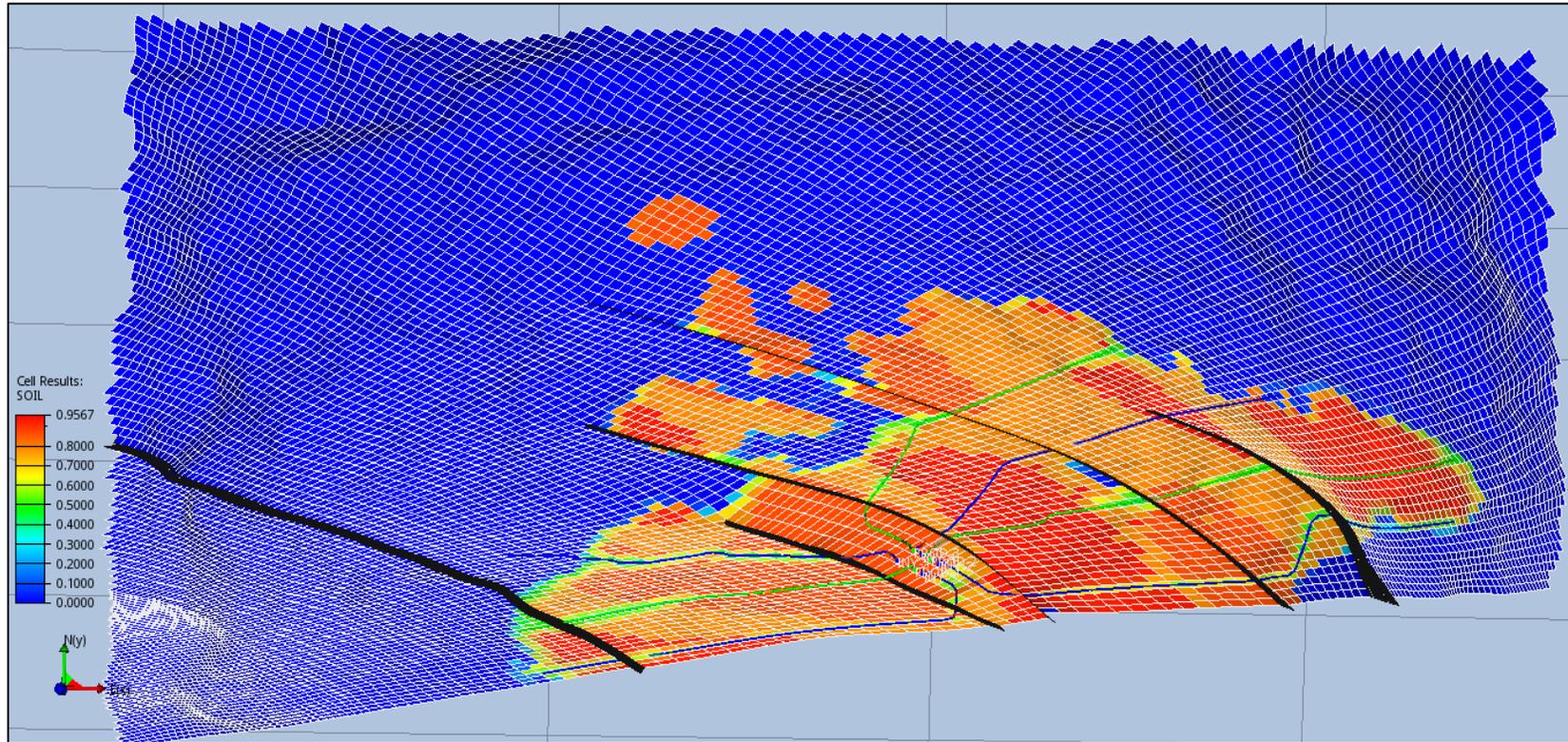
Figura 33. Vista desde planta de la configuración de pozos en la zona fluvial, primer caso de perforación



Fuente: LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

4.3.1.2 Pozos en la zona marina. La zona marina al tener una petrofísica más homogénea de acuerdo a sus facies de arenas que disminuyen en el grosor de su grano. Ayuda a la implementación de pozos productores e inyectores, realizándose una configuración de tres (3) pozos productores y de cuatro (4) inyectores, todos estos horizontales de gran extensión para cubrir una mayor área de contacto, un pozo productor que es alimentado por dos pozos inyectores en la periferia con una dirección del centro del campo hacia el occidente y dos pozos productores intercalados con dos inyectores en dirección del centro del campo hacia el oriente del campo. Se muestra en la **Figura 34**.

Figura 34. Vista desde planta de la configuración de pozos en la zona marina, primer caso de perforación



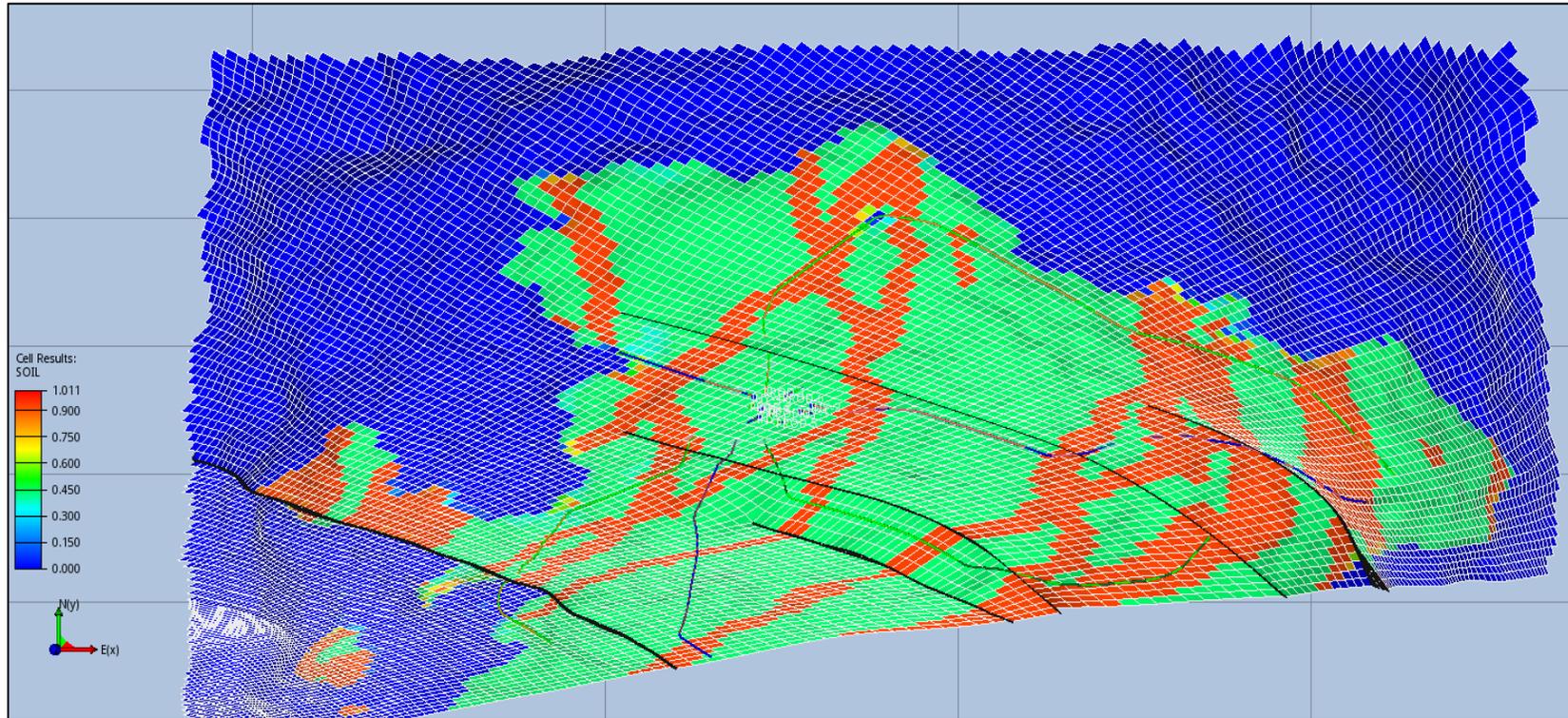
Fuente: LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

4.3.2 Segundo caso de perforación. Para el segundo caso, se generó una nueva configuración de pozos en los cuales se muestran, cinco (5) pozos productores y cinco (5) pozos inyectores, los cuales estarán distribuidos a lo largo de la zona fluvial y la zona marina. Siendo estos desarrollados desde una plataforma la cual estará ubicada en una distinta ubicación con respecto a la del caso 1. Los pozos en este caso serán de menor extensión.

4.3.2.1 Pozos en la zona fluvial. La zona fluvial al tener una petrofísica representada en canales de arena en planicies shale, se realizó una configuración de tres pozos productores con una plataforma ubicada en la parte norte del yacimiento, atravesando transversalmente los canales de arena, aclarando que cuando se pasa por los canales, se cañonea en esos sectores y en los demás permanecen cerrados. Dos de estos tres pozos productores se encuentran en la periferia occidental y otro en la oriental, en dirección norte a sur-occidente y el otro en trayectoria sur-oriental respectivamente, y el tercer pozo transitando por la parte central del yacimiento, en una dirección norte a sur. Los pozos inyectores se encuentra entre los productores, generando intercalaciones (pozo productor-pozo inyector), un inyector está en dirección norte a sur-occidente, el segundo en dirección norte a sur-occidente, y el ultimo pozo inyector en dirección norte. Se muestra en la **Figura 35**.

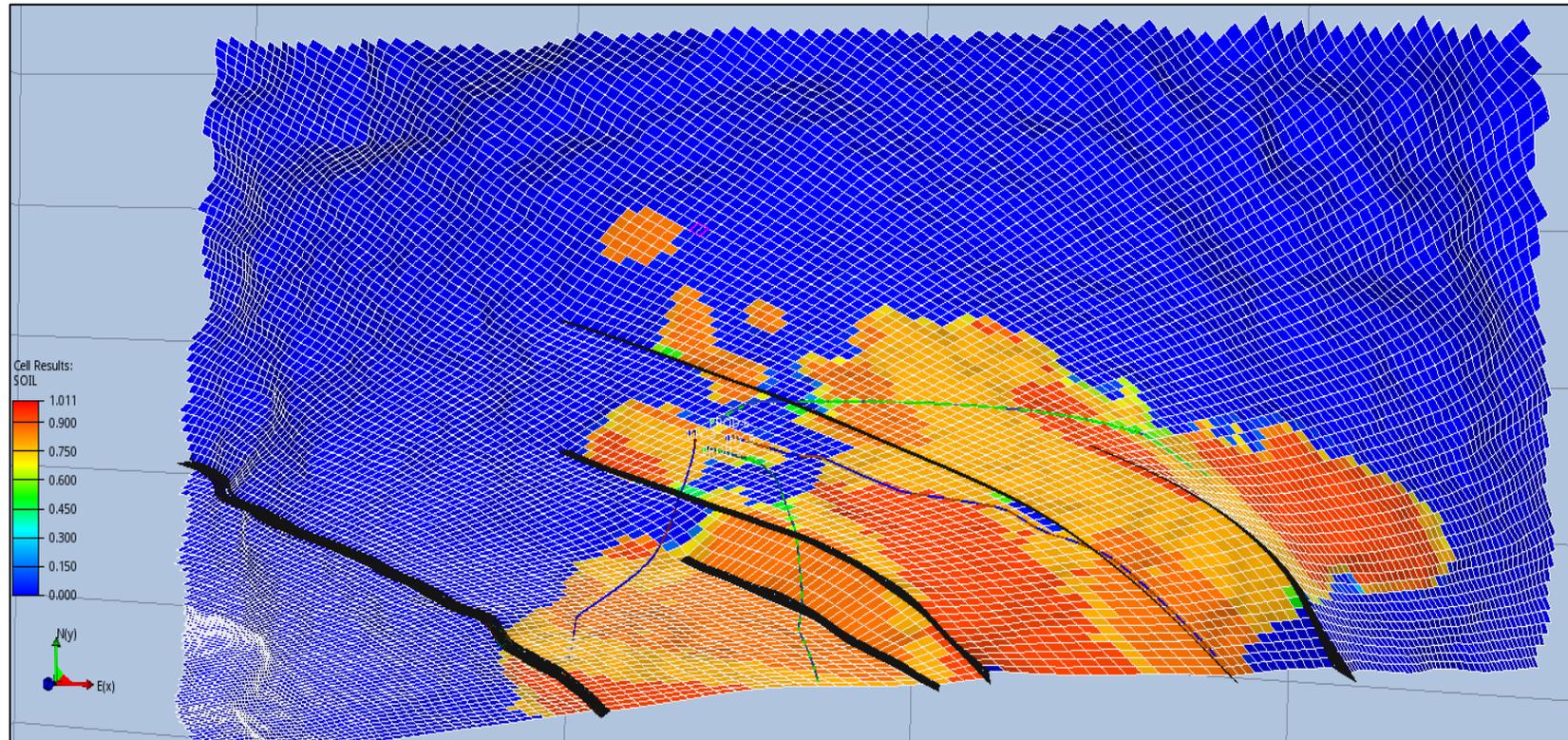
4.3.2.2 Pozos en la zona marina. La zona marina al tener una petrofísica más homogénea de acuerdo a sus facies de arenas que disminuyen en el grosor de su grano. Ayuda a la implementación de pozos productores e inyectores, realizándose una configuración de dos (2) pozos productores y de dos (2) inyectores, todos estos horizontales de menor extensión que el caso uno. Se intercalan los pozos empezando por un pozo inyector en la parte occidental y periférica la cual tiene trayectoria de norte a sur-occidental, seguido de un pozo productor en dirección norte a sur occidente, luego un inyector con dirección norte a sur oriental y finalizando con un productor cerca de la periferia oriental pero sin estar cerca del contacto agua petróleo, este último pozo tiene trayectoria de norte a sur-oriente. Se muestra en la **Figura 36**.

Figura 35. Vista desde planta de la configuración de pozos en la zona fluvial, segundo caso de perforación



Fuente: LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

Figura 36. Vista desde planta de la configuración de pozos en la zona marina, segundo caso de perforación.



Fuente: LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

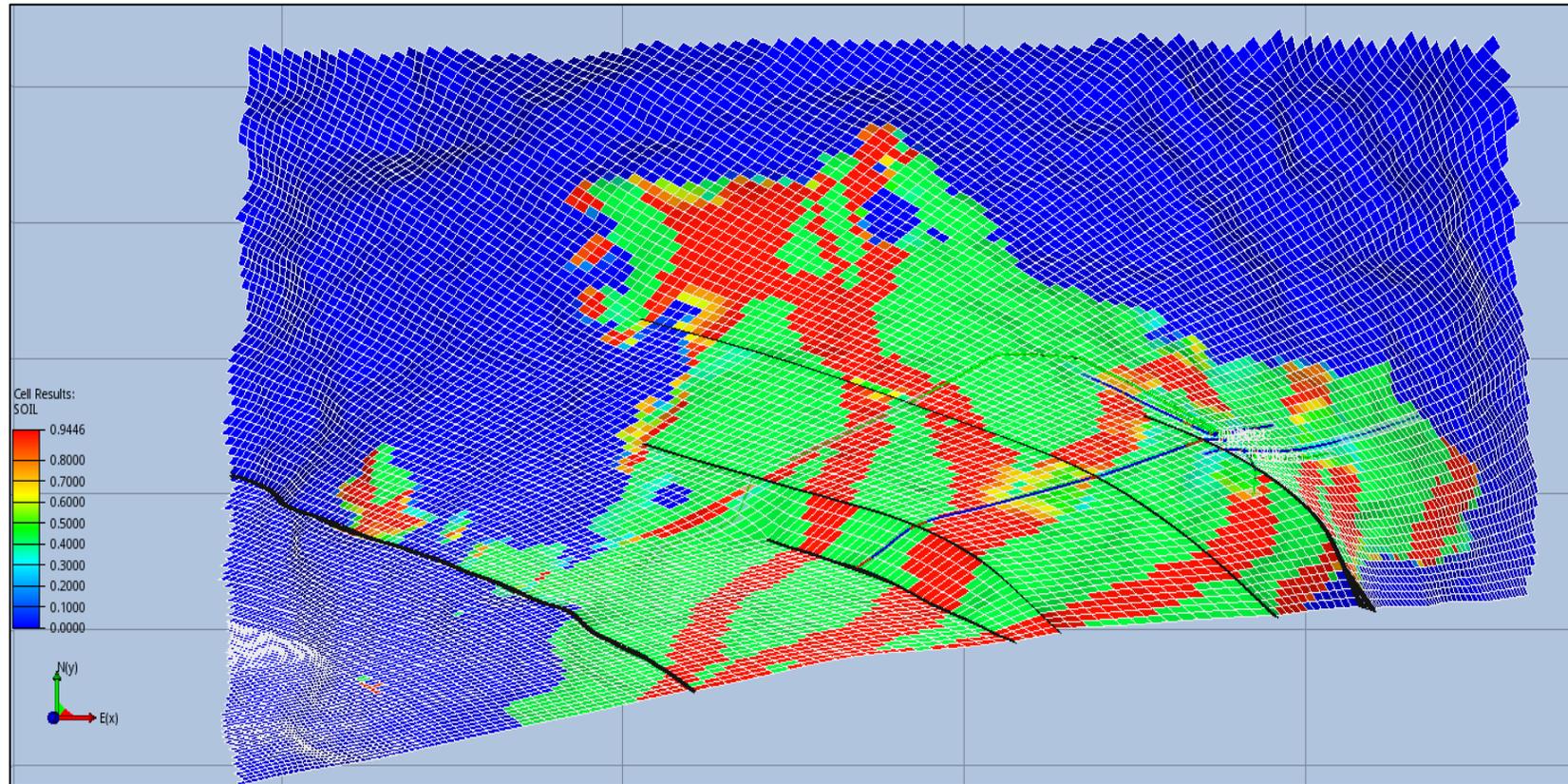
4.3.3 Tercer caso de perforación. Para este caso, se ubicó la plataforma en la parte oriental del campo, se creó una nueva configuración de pozos donde predominan pozos inyectores y productores verticales de alto ángulo. Se generaron 4 pozos productores y 5 inyectores que estarán a lo largo de todo el campo y en ambas zonas, ya que al no ser completamente horizontales, los pozos pueden tener contacto en los cuatro tipos de facies por medio de un pozo.

4.3.3.1 Pozos a lo largo del campo. Este caso se diferencia de los demás al ser el único en el cual se usen pozos con altamente inclinados, para ver el comportamiento que tienen en el yacimiento con respecto a los anteriores ya usados y que salen de una única plataforma.

Dos pozos inyectores con dirección de la ubicación de la plataforma hacia el oriente de la misma plataforma, Uno geo navegando por la zona fluvial pero siendo un pozo de alto ángulo, el segundo pasa por toda la zona marina igual siendo de alto ángulo igual que el primero. El barrido efectuado por los pozos nombrados, se ve repercutido en un pozo productor con dirección al oriente desde la plataforma, este pasa por todas las zonas del yacimiento en este sector. Se muestra en la **Figura 37.**

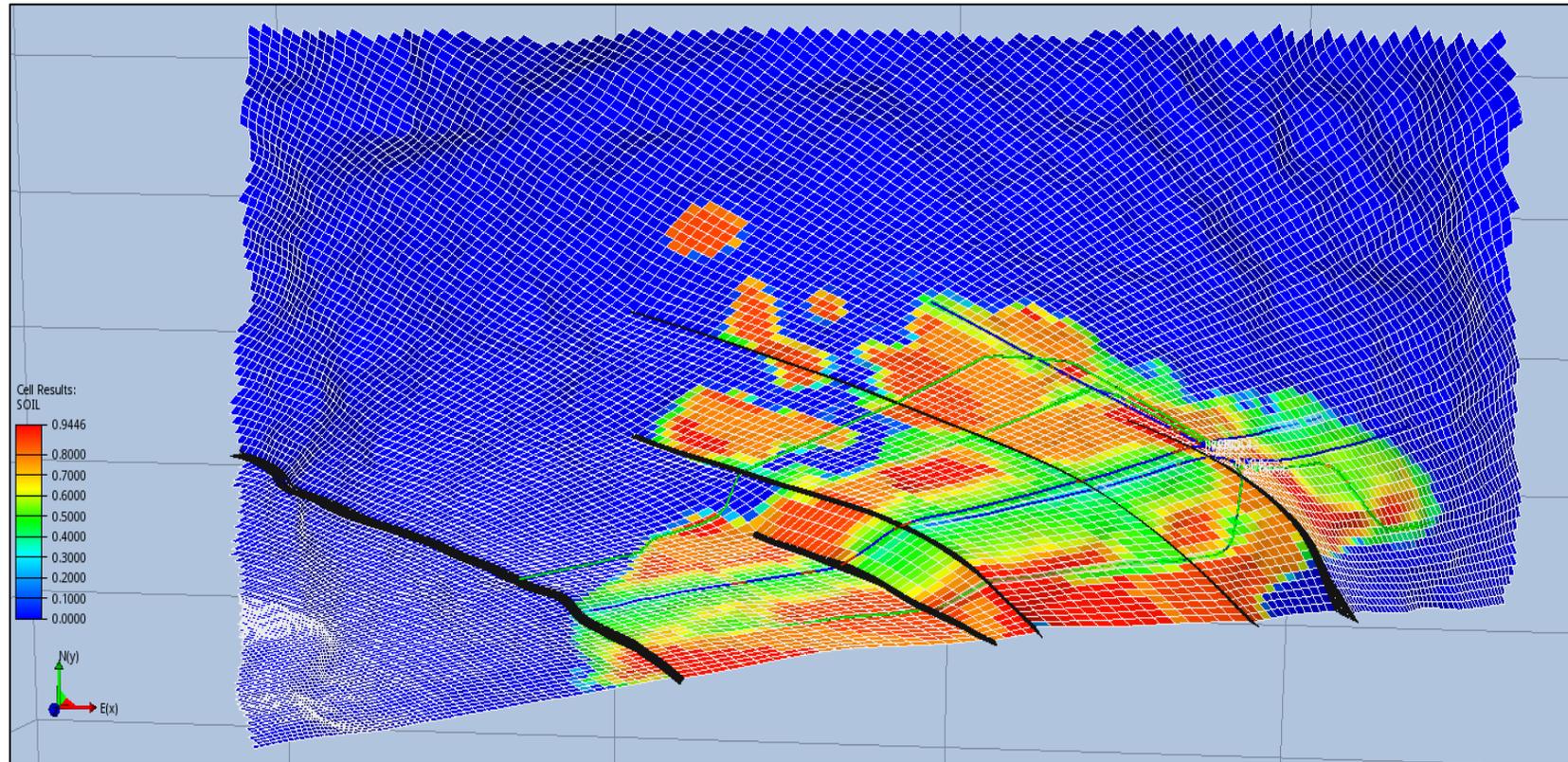
Para la parte occidental se desarrollaron dos pozos inyectores de considerable distancia, que abarcaran la zona marina y la zona fluvial de manera independiente, tienen dirección de oriente a occidente y van por toda la mitad del campo. El barrido efectuado por estos dos últimos pozos inyectores, generaran un barrido que se verá demostrado en tres pozos productores. Dos productores que estarán en la periferia de la zona marina y que serán influenciados por el inyector que pasa por esta zona, y un productor que estará en la parte norte de la zona fluvial y que será abastecido por el inyector que está en esa zona. Se muestra en la **Figura 38.**

Figura 37. Vista de planta desde la zona fluvial de la configuración de pozos de tercer caso de perforación



Fuente: LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

Figura 38. Vista de planta desde la zona marina de la configuración de pozos de tercer caso de perforación



Fuente: LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

A continuación se mostrara los parámetros básicos que contiene el survey para representar cada uno de los pozos correspondientes a la zona fluvial y marina en cada caso de perforación. En el **anexo C** se mostrara el survey completo de cada uno de los pozos pertenecientes a cada caso de plan perforación desarrollado y en las **Tablas 12, 13, 14, 15 y 16** se mostrara un esquema general del survey mostrando su dogleg y el azimut de los pozos.

Tabla 10. Survey general de los pozos de la caso de perforación 1

Pozo #	Coordenada inicial			Coordenada final			Metros perforados x	Metros Perforados y	Metros Perforados z	Metros perforados por pozo	Dog leg (°/30,48 mts)	Azimut
	X	Y	Z	X	Y	Z						
Prod-1	104	103	2	104	105	2	0	250	3	256		N 240 SO
Prod-1	104	106	3	104	106	3	0	50	3	309	10,466	
Iny-1	102	102	3	102	102	3	0	0	3	3		N 270 O
Iny-1	101	102	6	101	102	6	50	0	3	56	10,466	
Iny-3	105	102	1	105	102	1	0	0	3	3		N 240 SO
Iny-3	106	102	3	106	102	3	50	0	3	56	10,466	
Prod-2	104	101	6	104	101	6	0	0	3	18		N 77 NE
Prod-2	104	100	1 1	104	100	1 1	0	50	3	71	10,466	
Iny-4	103	100	1 2	103	100	1 2	0	50	3	77	10,466	N 51 NE
Iny-4	103	99	1 0	93	87	1 0	500	1250	3	1830		
Iny-2	105	101	7	105	101	7	0	0	3	21		
Iny-2	106	101	9	106	101	9	50	0	3	74	10,466	
Prod-3	102	101	6	102	101	6	0	0	3	18		N 20 NE
Prod-3	101	101	9	101	101	9	50	0	3	71	10,466	

Tabla 11. (Continuación)

Pozo #	Coordenada inicial			Coordenada final			Metros perforados x	Metros Perforados y	Metros Perforados z	Metros perforados por pozo	Dog leg (°/30,48 mts)	Azimut
	X	Y	Z	X	Y	Z						
Prod-4	103	100	3	103	100	3	0	0	3	9		N 40 NE
Prod-4	103	99	2	95	86	2	400	1350	3	1762	0,299	
Iny-5	100	102	1	100	102	1	0	0	3	3		N 290 NO
Iny-5	100	102	2	55	98	2	2250	400	3	2656	0,198	
Iny-7	105	103	1	105	103	1	0	0	3	3		N 270 O
Iny-7	105	104	3	105	106	3	0	250	3	256	2,096	
Prod-5	103	104	1	103	104	1	0	0	3	3		N 275 SO
Prod-5	103	104	2	73	112	2	1500	800	3	2306	0,228	
Iny-6	105	100	1	105	100	1	0	0	3	3		N 55 NE
Iny-6	106	100	2	106	100	2	50	0	3	56	10,466	
Prod-7	100	100	1	100	100	1	0	0	3	3		N 325 NO
Prod-7	100	100	2	43	82	2	2850	1800	3	4656	0,113	
Iny-8	101	99	1	100	98	1	50	50	3	103	5,238	N 320 NO
Iny-8	99	97	2	46	73	2	2700	2450	3	5256	0,102	

Tabla 12. Survey general de los pozos de la caso de perforación 2

Pozo #	Coordenada inicial			Coordenada final			Metros perforados x	Metros Perforados y	Metros perforados z	Metros perforados por pozo	Dog leg (°/30,4 8mts)	Azimut
	X	Y	Z	X	Y	Z						
Prod-1	68	90	1	68	90	1	0	0	3	3		N 105 SE
Prod-1	67	89	2	67	89	2	50	50	3	103	5,238	
Prod-2	69	92	2	69	92	2	0	0	3	6		N 215 SO
Prod-2	69	93	5	69	93	5	0	50	3	59	10,466	
Prod-3	71	92	1	71	92	1	0	0	3	3		N 100 SE
Prod-3	72	93	2	72	93	2	50	50	3	106	5,238	
Iny-5	73	91	1	73	91	1	0	0	3	3		N 140 SE
Iny-5	74	91	3	74	91	3	50	0	3	56	10,466	
Iny-3	70	92	5	70	92	5	0	0	3	15		N 210 SO
Iny-3	71	93	7	71	93	7	50	50	3	118	5,238	

Tabla 13. (Continuación)

Pozo #	Coordenada inicial			Coordenada final			Metros perforados x	Metros Perforados y	Metros perforados z	Metros perforados por pozo	Dog leg (°/30,4 8mts)	Azimut
	X	Y	Z	X	Y	Z						
Prod-6	70	90	2	70	90	2	0	0	3	6		N 85 NE
Prod-6	71	89	3	71	89	3	50	50	3	109	5,238	
Iny-1	71	93	1	71	93	1	0	0	3	3		N 185 SO
Iny-1	71	94	2	71	94	2	0	50	3	56	10,466	
Iny-2	73	90	1	73	90	1	0	0	3	3		N 110 SE
Iny-2	74	90	3	74	90	3	50	0	3	56	10,466	
Prod-5	73	93	1	73	93	1	0	0	3	3		N 160 SE
Prod-5	74	93	3	74	93	3	50	0	3	56	10,466	
Iny-4	68	91	1	68	91	1	0	0	3	3		N 295 NO
Iny-4	67	91	3	67	91	3	50	0	3	56	10,466	

Tabla 14. Survey general de los pozos de la caso de perforación 3

Pozo #	Coordenada inicial			Coordenada final			Metros perforados x	Metros perforados y	Metros perforados z	Metros perforados por pozo	Dog leg (°/30,48mts)	Azimuth
	X	Y	Z	X	Y	Z						
Prod-1	100	68	2	63	68	2	1850	0	3	1856		N 115 SE
Prod-1	100	63	3	100	62	3	1850	350	3	4059	0,238	
Iny-1	96	68	2	96	63	2	0	500	3	506		N 80 NE
Iny-1	96	61	3	96	60	3	0	200	3	709	2,619	
Iny-2	99	68	2	99	57	2	0	1100	3	1106	0,476	N 70 NE
Iny-2	99	57	3	99	57	3	0	0	3	1109		
Iny-3	97	71	1	97	71	1	0	0	3	3		N 245 SO
Iny-3	97	72	2	97	73	2	0	150	3	156	3,492	
Prod-2	95	69	2	87	69	2	450	0	3	456		N 250 SO
Prod-2	86	69	3	86	69	3	50	0	3	509	10,466	
Iny-4	99	71	1	99	71	1	0	0	3	3		N 215 SO
Iny-4	99	72	2	99	72	2	0	50	3	56	10,466	
Prod-3	100	71	1	100	71	1	0	0	3	3		N 230 SO

Tabla 16. (Continuación)

Pozo #	Coordenada inicial			Coordenada final			Metros perforados x	Metros perforados y	Metros perforados z	Metros perforados por pozo	Dog leg (°/30,48mts)	Azimuth
	X	Y	Z	X	Y	Z						
Prod-3	101	72	2	101	72	2	50	50	3	106	5,238	
Prod-4	96	70	1	96	70	1	0	0	3	3		N 260 SO
Prod-4	95	70	2	94	70	2	100	0	3	106	5,238	
Iny-5	96	71	1	96	71	1	0	0	3	3		N 320 NO
Iny-5	95	71	2	93	71	2	50	0	3	56	10,466	

5. EVALUACIÓN DE LOS TRES CASOS DE PERFORACIÓN

En este capítulo se describirán procesos técnicos y financieros para la evaluación de cada uno de los tres casos de perforación elaborados. Como para el Campo Olympus el modelo contempla once variaciones en propiedades como la permeabilidad, porosidad y el net to gross, se procede a analizar cada variación calificándola en percentiles, en cada uno de los casos de perforación elaborados. Para los casos de perforación desarrollados, se efectuara una optimización en sus tasas a lo largo del horizonte del proyecto. Se evaluarán financieramente los casos optimizados y no optimizados para mostrar las diferencias entre estos y de ahí se elegirán el mejor caso por medio de las ganancias resultantes.

5.1 EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE LOS CASOS DE PERFORACIÓN

Para la evaluación de los casos de perforación se elaboró un estudio técnico en el cual represente las fórmulas para los cálculos de distancias de acuerdo a que si son pozos verticales o horizontales, los días que se tardaron en perforar esos pozos representativo y ya como aspecto final, el costo de cada uno de ellos. A continuación se muestran las fórmulas que representan las distancias recorridas por los pozos siendo para verticales y para horizontales (ver **Ecuación 13 y 14**), el cálculo de tiempo en días (ver **Ecuación 15**) y los costos representativos para perforación y completamiento de acuerdo a las distancias recorridas (ver **Ecuación 16**), aclarando que las distancias se medirán al tener las dimensiones de las celdas que atraviese cada pozo y cada celda tiene 3 metros en z, y 50 metros en dirección X y Y.

Ecuación 13. Cálculo de la distancia vertical de los pozos

$$\Delta Z = Z_{e,i}$$

Fuente: LEEUWENBURGH. O., and FONSECA, R.M., (TNO), Issap field development optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

Donde:

ΔZ : variación de la distancia en z

$Z_{e,i}$: la coordenada de las celdas que tendrán pozos verticales

Ecuación 14. Cálculo de la distancia horizontal de los pozos

$$|\Delta XY| = \sqrt{\Delta X^2 + \Delta Y^2}$$

Fuente: LEEUWENBURGH. O., and FONSECA, R.M., (TNO), Issap field development optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

Donde:

Δxy : la distancia horizontal recorrida por los pozos

Δx : distancia recorrida en la dirección X

Δy : distancia recorrida en la dirección Y

Las distancias se calculan por medio de las longitudes de las celdas atravesadas.

Ecuación 15. Calculo en días de la perforación de acuerdo a distancias perforadas

$$\Delta t_D = 0.015 \cdot \Delta Z + 0.02 \cdot |\Delta XY|$$

Fuente: LEEUWENBURGH. O., and FONSECA, R.M., (TNO), Issap field development optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

Donde:

Δxy : la distancia horizontal recorrida por los pozos

Δz : la distancia vertical recorrida por los pozos

Ecuación 16. Cálculo de costos de perforación y completamiento de los pozos, de acuerdo a distancias

$$5000 \cdot \Delta Z + 10000 \cdot |\Delta XY|$$

Fuente: LEEUWENBURGH. O., and FONSECA, R.M., (TNO), Issap field development optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

Donde:

5000: es la constante en dólares de lo que vale perforar y completar una distancia en dirección Z

10000: es la constante en dólares de lo que vale perforar y completar una distancia en la dirección X o Y

5.1.1 Evaluación caso de perforación 1. Para el siguiente caso, se evaluara una configuración de 5 pozos productores horizontales y 8 pozos inyectores horizontales. La perforación de cada uno de los pozos es continua, a medida que un pozo se termina de perforar, inmediatamente se comienza a perforar el siguiente pozo, no se permiten en estos pozos el uso de la técnica sidetrack y el cambio de inyector a productor o viceversa después de ya haber sido perforados los pozos. En la **Tabla 17** se muestra su evaluación.

La realización de todos los pozos en el caso de perforación 1, tuvo un costo de **\$294'452.027** millones de dólares y la perforación de todos los pozos duro alrededor de dos años desde el inicio del primer pozo.

5.1.2 Evaluación caso de perforación 2. Para el siguiente caso, se evaluara una configuración de 5 pozos productores horizontales y 5 pozos inyectores horizontales, de menor distancia que los del caso de perforación 1 y en diferentes ubicaciones. La perforación de cada uno de los pozos es continua, a medida que un pozo se termina de perforar, inmediatamente se comienza a perforar el siguiente pozo, no se permiten en estos pozos el uso de la técnica sidetrack y el cambio de inyector a productor o viceversa después de ya haber sido perforados los pozos. En la **Tabla 18** se muestra su evaluación.

La realización de todos los pozos en el caso de perforación 1, tuvo un costo de **\$152.631.783** millones de dólares y la perforación de todos los pozos duro alrededor de 11 meses desde el inicio del primer pozo.

Tabla 15. Costos de perforación y completamiento, caso de perforación 1

Nombre de los pozos y número de celdas recorridas.			X cada 50 mts	Y cada 50 metros	Z cada 3 metros	Δz (mts)	ΔXY (mts)	Δtd (días)	Fecha inicio perforación	Fecha inicio de producción	Precio de perforación y completamiento por pozo (USD)
Prod-1											
X	Y	Z									
22	0	4	1100	0	12	12	1100,0	22	1-ene-16	23-ene-16	\$ 11.060.000
Prod-2											
X	Y	Z									
62	0	6	3100	0	18	18	3100,0	62	23-ene-16	25-mar-16	\$ 31.090.000
Prod-3											
X	Y	Z									
35	5	7	1750	250	21	21	1767,8	36	25-mar-16	30-abr-16	\$ 17.782.670
Prod-4						0	0,0				
X	Y	Z									
47	0	3	2350	0	9	9	2350,0	47	30-abr-16	16-jun-16	\$ 23.545.000
Prod-5											
X	Y	Z									
8	24	2	400	1200	6	6	1264,9	25	16-jun-16	11-jul-16	\$ 12.679.111
Prod-7											
X	Y	Z									
0	57	1	0	2850	3	3	2850,0	57	11-jul-16	6-sep-16	\$ 28.515.000
Iny-1											
X	Y	Z									
11	22	3	550	1100	9	9	1229,8	25	6-sep-16	1-oct-16	\$ 12.343.374

Tabla 17. (Continuación)

Nombre de los pozos y número de celdas recorridas.			X cada 50 mts	Y cada 50 mts	Z cada 3 mts	Δz (mts)	ΔXY (mts)	Δtd (días)	Fecha inicio perfo.	Fecha inicio de producc.	Precio de perforación y completamiento por pozo (USD)	
Iny-2												
X	Y	Z										
54	9	9	2700	450	27	27	2737,2	55	1-oct-16	25-nov-16	\$ 27.507.431	
Iny-3												
X	Y	Z										
26	8	7	1300	400	21	21	1360,1	28	25-nov-16	23-dic-16	\$ 13.706.471	\$ 178.229.056 Precio perforación año 1
Iny-4												
X	Y	Z										
45	0	10	2250	0	30	30	2250,0	45	23-dic-16	6-feb-17	\$ 22.650.000	
Iny-5						0	0,0					
X	Y	Z										
0	45	2	0	2250	6	6	2250,0	45	6-feb-17	23-mar-17	\$ 22.530.000	
Iny-6												
X	Y	Z										
49	6	3	2450	300	9	9	2468,3	50	23-mar-17	12-may-17	\$ 24.727.990	
Iny-7												
X	Y	Z										
18	27	3	900	1350	9	9	1622,5	33	12-may-17	14-jun-17	\$ 16.269.981	
Iny-8												

Tabla 17. (Continuación)

Nombre de los pozos y número de celdas recorridas.				X cada 50 mts	Y cada 50 mts	Z cada 3 mts	Δz (mts)	ΔXY (mts)	Δtd (días)	Fecha inicio perfo.	Fecha inicio de producc.	
X	Y	Z		X								
0	60	3	0	3000	9	9	3000,0	60	14-jun-17	13-ago-17	\$ 30.045.000	\$ 116.222.971
										Valor total	\$ 294.452.027	

Tabla 16. Costos de perforación y completamiento, caso de perforación 2

Nombre de los pozos y número de celdas recorridas.			X cada 50 metros	Y cada 50 metros	Z cada 3 metros	Δz (mts)	Δxy (mts)	Δtd (días)	Fecha inicio perforación	Fecha inicio de producción	Precio de perforación y completamiento por pozo (usd)
Prod-1											
19	40	3	950	2000	9	9	2214,2	44	1-ene-16	14-feb-16	\$ 22.186.590
Prod-2											
X	Y	Z									
27	12	4	1350	600	12	12	1477,3	30	14-feb-16	15-mar-16	\$ 14.833.287
Prod-3											
X	Y	Z									
30	5	6	1500	250	18	18	1520,7	31	15-mar-16	15-abr-16	\$ 15.296.906
Prod-5											
X	Y	Z									
0	18	4	0	900	12	12	900,0	18	15-abr-16	3-may-16	\$ 9.060.000
Prod-6											
X	Y	Z									
42	0	3	2100	0	9	9	2100,0	42	3-may-16	14-jun-16	\$ 21.045.000
Iny-1											
X	Y	Z									
0	31	3	0	1550	9	9	1550,0	31	14-jun-16	15-jul-16	\$ 15.545.000
Iny-2											
X	Y	Z									
0	33	3	0	1650	9	9	1650,0	33	15-jul-16	17-ago-16	\$ 16.545.000
Iny-3											
X	Y	Z									
35	0	4	1750	0	12	12	1750,0	35	17-ago-16	21-sep-16	\$ 17.560.000
Iny-4											
X	Y	Z									
0	14	2	0	700	6	6	700,0	14	21-sep-16	5-oct-16	\$ 7.030.000
Iny-5											
X	Y	Z									
27	0	2	1350	0	6	6	1350,0	27	5-oct-16	1-nov-16	\$ 13.530.000

Tabla 18. (Continuación)

Nombre de los pozos y número de celdas recorridas.	X cada 50 metros	Y cada 50 metros	Z cada 3 metros	Δz (mts)	Δxy (mts)	Δtd (días)	Fecha inicio perforación	Fecha inicio de producción	Precio de perforación y completamiento por pozo (usd)
									\$ 152.631.783
									Precio total de perforación y completamiento

Tabla 17 Costos de perforación y completamiento, caso de perforación 3

Nombre de los pozos y número de celdas recorridas.	X cada 50 mts	Y cada 50 metros	Z cada 3 metros	Δz (mts)	ΔXY (mts)	Δtd (días)	Fecha inicio perforación	Fecha inicio de producción	Precio de perforación y completamiento por pozo (USD)
Prod-1									
35	0 2	1750	0 6	6	1750,0	35	1-ene-16	5-feb-16	\$ 17.530.000
Prod-2									
X	Y Z								
75	0 2	3750	0 6	6	3750,0	75	5-feb-16	20-abr-16	\$ 37.530.000
Prod-3									
X	Y Z								
51	0 2	2550	0 6	6	2550,0	51	20-abr-16	10-jun-16	\$ 25.530.000
Prod-4									
X	Y Z								
37	0 1	1850	0 3	3	1850,0	37	10-jun-16	17-jul-16	\$ 18.515.000
Iny-1									
X	Y Z								
21	0 2	1050	0 6	6	1050,0	21	17-jul-16	7-ago-16	\$ 10.530.000
Iny-2									
X	Y Z								
35	0 2	1750	0 6	6	1750,0	35	7-ago-16	11-sep-16	\$ 17.530.000
Iny-3									
X	Y Z								
51	0 1	2550	0 3	3	2550,0	51	11-sep-16	1-nov-16	\$ 25.515.000
Iny-4									
X	Y Z								
31	0 2	1550	0 6	6	1550,0	31	1-nov-16	2-dic-16	\$ 15.530.000

Tabla 19. (Continuación)

Nombre de los pozos y número de celdas recorridas.			X cada 50 mts	Y cada 50 metros	Z cada 3 metros	Δz (mts)	ΔXY (mts)	Δtd (días)	Fecha inicio perforación	Fecha inicio de producción	Precio de perforación y completamiento por pozo (USD)
Iny-5											
X	Y	Z									
26	0	1	1300	0	3	3	1300,0	26	2-dic-16	28-dic-16	\$ 13.015.000
											\$ 181.225.000
											Precio total de perforación y completamiento

5.1.3 Evaluación caso de perforación 3. Para el siguiente caso, se evaluara una configuración de 4 pozos productores horizontales y 5 pozos inyectores horizontales, de menor distancia que los del caso de perforación 1 y en diferentes ubicaciones. La perforación de cada uno de los pozos es continua, a medida que un pozo se termina de perforar, inmediatamente se comienza a perforar el siguiente pozo, no se permiten en estos pozos el uso de la técnica sidetrack y el cambio de inyector a productor o viceversa después de ya haber sido perforados los pozos. En la **Tabla 19** se muestra su evaluación.

La realización de todos los pozos en el caso de perforación 3, tuvo un costo de \$ **181.225.000** millones de dólares y la perforación de todos los pozos duro alrededor de 12 meses desde el inicio del primer pozo.

5.2 EVALUACIÓN DE PRODUCCIONES DE LOS CASOS DE PERFORACIÓN

Para la evaluación de las producciones de los casos de perforación. Se seleccionaron parámetros como la producción total de petróleo, producción total de agua y total de agua inyectada a lo largo de los 20 años en las 11 variaciones del modelo. Se realizaron simulaciones sin variaciones de tasas de inyección y después modificando sus tasas de inyección de agua aclarando que se realizó primero una producción primaria y al depletarse la presión del yacimiento, se procedió a inyectar agua. Para analizar sus resultados y finalizando con su resultado financiero.

5.2.1 Resultados de los tres casos de perforación sin optimizar. A continuación se describirán los resultados de las producciones de petróleo, agua, inyección de agua y su resultado financiero por medio del valor presente neto a los 20 años en cada una de las 11 variaciones. En los casos sin optimizar, lo que se busco fue poder recuperar la mayor cantidad de petróleo posible en las 11 variaciones sin escatimar la gran cantidad de agua producida y la inyección de agua, para determinar un comportamiento estadístico de cada variación.

5.2.1.1 Caso de perforación 1 sin optimizar. A continuación se mostraran las producciones totales de petróleo, de agua producida y de inyección de agua con su resultado financiero, ya con los cálculos de las perforaciones incluidas y la de la plataforma en la **Tabla 20**. Se mostraran percentiles p10, p50 y p90, a la vez se incluirán valores mínimos y máximos, que demuestran las ganancias posibles en las variaciones del modelo, usando el mismo plan de desarrollo y que servirá para definir si puede alguno de estos casos ser el mejor y el de implementación para el campo Olympus.

Tabla 18. Resultados sin optimizar del caso de perforación 1

	SIMULACIONES SIN OPTIMIZAR						
	FOPT (m³)	FOPT (Bbl)	FWPT (m³)	FWPT (Bbl)	FWIT (m³)	FWIT (Bbl)	VPN Usd
Olympus_1	12.955.900	81.492.611	57.538.400	361.916.536	71.536.400	449.963.956	\$ 254.485.238
Olympus_5	14.887.300	93.641.117	56.940.200	358.153.858	73.000.400	459.172.516	\$ 640.320.181
Olympus_10	13.832.700	87.007.683	56.887.900	357.824.891	71.902.000	452.263.580	\$ 444.639.803
Olympus_15	15.178.400	95.472.136	51.686.600	325.108.714	68.124.400	428.502.476	\$ 748.773.108
Olympus_20	16.650.800	104.733.532	62.709.000	394.439.610	80.695.900	507.577.211	\$ 611.526.465
Olympus_25	14.624.300	91.986.847	58.805.900	369.889.111	74.599.100	469.228.339	\$ 459.900.021
Olympus_30	16.779.400	105.542.426	47.499.900	298.774.371	65.556.800	412.352.272	\$ 702.864.745
Olympus_35	14.720.500	92.591.945	61.194.600	384.914.034	77.138.000	485.198.020	\$ 500.947.802
Olympus_40	10.432.700	65.621.683	41.253.800	259.486.402	52.612.300	330.931.367	\$ 199.227.105
Olympus_45	15.042.900	94.619.841	63.187.500	397.449.375	79.432.400	499.629.796	\$ 266.500.915
Olympus_50	13.293.800	83.618.002	51.632.400	324.767.796	66.079.400	415.639.426	\$ 117.558.718

min	p10	p50	p90	Max
\$	\$	\$	\$	\$
117.558.718	199.227.105	459.900.021	702.864.745	748.773.108
Olympus 50	Olympus 40	Olympus 25	Olympus 30	Olympus 15
Promedios (M³)		Promedios (Bbl)		
Ganancias	\$ 449.704.009	Ganancias	\$ 449.704.009	USD
FOPT	14.399.882	FOPT	90.575.257	
FWPT	55.394.200	FWPT	348.429.518	
FWIT	70.970.645	FWIT	446.405.360	

5.2.1.2 Caso de perforación 2 sin optimizar. A continuación se mostraran las producciones totales de petróleo, de agua producida y de inyección de agua con su resultado financiero, ya con los cálculos de las perforaciones incluidas y la de la plataforma en la **Tabla 21**. Se mostraran percentiles p10, p50 y p90, a la vez se incluirán valores mínimos y máximos, que demuestran las ganancias posibles en las variaciones del modelo, usando el mismo plan de desarrollo y que servirá para definir si puede alguno de estos casos ser el mejor y el de implementación para el campo Olympus.

Tabla 19. Resultados sin optimizar del caso de perforación 2

	SIMULACIONES SIN OPTIMIZAR PLATAFORMA 2						
	FOPT (m³)	FOPT (Bbl)	FWPT (m³)	FWPT (Bbl)	FWIT (m³)	FWIT (Bbl)	VPN Usd
Olympus_1	12.645.300	79.538.937	45.271.400	284.757.106	58.427.400	367.508.346	\$ 500.518.406,40
Olympus_5	15.244.600	95.888.534	41.805.900	262.959.111	57.872.200	364.016.138	\$ 998.675.466,00
Olympus_10	15.240.800	95.864.632	34.481.800	216.890.522	50.611.600	318.346.964	\$ 1.146.936.957,00
Olympus_15	13.774.000	86.638.460	44.028.700	276.940.523	58.436.500	367.565.585	\$ 697.860.885,60
Olympus_20	16.592.000	104.363.680	40.928.500	257.440.265	58.407.200	367.381.288	\$ 1.231.222.879,20
Olympus_25	15.588.900	98.054.181	43.156.400	271.453.756	58.412.000	367.411.480	\$ 774.271.517,20
Olympus_30	13.931.300	87.627.877	40.736.900	256.235.101	55.265.500	347.619.995	\$ 742.524.918,90
Olympus_35	15.849.200	99.691.468	41.827.600	263.095.604	58.433.400	367.546.086	\$ 973.326.308,40
Olympus_40	11.335.500	71.300.295	40.119.500	252.351.655	51.925.500	326.611.395	\$ 358.534.344,30
Olympus_45	13.714.600	86.264.834	43.689.600	274.807.584	58.041.100	365.078.519	\$ 543.552.439,30
Olympus_50	11.312.900	71.158.141	46.497.800	292.471.162	58.219.900	366.203.171	\$ 128.523.933,20

Tabla 21. (Continuación)

Min	P10	P50	P90	Max
\$ 128.523.933,20	\$ 358.534.344	\$ 742.524.919	\$ 1.146.936.957	\$ 1.231.222.879,20
Olympus 50	Olympus 40	Olympus 30	Olympus 10	Olympus 20
Promedios (M³)		Promedios (Bbl)		
Ganancias	\$ 735.995.277,80	Ganancias	\$ 735.995.277,80	USD
FOPT	14.111.736	FOPT	88.762.822	
FWPT	42.049.464	FWPT	264.491.126	
FWIT	56.732.027	FWIT	356.844.452	

5.2.1.3 Caso de perforación 3 sin optimizar. A continuación se mostrarán las producciones totales de petróleo, de agua producida y de inyección de agua con su resultado financiero, ya con los cálculos de las perforaciones incluidas y la de la plataforma en la **Tabla 22**. Se mostrarán percentiles p10, p50 y p90, a la vez se incluirán valores mínimos y máximos, que demuestran las ganancias posibles en las variaciones del modelo, usando el mismo plan de desarrollo y que servirá para definir si puede alguno de estos casos ser el mejor y el de implementación para el campo Olympus.

Tabla 20. Resultados sin optimizar del caso de perforación 3

SIMULACIONES NO OPTIMIZADAS PLATAFORMA 3							
	FOPT (m³)	FOPT (Bbl)	FWPT (m³)	FWPT (Bbl)	FWIT (m³)	FWIT (Bbl)	VPN Usd
Olympus_1	8.470.840	53.281.584	49.779.400	313.112.426	58.440.000	367.587.600	-\$ 400.629.258
Olympus_5	9.571.300	60.203.477	48.611.600	305.766.964	58.440.000	367.587.600	-\$ 293.498.301
Olympus_10	8.845.400	55.637.566	49.413.500	310.810.915	58.440.000	367.587.600	-\$ 457.728.504
Olympus_15	10.501.200	66.052.548	35.856.300	225.536.127	46.757.600	294.105.304	\$ 175.831.450
Olympus_20	12.895.600	81.113.324	44.987.200	282.969.488	58.423.000	367.480.670	\$ 394.610.193
Olympus_25	11.501.300	72.343.177	22.355.600	140.616.724	34.182.400	215.007.296	\$ 680.738.559
Olympus_30	11.954.800	75.195.692	45.951.900	289.037.451	58.422.700	367.478.783	\$ 24.580.923
Olympus_35	10.418.600	65.532.994	47.701.500	300.042.435	58.440.000	367.587.600	-\$ 128.975.233
Olympus_40	7.804.520	49.090.431	50.511.800	317.719.222	58.440.000	367.587.600	-\$ 668.595.573
Olympus_45	12.056.300	75.834.127	45.885.000	288.616.650	58.438.000	367.575.020	\$ 191.313.485
Olympus_50	10.234.400	64.374.376	47.799.400	300.658.226	58.440.000	367.587.600	-\$ 213.282.664

Min	P10	P50	P90	Max
-\$ 668.595.573	-\$ 457.728.504	\$ 128.975.233	\$ 394.610.193	\$ 680.738.559
Olympus 40	Olympus 10	Olympus 35	Olympus 20	Olympus 25
Promedios (M³)		Promedios (Bbl)		
Ganancias	-\$ 63.239.539	Ganancias	-\$ 63.239.539	USD
FOPT	10.386.751	FOPT	65.332.663	
FWPT	44.441.200	FWPT	279.535.148	
FWIT	55.169.427	FWIT	347.015.698	

5.2.2 Resultados de los tres casos de perforación optimizados. A continuación se describirán los resultados de las producciones de petróleo, agua, inyección de agua y su resultado financiero por medio del valor presente neto a los 20 años en cada una de las 11 variaciones. En los casos optimizados, de acuerdo a los resultados obtenidos sin optimizar, se realizaron modificaciones en las tasas de inyección a lo largo de los 20 años, para reducir la cantidad de agua inyectada y de agua producida, sin intentar bajar las producciones de petróleo. Esto se verá influenciado en las ganancias obtenidas en cada uno de los casos de perforación.

5.2.2.1 Caso de perforación 1 optimizado. A continuación se mostraran las producciones totales de petróleo, de agua producida y de inyección de agua con su resultado financiero. Se mostraran los resultados obtenidos de acuerdo a las variaciones de tasas de inyección de agua realizadas, para reducir costos en producción e inyección de agua. En el resultado financiero obtenido ya están incluidos los costos de perforaciones y la de la plataforma en la **Tabla 23**. Se mostraran percentiles p10, p50 y p90, a la vez se incluirán valores mínimos y máximos, que demuestran las ganancias posibles en las variaciones del modelo, usando el mismo plan de desarrollo y que servirá para definir si puede alguno de estos casos ser el mejor y el de implementación para el campo Olympus.

Tabla 21. Resultados del caso de perforación 1 optimizado

	SIMULACIONES OPTIMIZADAS PLATAFORMA 1						
	FOPT (m³)	FOPT (Bbl)	FWPT (m³)	FWPT (Bbl)	FWIT (m³)	FWIT (Bbl)	VPN Usd
Olympus_1	11.107.700	69.867.433	22.760.000	143.160.400	34.182.400	215.007.296	\$ 596.512.582
Olympus_5	12.436.200	78.223.698	21.298.800	133.969.452	34.114.700	214.581.463	\$ 930.496.497
Olympus_10	11.538.800	72.579.052	22.206.400	139.678.256	34.093.100	214.445.599	\$ 701.663.990
Olympus_15	12.855.100	80.858.579	20.588.100	129.499.149	33.897.200	213.213.388	\$ 996.499.630
Olympus_20	12.067.100	75.902.059	21.745.200	136.777.308	34.182.400	215.007.296	\$ 780.236.662
Olympus_25	11.501.300	72.343.177	22.355.600	140.616.724	34.182.400	215.007.296	\$ 680.738.559
Olympus_30	12.963.400	81.539.786	17.183.700	108.085.473	30.583.300	192.368.957	\$ 1.095.508.934
Olympus_35	11.945.600	75.137.824	21.890.200	137.689.358	34.182.400	215.007.296	\$ 786.577.264
Olympus_40	9.890.950	62.214.076	22.723.400	142.930.186	32.967.900	207.368.091	\$ 423.490.745
Olympus_45	11.727.300	73.764.717	22.139.400	139.256.826	34.182.400	215.007.296	\$ 710.651.532
Olympus_50	11.165.500	70.230.995	22.404.600	140.924.934	33.876.800	213.085.072	\$ 722.637.961

Min	P10	P50	P90	Max
\$ 423.490.745	\$ 596.512.582	\$ 722.637.961	\$ 996.499.630	\$ 1.095.508.934
Olympus 40	Olympus1	Olympus 50	Olympus15	Olympus30
Promedios (M³)		Promedios (M³)		
Ganancias	\$ 765.910.396	Ganancias	\$ 765.910.396	USD
FOPT	11.745.359	FOPT	73.878.309	
FWPT	21.572.309	FWPT	135.689.824	
FWIT	33.676.818	FWIT	211.827.186	

5.2.2.2 Caso de perforación 2 optimizado. A continuación se mostraran las producciones totales de petróleo, de agua producida y de inyección de agua con su resultado financiero. Se mostraran los resultados obtenidos de acuerdo a las variaciones de tasas de inyección de agua realizadas, para reducir costos en producción e inyección de agua. En el resultado financiero obtenido ya están incluidos los costos de perforaciones y la de la plataforma en la **Tabla 24**. Se mostraran percentiles p10, p50 y p90, a la vez se incluirán valores mínimos y máximos, que demuestran las ganancias posibles en las variaciones del modelo, usando el mismo plan de desarrollo y que servirá para definir si puede alguno de estos casos ser el mejor y el de implementación para el campo Olympus.

Tabla 22. Resultados del caso de perforación 2 optimizado

	SIMULACIONES OPTIMIZADAS						
	FOPT (m³)	FOPT (Bbl)	FWPT (m³)	FWPT (Bbl)	FWIT (m³)	FWIT (Bbl)	VPN Usd
Olympus_1	11.712.600	73.672.254	19.377.200	121.882.588	31.454.500	197.848.805	\$ 838.550.743
Olympus_5	12.550.300	78.941.387	18.756.500	117.978.385	31.782.000	199.908.780	\$ 1.009.327.384
Olympus_10	13.027.500	81.942.975	15.213.700	95.694.173	28.748.600	180.828.694	\$ 1.132.520.996
Olympus_15	11.867.800	74.648.462	19.879.400	125.041.426	32.139.200	202.155.568	\$ 876.284.795
Olympus_20	14.032.100	88.261.909	17.562.900	110.470.641	32.118.700	202.026.623	\$ 1.306.344.929
Olympus_25	12.113.200	76.192.028	19.654.600	123.627.434	32.137.600	202.145.504	\$ 894.107.951
Olympus_30	11.208.500	70.501.465	18.591.600	116.941.164	30.093.500	189.288.115	\$ 772.536.583
Olympus_35	13.780.100	86.676.829	17.815.100	112.056.979	32.089.100	201.840.439	\$ 1.210.336.536
Olympus_40	9.889.520	62.205.081	19.057.400	119.871.046	29.204.200	183.694.418	\$ 543.662.294
Olympus_45	12.280.100	77.241.829	17.936.100	112.818.069	30.604.100	192.499.789	\$ 921.039.309
Olympus_50	10.014.200	62.989.318	21.165.500	133.130.995	31.392.700	197.460.083	\$ 496.734.187

Tabla 24. (Continuación)

Min	P10	P50	P90	Max
\$ 496.734.187	\$ 543.662.294	\$ 894.107.951	\$ 1.210.336.536	\$ 1.306.344.929
Olympus 50	Olympus 40	Olympus 25	Olympus 35	Olympus 20
Promedios (M³)		Promedios (M³)		
Ganancias	\$ 909.222.337	Ganancias	\$ 909.222.337	USD
FOPT	12.043.265	FOPT	75.752.140	
FWPT	18.637.273	FWPT	117.228.445	
FWIT	31.069.473	FWIT	195.426.983	

5.2.2.3 Caso de perforación 3 optimizado. A continuación se mostraran las producciones totales de petróleo, de agua producida y de inyección de agua con su resultado financiero. Se mostraran los resultados obtenidos de acuerdo a las variaciones de tasas de inyección de agua realizadas, para reducir costos en producción e inyección de agua. En el resultado financiero obtenido ya están incluidos los costos de perforaciones y la de la plataforma en la **Tabla 26**. Se mostraran percentiles p10, p50 y p90, a la vez se incluirán valores mínimos y máximos, que demuestran las ganancias posibles en las variaciones del modelo, usando el mismo plan de desarrollo y que servirá para definir si puede alguno de estos casos ser el mejor y el de implementación para el campo Olympus.

Tabla 23. Resultados del caso de perforación 3 optimizado

	SIMULACIONES OPTIMIZADAS						
	FOPT (m³)	FOPT (Bbl)	FWPT (m³)	FWPT (Bbl)	FWIT (m³)	FWIT (Bbl)	VPN Usd
Olympus_1	8.453.220	53.170.754	32.044.200	201.558.018	31.004.600	195.018.934	-\$ 76.706.862
Olympus_5	8.813.910	55.439.494	23.194.200	145.891.518	32.139.200	202.155.568	\$ 216.403.834
Olympus_10	8.069.470	50.756.966	23.775.500	149.547.895	32.139.200	202.155.568	\$ 69.540.239
Olympus_15	8.894.900	55.948.921	16.664.400	104.819.076	25.726.700	161.820.943	\$ 400.086.472
Olympus_20	11.402.800	71.723.612	20.237.800	127.295.762	32.026.400	201.446.056	\$ 707.425.814
Olympus_25	9.831.420	61.839.632	22.079.800	138.881.942	32.139.200	202.155.568	\$ 398.321.441
Olympus_30	10.366.000	65.202.140	21.513.300	135.318.657	32.139.200	202.155.568	\$ 474.635.768
Olympus_35	9.720.950	61.144.776	22.190.100	139.575.729	32.139.200	202.155.568	\$ 313.050.952
Olympus_40	7.180.560	45.165.722	23.486.700	147.731.343	31.586.200	198.677.198	-\$ 61.001.979
Olympus_45	10.528.600	66.224.894	21.360.600	134.358.174	32.139.200	202.155.568	\$ 556.354.680
Olympus_50	9.593.240	60.341.480	21.708.300	136.545.207	31.615.300	198.860.237	\$ 403.803.185
Min	P10	P50	P90	Max			
-\$ 76.706.862	-\$ 61.001.979	\$ 398.321.441	\$ 556.354.680	\$ 707.425.814			
Olympus 1	Olympus 40	Olympus 25	Olympus 45	Olympus 20			
Promedios (M³)		Promedios (M³)					
Ganancias	\$ 309.264.868	Ganancias	\$ 309.264.868	USD			
FOPT	9.350.461	FOPT	58.814.399				
FWPT	22.568.627	FWPT	141.956.666				
FWIT	31.344.945	FWIT	197.159.707				

6. SELECCIÓN DEL MEJOR CASO DE PERFORACIÓN PARA EL CAMPO OLYMPUS OFFSHORE

Se mostrara la selección del mejor caso de perforación a ser implementado en el Campo Olympus offshore. Se evaluara primero las mejoras en los casos de perforación obtenidas por medio de las variaciones de las tasas de inyección de agua. Se analizaran los costos de perforación con respecto a la cantidad de fluidos producidos e inyectados, para luego escoger el mejor plan de perforación. Luego de acuerdo a lo escogido, se evalúan las variaciones de las propiedades del yacimiento representadas en sus 11 variaciones petrofísicas, del cual se elegirá el mejor, de acuerdo a estadística y análisis básico de riesgos financieros. Se finaliza con un análisis de producciones por medio de recuperación primaria y secundaria de ya el caso final seleccionado para la implementación.

6.1 COMPARACIÓN DE LOS CASOS DE PERFORACIÓN CON Y SIN VARIACIONES DE INYECCIÓN DE AGUA

Se compararan las producciones de fluidos obtenidas para cada uno de los casos de perforación tanto sin variaciones de tasas de inyección y con las variaciones efectuadas y a la vez con sus respectivas ganancias al finalizar de los 20 años para mirar la mejoría en la rentabilidad del cada caso.

6.1.1 Caso de perforación 1. La evaluación de cada uno de los casos de perforación, se evaluaran de acuerdo a los resultados obtenidos del objetivo anterior. Se analizaran de acuerdo a los promedios obtenidos de las variaciones del modelo de simulación. A continuación se mostraran los promedios en la **Tabla 27**.

Tabla 24. Comparaciones caso de perforación 1 optimizado y sin optimizar

Caso 1 optimizado		Caso 1 sin optimizar		Diferencias
Promedios		Promedios		Resultados
Ganancias USD	\$ 765.910.396	Ganancias USD	\$ 449.704.009	\$ 316.206.387
FOPT Bbl	73.878.308	FOPT Bbl	90.575.258	16.694.295
FWPT Bbl	135.689.824	FWPT Bbl	348.429.518	212.705.872
FWIT Bbl	211.827.185	FWIT Bbl	446.405.357	234.540.878

Los modelos iniciales se efectuaron con el propósito de buscar la mayor producción de petróleo, sin escatimar la cantidad de agua inyectada y producida. Al ya tener presente estas producciones. Se realiza una optimización, reduciendo las tasas a lo largo de los 20 años, buscando que el corte de agua fuera reduciéndose, pero a la vez manteniendo una buena producción de petróleo. Se empieza inyectando a la máxima tasa de inyección de 1600 m³ (10.000 bbl/día) por día desde el año 2016 y bajando las tasas de inyección de agua 160 m³ (1000 bbl/día) cada dos años hasta

el año 2033 donde la tasa de inyección se mantiene constante durante esos últimos tres años. Esta técnica de optimización, redujo la producción de petróleo en 2.654.523 m³ (16.694.295 bbl) pero se redujo considerablemente la producción e inyección de agua en 33.821.891 m³ (212.705.872 bbl) y 37.293.827 m³ (234.540.878 bbl) respectivamente. Esto se verá influenciado en un incremento en las ganancias de \$ 316.206.387 de dólares, un 70% de aumento con respecto al caso sin optimizar, pero con disminuciones en un 18% del total producción de petróleo, una reducción del 61% en el agua total producida y un 53 % de reducción en el agua inyectada. Estos datos son los resultados del análisis del caso sin optimizar y optimizado de esta configuración de pozos.

6.1.2 Caso de perforación 2. La evaluación de cada uno de los casos de perforación, se evaluarán de acuerdo a los resultados obtenidos del objetivo anterior. Se analizarán de acuerdo a los promedios obtenidos de las variaciones del modelo de simulación. A continuación, se mostrarán los promedios en la **Tabla 28**.

Tabla 25. Comparaciones caso de perforación 2 optimizado y sin optimizar

Caso 2 sin optimizar		Caso 2 optimizado		Diferencia
Promedio		Promedio		Resultados
Ganancias	\$ 735.995.277,80	Ganancias	\$ 909.222.337	\$ 173.227.059,30
FOPT Bbl	91.115.330	FOPT Bbl	77.503.833	13.008.614
FWPT Bbl	262.966.948	FWPT Bbl	117.191.468	147.239.269
FWIT Bbl	358.624.237	FWIT Bbl	196.651.051	161.391.808

En este caso se mantuvo el principio de sacar la mejor producción de petróleo sin escatimar gastos en producción e inyección de agua. Adicional a esto se buscó una reducción en el número de pozos y reduciendo su extensión, pero manteniendo las producciones de petróleo altas para luego hacer la optimización de las tasas de inyección reduciendo 160 m³ (1000 Bbl/día) por día cada dos años hasta el año 2033 donde la inyección es a una tasa baja pero constante. Esta técnica de optimización, redujo la producción de petróleo en 2.068.471 m³ (13.008.614 Bbl) de petróleo pero se redujo considerablemente la producción e inyección de agua en 23.412.191 m³ (147.239.269 Bbl) y 25.662.555 m³ (161.391.808 Bbl) respectivamente. Esto se verá influenciado en un incremento en las ganancias de \$ 173.227.059,3 de dólares, un 19.1% de aumento con respecto al caso sin optimizar, pero con disminuciones en un 15% del total producción de petróleo, una reducción del 56% en el agua total producida y un 45.23 % de reducción en el agua inyectada. Estos datos son los resultados del análisis del caso sin optimizar y optimizado de esta configuración de pozos.

6.1.3 Caso de perforación 3. La evaluación de cada uno de los casos de perforación, se evaluarán de acuerdo a los resultados obtenidos del objetivo

anterior. Se analizarán de acuerdo a los promedios obtenidos de las variaciones del modelo de simulación. A continuación, se mostrarán los promedios en la **Tabla 29**. **Tabla 26.** Comparaciones caso de perforación 2 optimizado y sin optimizar

Caso 3 optimizado		Caso 3 sin optimizar		Diferencias
Promedio		Promedio		Resultados
Ganancias	\$ 309.264.868	Ganancias	-\$ 63.239.539	\$ 372.504.406
FOPT Bbl	58.814.400	FOPT Bbl	65.332.664	6.517.228
FWPT Bbl	141.956.664	FWPT Bbl	279.535.148	137.556.612
FWIT Bbl	197.159.704	FWIT Bbl	347.015.696	149.832.167

En este caso se mantuvo el principio de sacar la mejor producción de petróleo sin escatimar gastos en producción e inyección de agua. Adicional a esto se buscó una reducción en el número de pozos y reduciendo su extensión, pero manteniendo las producciones de petróleo altas para luego hacer la optimización de las tasas de inyección reduciendo 160 m³ (1000 Bbl/día) por día cada dos años hasta el año 2033 donde la inyección es a una tasa baja pero constante. Esta técnica de optimización, redujo la producción de petróleo en 1.036.290 m³ (6.517.228 Bbl), pero se redujo considerablemente la producción e inyección de agua en 21.872.573 m³ (137.556.612 Bbl) y 23.824.482 m³ (149.832.167 Bbl) respectivamente.

Durante el caso no optimizado de acuerdo a las producciones obtenidas, se vio reflejado una deuda de \$ 63.239.539 dólares debido a la gran demanda de costos de inyección y producción de agua. Luego ya en el caso optimizado se vio reflejada una ganancia de \$ 309.264.868. Se presentaron disminuciones en un 10% la total producción de petróleo, una reducción del 49% en el agua total producida y un 43 % de reducción en el agua inyectada. Estos datos son los resultados del análisis del caso sin optimizar y optimizado de esta configuración de pozos.

6.2 ELECCIÓN DE CASOS DE ACUERDO A COSTOS DE PERFORACIÓN

Se muestran los criterios de selección para la elección del mejor caso de perforación. Se tendrán en cuenta la cantidad de pozos perforados, el tiempo de perforación y costos de cada pozo perforado. Como se muestra en la **Tabla 30**.

Tabla 27. Evaluación de costos, numero de pozos y tiempos alusivos a la perforación

Casos de perforación			
Nombre del caso	Costos	Tiempos	# pozos
Caso 1	\$ 294.452.027	24 meses	13
Caso 2	\$ 152.631.783	11 meses	10
Caso 3	\$ 181.225.000	12 meses	9

De acuerdo a los resultados de cada perforación, se seleccionó el caso de perforación número 2, al tener una cantidad de pozos relativamente buena siendo un término medio en este criterio. Fue el caso de menor tiempo de realizado con 11 meses de duración de sus pozos perforados y el de menor costo de perforación con 152.631.783 dólares y como adición, se selecciona las variaciones del caso en donde se hace la optimización que presenta las ganancias netas promedio de las 11 variaciones con \$ 909.222.337 dólares.

6.3 SELECCIÓN DE LA MEJOR VARIACIÓN DEL CASO DE PERFORACIÓN 2 OPTIMIZADO

De acuerdo análisis de riesgos y estadística, se seleccionara la mejor variación de las 11 que pertenecen al modelo del campo Olympus. En la **tabla 31** se muestran las variaciones presentes al mejor caso de perforación seleccionado y con su optimización realizada. Los resultados obtenidos, muestran fluctuaciones en sus valores de producciones de petróleo, de producción de agua, inyección de agua y resultados financieros, debido a las variaciones de permeabilidad, de porosidad y del net to gross. Para el análisis estadístico se evaluaron promedios de producción de petróleo, producción de petróleo, de inyección de agua y resultados financieros, donde los promedios se muestran en la **Tabla 31**.

Tabla 28. Promedio de ganancias y producciones de fluidos del caso de perforación 2 optimizado

Caso 2 optimizado	
Promedio	
Ganancias	\$ 909.222.337
FOPT Bbl	75.740.094
FWPT Bbl	117.209.810
FWIT Bbl	195.395.916

Se evaluaron los posibles riesgos al elegir una de las variaciones que represente al campo Olympus. Para evaluar los riesgos se tomaron valores mínimos y máximos de resultados financieros y clasificación de posibles casos a escoger de acuerdo a percentiles estadísticos siendo el P10 el caso más bajo o subvalorado, el P50 el caso intermedio o realista, y el P90 el caso supervalorado. En la **Tabla 32** se muestran la clasificación de los percentiles.

Tabla 29. Percentiles estadísticos del caso de perforación 2 optimizado

Min	P10	P50	P90	Max
\$496.734.187	\$ 543.662.294	\$894.107.951	\$1.210.336.536	\$1.306.344.929
Olympus 50	Olympus 40	Olympus 25	Olympus 35	Olympus 20

En las variaciones, se encontraron valores mínimos de \$ 496.734.187 y máximos de \$1.306.344.929 dólares que están representados en la variación olympus 50 y olympus 20 respectivamente. Se realizó la clasificación de acuerdo a percentiles estadísticos dando como resultados un P10 la variación olympus 40 con ganancias de \$ 543.662.294, el caso P50 la variación olympus 25 con ganancias de \$894.107.951 y el caso P90 la variación olympus 35 con ganancias de \$1.210.336.536.

De acuerdo a un análisis de riesgo en la posible implementación del caso de perforación en alguna de estas variaciones. Se escogió la realización olympus 25 al ser este el caso más realista, donde no se esperar grandes resultados de ganancias pero si un resultado aproximado al promedio ponderado evaluado en los 11 casos, que dará la pauta para invertir en ese caso de perforación y tener resultados a esperados, sin asumir demasiados riesgos económicos en un escenario p90.

En la **Tabla 33** muestra las la comparación del caso escogido con el promedio ponderado de las 11 variaciones del campo Olympus.

Tabla 30. Comparación de la variación geológica escogida con el promedio de todas las variaciones

	FOPT Bbl	FWPT Bbl	FWIT Bbl	VPN Usd
Olympus_25	76.192.028	123.627.434	202.145.504	\$ 894.107.951
Promedio	75.752.137	117.228.447	195.426.985	\$ 909.222.337
Diferencia	439.891	6.398.987	6.718.519	\$ 15.114.386

El caso escogido Olympus 25 es el que presenta la mayor aproximación a los resultados promedio obtenidos en las 11 variaciones realizadas. Presenta una producción de petróleo mayor con respecto a la promedio en 69.935 m³ de más, presenta 1.017.327 m³ más de producción de agua, 1.068.127 m³ de más de inyección de agua y una reducción en sus ganancias de \$ 15.114.386 dólares.

6.4 ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA AL MEJOR CASO DE PERFORACIÓN PARA EL CAMPO OLYMPUS

Para el análisis de producción primaria se tendrán parámetros básicos como los tipos de empujes que predominan en el yacimiento, análisis de curvas de declinación totales y curvas de producciones por pozos. Para la producción secundaria se evaluara el mantenimiento de la presión en el campo, por medio de a inyección de agua reflejada en los pozos productores. Este análisis se hará en el caso de perforación escogido y en la variación seleccionada (**Olympus 25**) optimizada.

6.4.1 Producción primaria. Para la descripción de la producción primaria del campo Olympus, se describirán los empujes que tienen acción para la producción de petróleo, análisis de grafica de presión comparándola con las producciones de agua y petróleo, teniendo la premisa de que cada pozo productor tendrá una presión de producción en el pozo (BHP) de 150 bares (2175.57 psi)

6.4.1.1 Empujes primarios. En el campo Olympus por ser un campo sintético, no intervienen ciertos empujes, por tal motivo el empuje por capa de gas y por gas en solución no intervienen al no haber producción de gas en superficie. El empuje gravitacional es omitido debido a las características ya modeladas del grid por el grupo TNO. Los empujes que tienen acción en el modelo son los de expansión roca fluido debido a las variaciones de presiones que se muestran en campo durante la producción y el empuje hidráulico siendo este último el que tiene menor efecto durante la producción del campo, debido a que hay un acuífero debajo de las zonas de interés pero no genera la suficiente expansión durante la producción primaria para mantener la presión de producción. De acuerdo a lo anterior y a los resultados brindados por las simulaciones, la producción primeria solo duro alrededor de un año hasta que la presión del yacimiento disminuyo a tal punto que los fluidos almacenados en el no pudiera producirse por si solos.

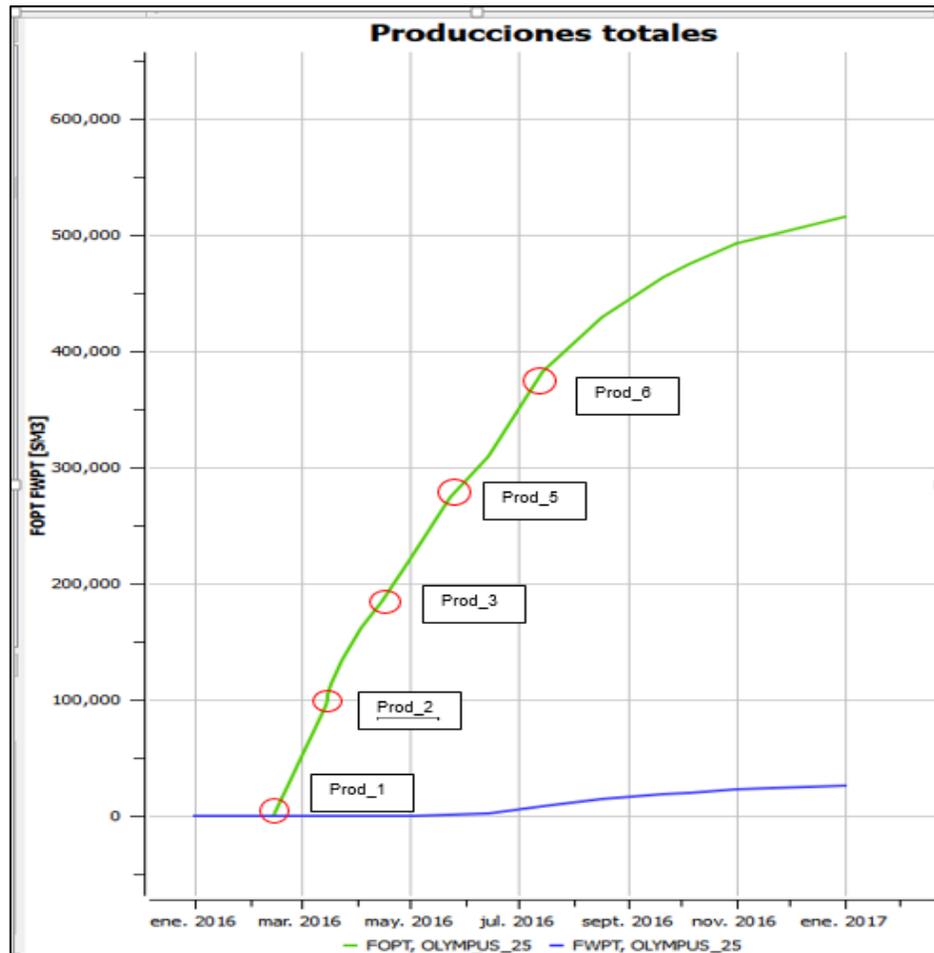
6.4.1.2 Producciones primarias. A continuación se mostrara en la tabla 20 con las producciones totales de petróleo y agua a lo largo de la producción primaria al ser esta muy corta en tiempo, debido a la gran presión de producción que manejan los pozos productores (BHP). Se muestra en la **Tabla 34**.

Tabla 31. Producciones totales

Caso Olympus 25				
Fecha	FOPT Bbl	FWPT Bbl	FPR Bar	FPR Psi
ene-16	-	-	204	2.952
ene-16	-	-	204	2.952
ene-16	-	-	204	2.952
ene-16	-	-	204	2.952
ene-16	-	-	204	2.952
feb-16	-	-	204	2.952
mar-16	596.456	50	189	2.742
mar-16	627.685	63	188	2.726
mar-16	656.022	82	187	2.714
mar-16	713.751	145	186	2.695
mar-16	837.325	308	183	2.661
abr-16	1.013.621	579	181	2.620
abr-16	1.155.020	811	178	2.589
may-16	1.411.916	1.151	173	2.505
may-16	1.723.070	4.743	167	2.418
jun-16	1.945.686	11.718	164	2.375
jul-16	2.400.390	53.471	158	2.291
ago-16	2.700.410	86.972	156	2.255
sep-16	2.915.956	114.403	154	2.234
oct-16	2.989.172	124.196	154	2.227
nov-16	3.096.366	139.518	153	2.217
ene-17	3.241.684	161.892	152	2.205

A continuación, se muestran las gráficas hechas de acuerdo a la **Tabla 34** en la **Grafica 28**.

Grafica 27. Producciones totales.

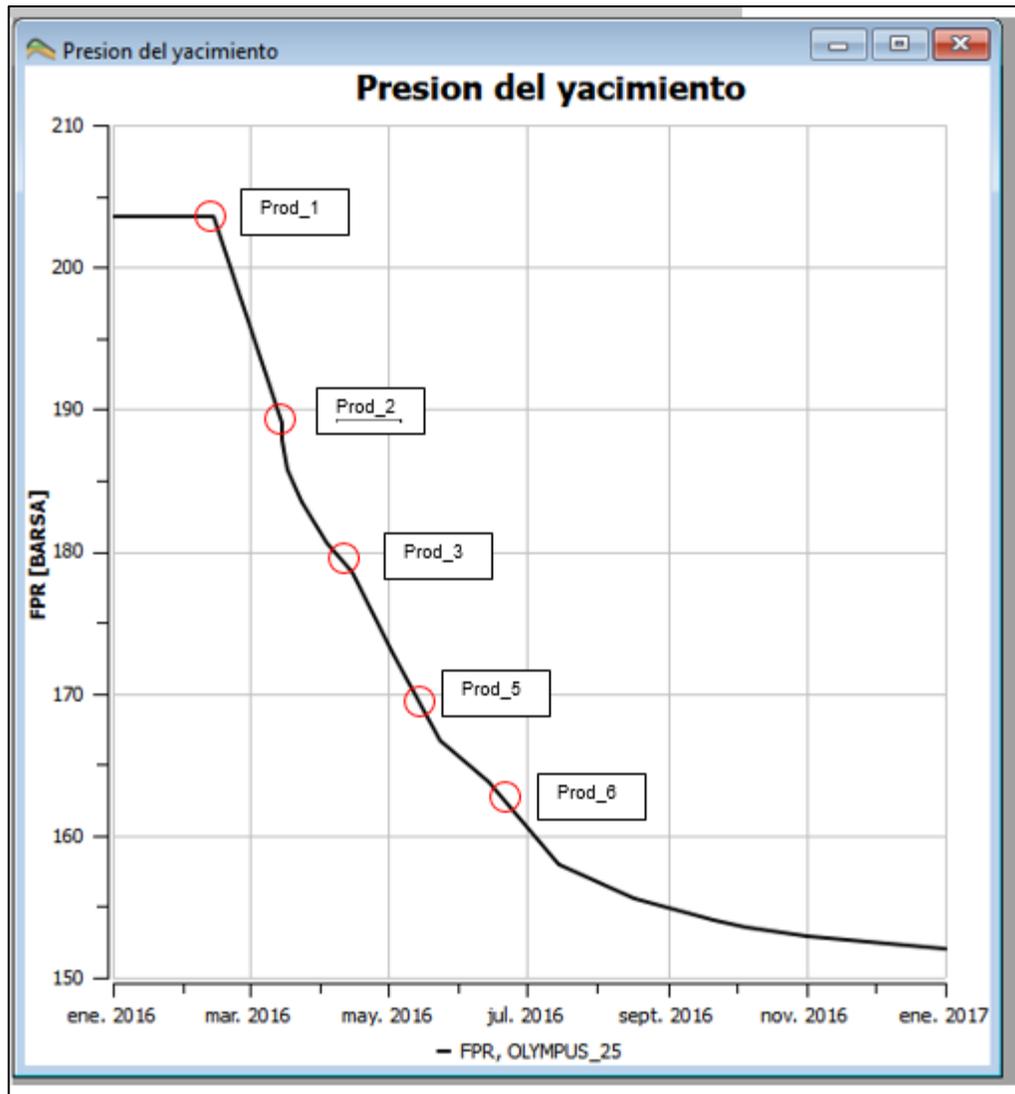


Fuente: Programa de simulación, visualizador, ResInsight. 2018

Se muestran producciones máximas de petróleo por medio de los empujes explicados a lo largo de un año de 515.371 m³ (3.241.684 bbl) de petróleo y 25.738 m³ (161.892 bbl) de agua.

En la **Gráfica 29** se muestra la declinación total del yacimiento a lo largo de la producción primaria.

Grafica 28. Declinación de la presión del yacimiento



Fuente: Programa de simulación, visualizador, ResInsight. 2018

El yacimiento contiene una presión inicial de 204 bares (2958.77 psi) que a lo largo del año de la producción primaria y decayó a una presión de 152 bares (2204.57 psi), lo cual da como resultado una variación de presión de 52 bares (754.196 psi) y mostrando una declinación exponencial al tener el campo empujes primarios de expansión roca y fluido y empuje hidráulico.

6.4.2 Producción secundaria. Se evaluarán parámetros como la declinación de la presión, las producciones de petróleo obtenidas de acuerdo a la inyección de agua por pozo de acuerdo a porcentajes.

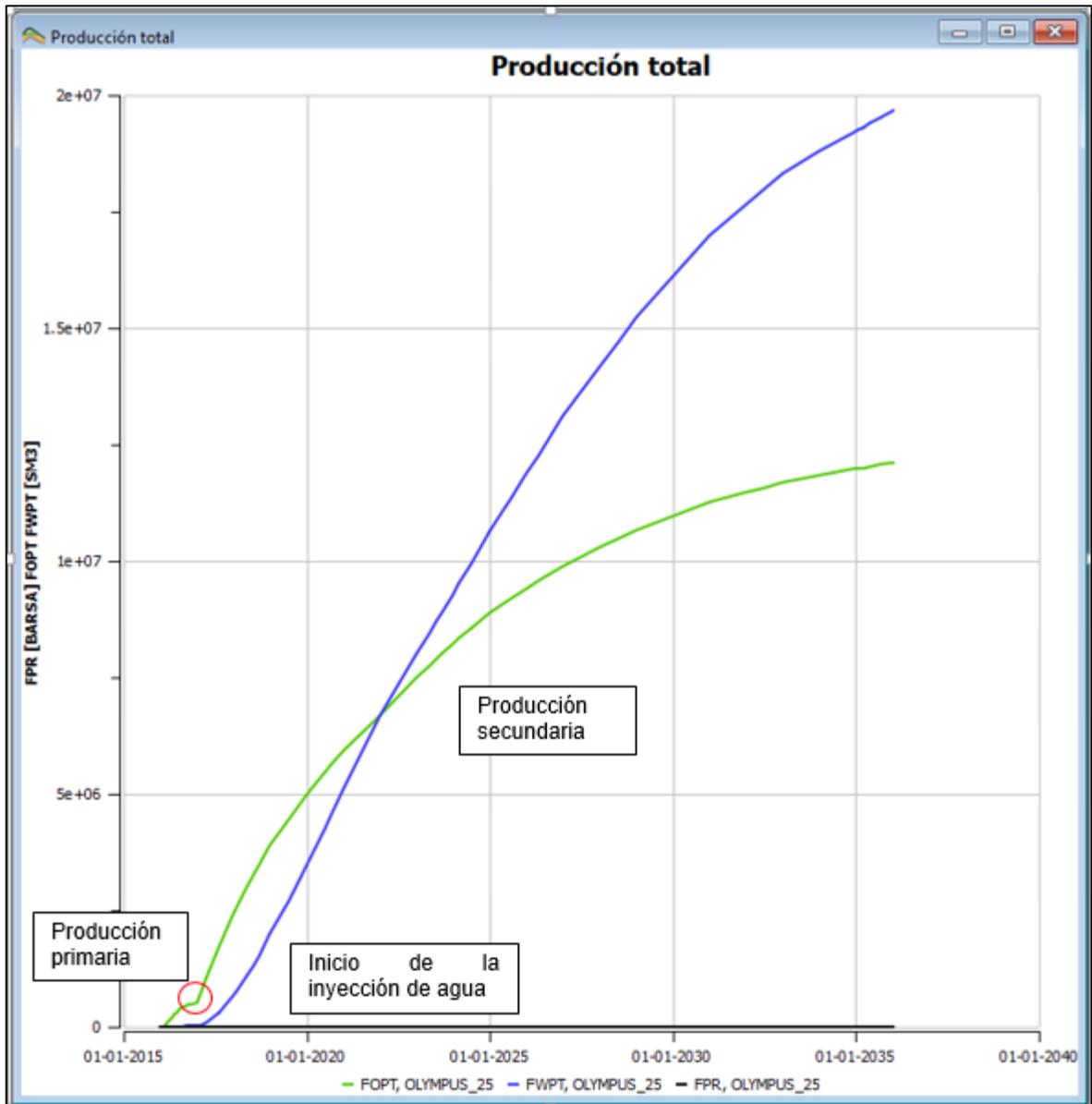
La recuperación secundaria del campo Olympus se inicia en el año 2017, siendo sus pozos inyectoros ya perforados y completados en el mes de noviembre del año 2016. El aumento de la presión debido a la inyección se mostrará en la **Tabla 35** a partir del 1 enero del 2017.

Tabla 32. Datos de producción de agua y de petróleo a su determinada presión

OLYMPUS _25					
Fechas	FOPT Bbl	FWPT Bbl	FPR Bar	FPR Psi	bbl petroleo/bbl agua
1/01/2016	-	-	204	2.967	
1/01/2017	3.241.684	161.892	152	2.216	20,0235
1/01/2018	15.117.575	4.232.227	173	2.524	3,572
1/01/2019	24.520.496	12.506.407	172	2.507	1,9606
1/01/2020	31.369.865	21.919.707	169	2.463	1,4311
1/01/2021	37.299.826	32.211.342	168	2.451	1,158
1/01/2022	41.987.826	42.033.051	166	2.419	0,9989
1/01/2023	47.142.921	50.373.276	175	2.557	0,9359
1/01/2024	51.681.911	58.442.717	174	2.530	0,8843
1/01/2025	55.799.785	66.959.566	173	2.524	0,8333
1/01/2026	59.145.373	74.652.236	170	2.479	0,7923
1/01/2027	62.211.811	82.415.983	170	2.473	0,7549
1/01/2028	64.703.343	89.151.944	167	2.430	0,7258
1/01/2029	67.087.253	95.865.261	166	2.423	0,6998
1/01/2030	68.974.253	101.397.316	163	2.382	0,6802
1/01/2031	70.776.338	106.862.697	163	2.376	0,6623
1/01/2032	72.160.138	111.105.931	160	2.336	0,6495
1/01/2033	73.490.473	115.249.783	160	2.330	0,6377
1/01/2034	74.422.651	118.130.603	157	2.290	0,63
1/01/2035	75.310.799	120.887.510	157	2.285	0,623
1/01/2036	76.192.028	123.627.434	157	2.284	0,6163

En la **Gráfica 30** se muestra el comportamiento de la producción de petróleo y agua tanto en la recuperación primaria y secundaria en los 20 años de producción.

Grafica 29. Producción primaria y secundaria del campo Olympus

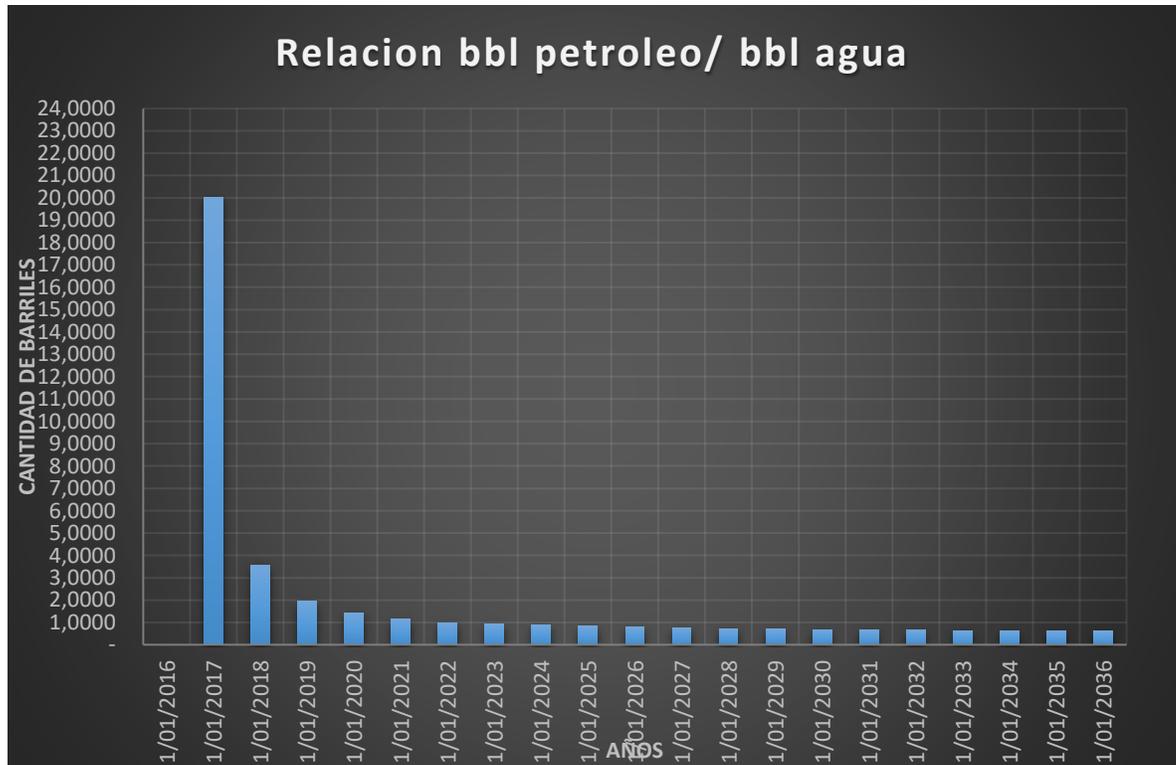


Fuente: Programa de simulación, visualizador, ResInsight. 2018

Se muestra un cambio significativo en la producción de petróleo desde la inyección de agua hasta el año en el cual el agua de inyección empieza a irrumpir en los pozos productores. Antes de este arrompimiento que se efectuó en el año 2022, se tenía una relación de **3.57 barriles** de petróleo recuperados por la inyección de un barril de agua en el año 2018. Durante los años 2019 y 2020 la relación fue de **1.96** y **1.43** barriles de petróleo recuperados por un barril de agua inyectado. Después de la irrupción del agua en los pozos productores, la relación oscila entre valores de **0.93**

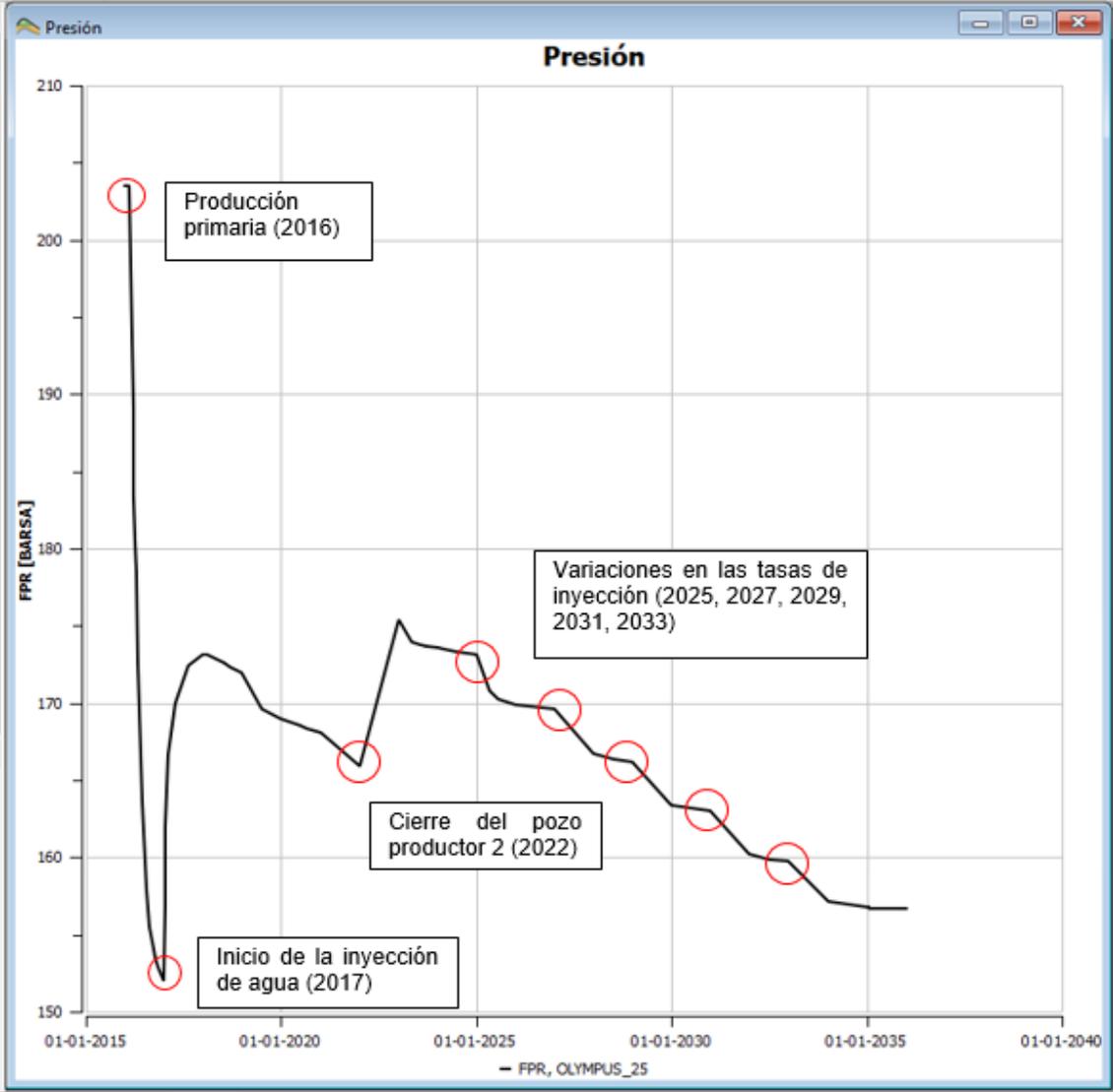
como máximo y con un valor mínimo de **0.61** barril de petróleo producido por un barril de agua inyectado. Tal como se muestra en la **Gráfica 31**

Grafica 30. Relación barril de petróleo producido por barril de agua inyectado



La presión de yacimiento por medio de la producción primaria decayó a valores mínimos de alrededor de 150 bares (2175.57 psi) que es la presión mínima a la cual los pozos productores levantan la columna de fluidos dentro de ellos. Desde el año 2017 se empieza la inyección por medio de 5 pozos inyectoros, teniendo una presión de inyección de 235 bares (3408.39 psi) constante pero con la variación de la cantidad de agua inyectada representada en tasa diaria. La presión brindada por los pozos inyectoros genera un aumento de la presión de 150 a 173 bares (2175.57 a 2509.15 psi) que decaen durante los años comprendidos entre 2018-2023 hasta los 163 bares (2364.12 psi). Durante el año 2023 se efectúa el cierre del pozo productor 2, lo cual incrementa la presión a 175 bares (2538.16 psi) y decae a 157 bares (2277.09 psi) nuevamente pero de manera fluctuante debido a las variaciones de tasas. Se muestra el comportamiento en la **Gráfica 32**.

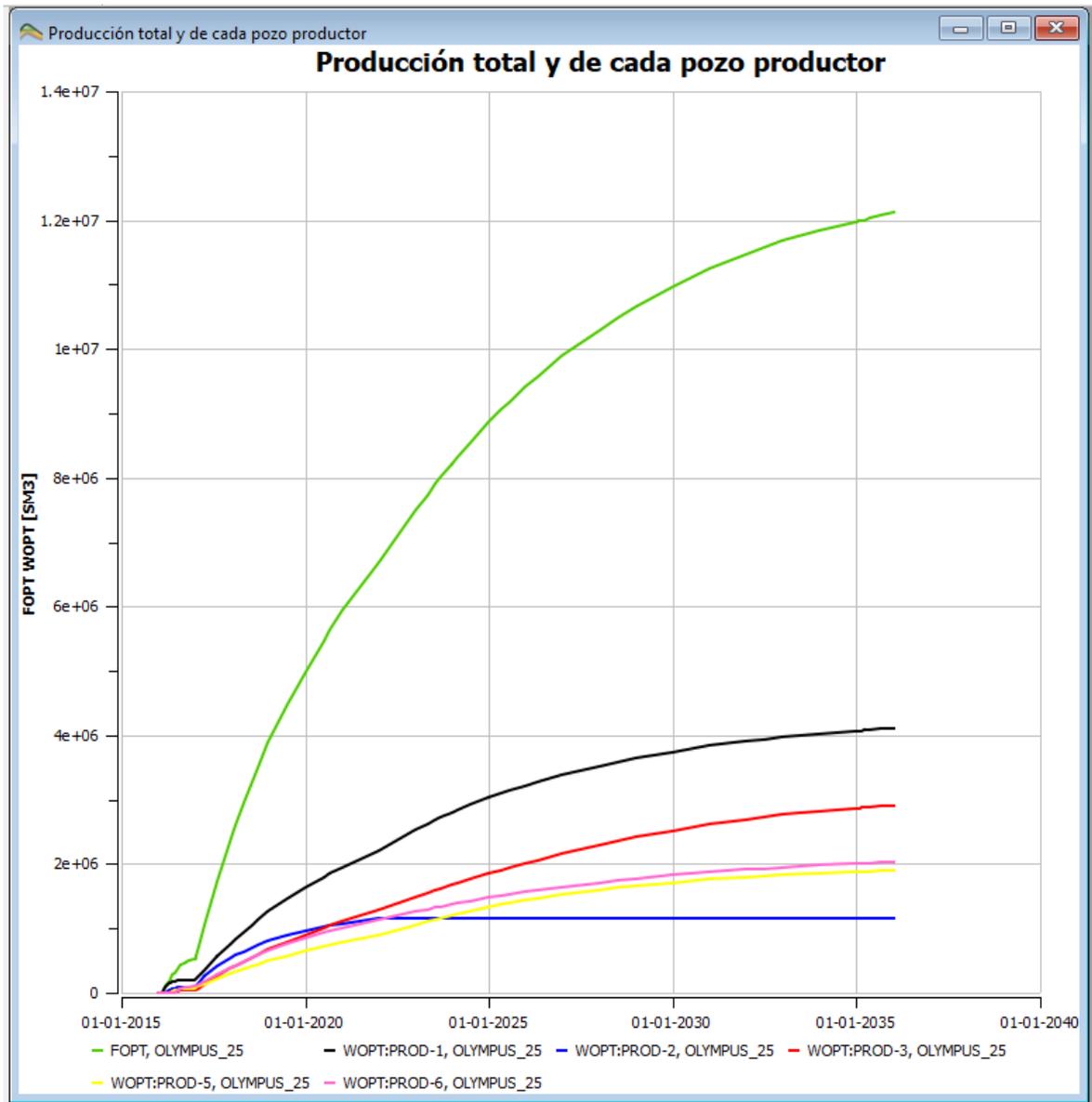
Grafica 31. Presión del yacimiento durante la producción primaria y secundaria



Fuente: Programa de simulación, visualizador, ResInsight. 2018

A continuación se muestra la curva de producción total de petróleo y la curva de producción total por cada pozo en la **Gráfica 33**. Esta producción es debido al recobro efectuado por la inyección de agua, un cierre de un pozo y después de las variaciones de tasas de inyección de agua.

Grafica 32. Curva de producción total de petróleo y curva de producción por pozos



Fuente: Programa de simulación, visualizador, ResInsight. 2018

Tabla 33. Porcentajes de aporte de producción de cada pozo productor

OLYMPUS_25					
FOPT (Bbl)	WOPT	WOPT	WOPT	WOPT	WOPT
	PROD-1 (Bbl)	PROD-2 (Bbl)	PROD-3 (Bbl)	PROD-5 (Bbl)	PROD-6 (Bbl)
76.192.028	25.847.623	7.318.855	18.335.727	11.926.092	12.763.983
100%	34%	10%	24%	16%	17%
OOIP (M ³)		OOIP (Bbl)		factor de recobro	
3.846.800		275.796.372		27,63%	

De acuerdo al análisis efectuado por medio de las gráficas de producción de cada pozo, se elaboró una tabla (**Tabla 36**) donde se muestra los aportes de cada pozo al total de la producción de petróleo. El pozo 1 tuvo una producción total de 25.847.623 bbl dando un aporte del 34% al total de la producción. El pozo 2 fue el único en el que se efectuó un cierre al superar un corte de agua superior 88%, dando una producción total de 7.318.855 bbl con un porcentaje de aporte del 10%, el pozo 3 tuvo una producción 18.335.727 bbl dando un aporte de 24%, el pozo 5 produjo 11.926.092 bbl, dando un aporte del 16%, el pozo 6 produjo 12.763.983 bbl dando un aporte del 17% a la producción total del campo. Además se obtuvo un factor del recobro del 27.63% al tener OOIP de 275.796.372 barriles.

7. EVALUACIÓN FINANCIERA

El Campo Olympus es un modelo de yacimiento sintético donde su principal objetivo es la evaluación de las variaciones de incertidumbres presentes en el modelo. La porosidad, permeabilidad y el Net To Gross, son propiedades que la afectan causando diferentes resultados en cada escenario de simulación realizado.

El objetivo de esta evaluación financiera se da a partir de la creación de diferentes planes de desarrollo. Estos consisten en distintas configuraciones de pozos, productores o inyectores, con el fin de mantener la presión del yacimiento y la optimización de producción de los fluidos.

La evaluación financiera se realizó por medio del indicador económico Valor Presente Neto (VPN), el cual permite evaluar la viabilidad del proyecto, teniendo en cuenta las alternativas mencionadas anteriormente. Además, se debe contemplar un análisis de ingresos, en este caso, la venta por la producción de petróleo y los costos de operación: costos de inyección, perforación y producción de agua. Adicionalmente este proyecto se realiza en dólares americanos como unidad monetaria de valor constante, contando con una tasa de interés de oportunidad o tasa de descuento (TIO), fijada en 8% efectivo anual. El proyecto mencionado se va a llevar a cabo durante veinte (20) años.

7.1 ANALISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN

El OPEX (costos operacionales) Puede traducirse como gasto de funcionamiento, o gastos operacionales. Los gastos operativos serán descritos en esta sección, donde los egresos operacionales serán los costos de tratamientos del fluido proveniente del yacimiento y de inyección. Adicional a esto, estos costos de perforación, los cuales se describirán en la **Tabla 37**.

Tabla 34. Parámetros para el análisis de costos. (US\$)

PARÁMETROS	VALOR
Costo de tratamiento de agua (USD/bbl)	6
Costo inyección de agua (USD/bbl)	2
Costo de producción (USD/bbl)	45
Costos de perforación y completamiento	$5000 + \Delta Z + 10000 \Delta XY$

Fuente: TNO challenge.

7.1.1 inyección de agua. En este proyecto la inyección de agua juega un rol importante en la simulación, ya que permite mantener la presión del yacimiento, como también desplazar la fase de petróleo por medio del espacio poroso, conduciéndolo así hacia los pozos productores. Por medio de la **Tabla 38** se muestra la cantidad de barriles inyectados a lo largo de los 20 años de vida del Campo.

Tabla 35. Volumen de agua

Año	FWIT BBL
0	-
1	-
2	18.356.925
3	18.366.800
4	16.530.120
5	16.575.219
6	14.693.440
7	14.693.440
8	12.856.760
9	12.891.984
10	11.020.080
11	11.020.080
12	9.183.400
13	9.208.560
14	7.346.720
15	7.346.720
16	5.510.040
17	5.525.136
18	3.673.360
19	3.673.360
20	3.673.360
	202.145.504

Durante la producción del Campo Olympus, se inyectó un total de 202.145.504 barriles los cuales el 60% fue inyectado durante los primeros 8 años de vida del Campo, y el resto de los años el volumen inyectado fue menor debido a las variaciones de tasas de inyección, donde se buscaba era reducir la cantidad de agua inyectada.

7.1.2 Producción de agua. Este proyecto cuenta con la presencia de un acuífero no activo a su mecanismo de producción, pero siendo un acuífero no activo, la energía prestante de este no será suficiente para la producción de petróleo, por tal motivo la inyección de agua se hará a este; causando así la producción de petróleo y agua. Los costos relacionados al agua de producción vienen dados por los procesos de separación de fluidos en superficie mediante equipos especialmente diseñados para este propósito. A continuación, se muestra en la **Tabla 39**.

Tabla 36. Volumen de agua de producción

Año	FWTP BBL
0	-
1	161.894
2	4.007.033
3	- 2.981.586
4	20.669.066
5	10.291.635
6	9.821.709
7	8.340.226
8	8.069.441
9	8.516.849
10	7.692.670
11	7.763.747
12	6.735.961
13	6.713.317
14	5.532.055
15	5.465.381
16	4.243.234
17	4.143.852
18	2.880.820
19	2.756.907
20	2.739.924
	123.627.434

El total de agua producida en los 20 años del Campo fue de 123.627.434 de barriles de agua producidos en superficie. Casi el 60 % de este valor total de agua fue producida durante los primeros 12 años de vida del campo.

7.1.3 Costos de perforación. Con el fin de desarrollar un campo, se hace necesario un plan de perforación el cual tiene unos costos asociados. Como el objetivo de este proyecto es aumentar el VPN del campo por medio de el volumen recuperado de petróleo, es necesario la perforación de pozos tanto inyectores como productores. En la **Tabla 40**. Se muestran sus costos.

Tabla 37. Costos de perforación

metros X	metros Y	metros z	costos
180	153	34	152.631.783

Los costos totales de la perforación de 10 pozos, 5 pozos productores y 5 pozos inyectoros horizontales fueron de \$ 152.631.783 dólares.

7.2 ANALISIS DE PRODUCCION

Se presenta a continuación en la **Tabla 41** las producciones de petróleo anuales, donde es el único ingreso del proyecto.

Tabla 38. Volúmenes de petróleo anuales

Año	FOPT BBL
0	-
1	3.241.684
2	11.875.891
3	9.402.921
4	6.849.370
5	5.929.960
6	4.688.000
7	5.155.095
8	4.538.990
9	4.117.874
10	3.345.588
11	3.066.438
12	2.491.532
13	2.383.910
14	1.887.000
15	1.802.085
16	1.383.800
17	1.330.335
18	932.178
19	888.148
20	881.229
	76.192.028

A lo largo de los 20 años los primeros 7 años de vida del campo fueron los más productivos, produciendo más del 40% del total de petróleo recuperado, sabiendo que el total de petróleo recuperado fue de 76.192.028 barriles de petróleo,

7.3 ANALISIS DEL VPN

Se realizó el estudio de viabilidad del proyecto por medio del indicador económico VPN (Valor Presente Neto), donde se presentan los ingresos y egresos del mismo, dando como resultado un flujo de caja con grandes ganancias. Los ingresos del proyecto provienen netamente de la producción del campo y los egresos vendrían siendo los costos de inyección de agua, tratamiento y producción de agua y también los costos de perforación.

7.3.1 Ingresos. Esta sección se calcula los ingresos que genera el proyecto, los cuales están totalmente relacionados con la producción anual de petróleo en el Campo que se representan en la **Tabla 42**.

Tabla 39. Total, de ingresos. (US\$)

Año	ingresos
0	-
1	145.875.762
2	534.415.100
3	423.131.445
4	308.221.637
5	266.848.218
6	210.959.996
7	231.979.289
8	204.254.541
9	185.304.344
10	150.551.465
11	137.989.706
12	112.118.936
13	107.275.950
14	84.915.000
15	81.093.825
16	62.271.000
17	59.865.075
18	41.948.010
19	39.966.660
20	39.655.305
	3.428.641.260

El total de ingreso durante los 20 años de vida del Campo fueron \$ 3.428.641.260 dólares, siendo los primeros 7 años de vida del yacimiento los que generaron casi más del 50% de las ganancias totales.

7.3.2 Egresos. Esta sección se calcula los egresos del proyecto, donde se encuentran descritos como los costos de inyección de agua, producción de agua y costos de perforación anuales. Se muestran en la **Tabla 43**.

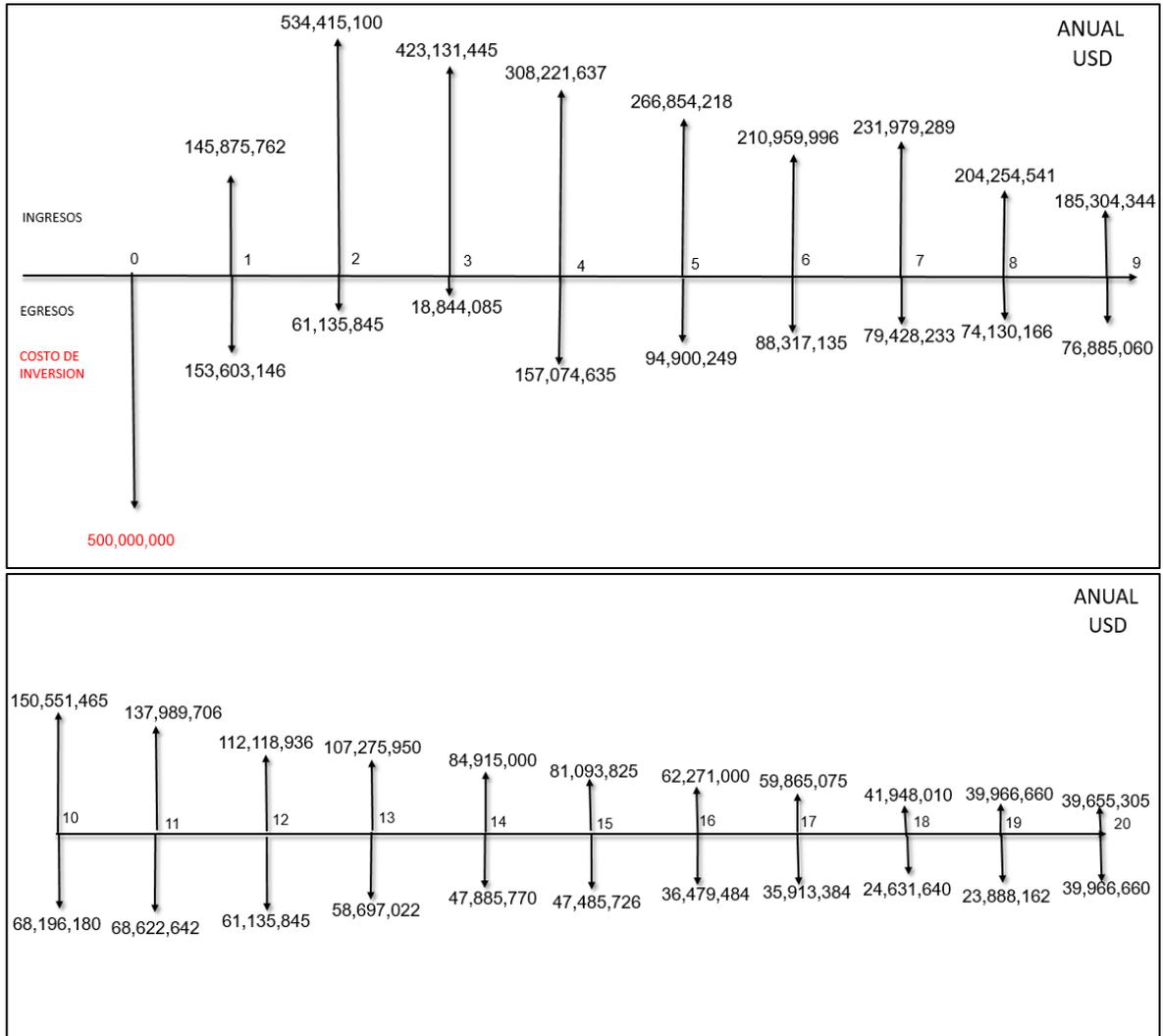
Tabla 40. Total, egresos. (US\$)

Año	egresos
Inversión 0	500.000.000
1	153.603.146
2	61.135.845
3	18.844.085
4	157.074.635
5	94.900.249
6	88.317.135
7	79.428.233
8	74.130.166
9	76.885.060
10	68.196.180
11	68.622.642
12	58.782.566
13	58.697.022
14	47.885.770
15	47.485.726
16	36.479.484
17	35.913.384
18	24.631.640
19	23.888.162
20	23.786.264
	1.798.687.395

El total de egresos durante los 20 años de vida del Campo fueron \$ 1.798.687.365 dólares, siendo \$ 500.000.000 la inversión inicial de la plataforma y en el año 2, los costos de perforación. Para los demás 18 años son costos alusivos a inyección y producción de agua.

7.3.3 Análisis del flujo de caja. A continuación, se ilustrará el flujo de ingresos y egresos durante los 20 años del proyecto en la **Figura 39**.y en la **Tabla 38**.

Figura 39. Flujo de caja. (US\$)



Mediante el diagrama de flujo, se presentan los egresos e ingresos anuales del campo Olympus, mostrando las cantidades de ingresos durante los primeros 5 años y los egresos, lo cual ayuda a obtener ganancias netas de dinero.

Tabla 38. Flujo de caja neto al cabo de los 20 años. (US\$)

Año	FLUJO DE CAJA NETO
0	-\$ 500.000.000
1	-\$ 7.727.385
2	\$ 473.279.255
3	\$ 404.287.360
4	\$ 151.147.002
5	\$ 171.947.969
6	\$ 122.642.860
7	\$ 152.551.056
8	\$ 130.124.375
9	\$ 108.419.283
10	\$ 82.355.285
11	\$ 69.367.064
12	\$ 53.336.370
13	\$ 48.578.928
14	\$ 37.029.230
15	\$ 33.608.099
16	\$ 25.791.516
17	\$ 23.951.691
18	\$ 17.316.370
19	\$ 16.078.498
20	\$ 15.869.041

Durante los 20 años del Campo, se obtuvieron ganancias netas de \$ 894.107.951 dólares. Las mayores ganancias se vieron durante los primeros 5 años, pagando la inversión a los dos años de la vida productiva del campo.

Demostración de la fórmula del VPN para los cálculos anuales del campo Olympus.

$$\text{VPN (8\%)} = \frac{-500.000.000}{(1+0.08)^0} + \frac{-7.727.385}{(1+0.08)^{01}} + \frac{473.279.255}{(1+0.08)^{02}} + \frac{404.287.360}{(1+0.08)^{03}} + \frac{151.147.002}{(1+0.08)^{04}} + \frac{171.947.969}{(1+0.08)^{05}}$$

$$\frac{122.642.860}{(1+0.08)^{06}} + \frac{152.551.056}{(1+0.08)^{07}} + \frac{130.124.375}{(1+0.08)^{08}} + \frac{108.419.283}{(1+0.08)^{09}} + \frac{82.355.285}{(1+0.08)^{10}} + \frac{69.367.064}{(1+0.08)^{11}} + \frac{53.336.370}{(1+0.08)^{12}}$$

$$\frac{48.578.928}{(1+0.08)^{13}} + \frac{37.029.230}{(1+0.08)^{14}} + \frac{33.608.099}{(1+0.08)^{15}} + \frac{25.791.516}{(1+0.08)^{16}} + \frac{23.951.691}{(1+0.08)^{17}} + \frac{17.316.370}{(1+0.08)^{18}} + \frac{16.078.498}{(1+0.08)^{19}} + \frac{15.869.041}{(1+0.08)^{20}}$$

$$\text{VPN (8\%)} = -500.000.000 - 7.154.986 + 405.760.678 + 320.936.341 + 111.097.558$$

$$+ 117.024.898 + 77.285.806 + 89.012.076 + 70.302.151 + 54.236.634 + 38.146.431$$

$$+ 29.750.345 + 21.180.606 + 17.862.371 + 12.607.010 + 10.594.674 + 7.528.298$$

$$+ 6.473.398 + 4.333.405 + 3.725.582 + 3.404.674$$

$$= 894.107.951 \text{ Dólares.}$$

7.4 CONCLUSIÓN FINANCIERA.

Basado en el análisis realizado al proyecto, se puede evidenciar que es un proyecto viable al maximizar la ganancia neta del proyecto en \$ 894.107.951 .lo cual hace que el proyecto sea ejecutable para la empresa.

Además, se concluye que las variables más importantes del proyecto, aparte de la producción del petróleo, es el control de las tasas de producción e inyección de agua durante el proceso, ya que influyen en gran manera en los costos del proyecto con un valor total de \$ 522.218.608 lo cual equivalen a un 40.2% del total de los egresos.

8. CONCLUSIONES

- La gran cantidad de incertidumbres que se puede presentar en el campo olympus, son debido a los diferentes puntos de vista geológicos que se presentaron en el momento de realizar el geo modelamiento de este campo, lo cual lo hace difícil de entender en su comportamiento y difícil de ubicarlo en una zona exacta del Mar Del Norte.
- La geología perteneciente al Campo Olympus es de gran similitud con el grupo viking graben perteneciente a la plataforma horda al tener litología con un ambiente de depositación marina con una gran presencia de depósitos profundos de arenas, en planicies shale, pero su composición litológica varia debido a que el campo olympus presenta en una de sus zonas de interés un ambiente de depositación fluvial marino el cual está representado en canales fluviales de alta porosidad.
- El modelo del yacimiento contiene a lo largo de su zona de interés un petróleo de clasificación liviano al tener un API de 38.35 grados, con valores de viscosidad entre 2.51 y 4.47 centipoises a lo largo de variaciones de presión entre 80 bares (1160.3 psi) y 335 bares (4858.76 psi) y un gradiente de temperatura de 4.23°C/100. Estas condiciones muestran un comportamiento del petróleo ideal y óptimo para la buena movilidad y producción del petróleo, pero alejado de la realidad debido a que el gradiente de temperatura es excesivamente alto debido a que un gradiente normal de temperatura esta entre 1- 2.5 °C/100 pies.
- Para las facies descritas en el proyecto, de acuerdo a las permeabilidades relativas dadas, la movilidad favorecerá al petróleo en las zonas marina 1 y 3 debido que el agua está mojando la roca y ocupando los espacios porales pequeños. Pero en la zona fluvial y en la zona marina 2, la movilidad favorece al agua, al tener la mojabilidad a la roca invertida, pero con la observación de que la zona fluvial tiene el doble de volumen de petróleo que la marina, de esta zona se recupera un 30% más de contenido de petróleo con respecto a la zona marina, pero aumentando la producción de agua debido a que el agua tiene mayor movilidad en esta facie.
- La producción primaria del campo olympus es de un tiempo corto (1 año), debido a que los empujes presentes en el yacimiento (expansión roca y fluido y empuje hidráulico) no son lo suficientemente efectivos para mantener la presión de producción del yacimiento de acuerdo a dos factores: El empuje de expansión roca y fluidos es débil para alimentar la presión de producción de los fluidos y el

acuífero presente en el yacimiento no es lo suficientemente grande para que al empezar la producción se expanda de buena manera para ayudar con soporte de presión. La presión de producción que manejan los productores es de 150 bares (2175,52 psi) lo cual hace que el diferencial de producción (drawdown) del yacimiento sea poco de 54 bares (783.204 psi) para alimentar la producción de petróleo durante los 20 años del proyecto

- La producción secundaria a temprana edad del yacimiento, genera un impulso en la producción de petróleo, generando mejores ganancias de acuerdo a la producción y a una sostenibilidad de la presión del yacimiento, alargando la vida productiva del yacimiento, dando resultados de más del 400% de la producción acumulada de petróleo, al año de hacer la inyección de agua para el Campo Olympus.
- Para el campo Olympus, los pozos inyectoros horizontales fueron efectivos debido a que las permeabilidad en direcciones X y Y son conductivas ayudando a que el barrido areal fuera eficiente y se lograra recuperar una gran cantidad de petróleo mientras en la dirección en Z, la comunicación entre estratos no era la apropiada para el movimiento de los fluidos dificultando la producción de manera vertical.
- El caso de perforación 2 fue el escogido por tener una configuración de pozos en el cual su tiempo de perforación fue el menor con 11 meses de tiempo total, se perforaron 10 pozos, 5 productores y 5 inyectoros que generan la mejor relación de fluidos producidos e inyectados con respecto a las ganancias totales obtenidas del proyecto sus costo fue de \$ 152.631.783 de dólares siendo este el menos costo en los tres casos propuestos.
- Para los casos propuestos se decidió reducir la extensión de los pozos horizontales con el propósito de reducir gastos y tiempos de perforación, pero que a la vez la producción de petróleo se mantuviera. El caso de perforación 2 dio resultado de que a medida que los pozos se reducían en su extensión, su producción de petróleo era de un 5 a 10 % mejor, con lo cual infiere que no siempre entre más extensión horizontal y área de contacto tenga un pozo con el yacimiento, su producción va a ser optima sino que en cambio existe una relación entre el área de contacto pozo con el yacimiento y las propiedades del yacimiento y dependiendo de un buen análisis del yacimiento puede encontrarse la distancia optima de los pozos horizontales para tener altas producciones y bajos costos de perforación .

- Para la realización escogida a representar el campo Olympus fue el caso Olympus 25, su OOIP tiene un valor de 43.846.800 m³ (275.796.372 barriles) de cuales se recuperaron de manera primaria 515.371 m³ (3.241.684 barriles) representando el 1.18% del factor de recobro y de manera de recobro secundario, se produjo 12.113.200 m³ (76.192.028 barriles) representados en un factor de recobro del 27.63%, resultados brindados por la optimización de tasas de inyección de agua.
- Las optimizaciones son de uso importante a lo largo la vida de un Campo, ya sea desde el inicio o hasta el final de su vida productiva. Las optimizaciones en el campo Olympus generaron reducción de gastos en perforaciones al reducir la cantidad de pozos a usar en el campo, su extensión, sus costos y a la vez manteniendo altos niveles de producción de petróleo.
- Al analizar los resultados de producciones de fluidos y las ganancias resultantes, se observa que al hacer una comparación entre un control y no control de tasas de inyección de agua, se reflejan disminuciones de producciones de petróleo, agua y en inyecciones de agua pero sin disminuir las ganancias totales. Lo que da a entender que no es solo producir la mayor cantidad de petróleo en un campo, si no llevar un control de producción fluidos y de gastos operativos para que un campo sea muy rentable.
- Basado en el análisis realizado al proyecto, se puede evidenciar que es un proyecto viable al maximizar la ganancia neta del proyecto en \$ 894.107.951 .lo cual hace que el proyecto sea ejecutable.
- Además, se concluye que las variables más importantes del proyecto, aparte de la producción del petróleo, es el control de las tasas de producción e inyección de agua durante el proceso, ya que influyen en gran manera en los costos del proyecto con un valor total de \$ 522.218.608 lo cual equivalen a un 40.2% del total de los egresos

9. RECOMENDACIONES

- Para un caso a futuro, se debe contemplar bajar las presiones de producción de cada pozo productor para alargar el tiempo de la producción primaria, y tener mejor influencia de los empujes presentes en el yacimiento.
- Evaluar otra configuración de pozos saliendo de plataformas ubicadas distintamente a las mencionadas en el proyecto, para reducir costos en perforaciones y que a la vez se mantenga o aumente las producciones del campo y sus ganancias netas.
- Aplicar métodos de recobro terciario como polímeros o ASP para tener un factor de recobro de petróleo por encima del 40% luego de la producción secundaria. y poder recuperar el petróleo residual.
- Realizar métodos analíticos predictivos de inyección de agua, como el método de Buckley leverett o stiles para medir el barrido de la inyección de agua antes ver sus resultados en el simulador y hacer una comparación de los resultados con respecto al método usado y los datos brindado por el simulador.
- Evaluar la extensión óptima requerida para los pozos horizontales, en los cuales se tengan buena producción de petróleo y bajos costos de perforación y completamiento para los nuevos casos de perforación a futuro en el campo.
- Realizar la evaluación financiera con precios del barril de petróleo actuales para mirar el comportamiento económico a futuro del campo en un aspecto más realista debido a que en el proyecto se usó el precio del barril de petróleo en 45 USD.

BIBLIOGRAFÍA

- ASTM. Manual on hydrocarbon analysis. Estados Unidos, 1998, p.109
- AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Tercera edición, Burlington, MA, Estados Unidos:Elsevier fields. 2012
- BANZER S., Carlos. Correlaciones Numericas P.V.T., Universidad de Zulia, Maracaibo, Venezuela. 1998
- CRAIG, Forrest F. (1971) Jr. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. Second Printing. New York, USA.
- DONALDSON E.C., G.V. Chilinggarian, (1989), T.F. Yen. Enhanced Oil Recovery, fundamentals and analyses. Los Angeles, USA. 356. p.ISBN-9780444429339
- ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto, Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Huila, Colombia, Volumen 1.
- GEOLOGIA ESTRUCTURAL VIRTUAL. HORST Y GRABEN. [En línea]. 1 octubre del 2016. Disponible en internet:<<http://www.geovirtual2.cl/Geoestructural/gestr04f.htm>>.
- GREEN, Don W; WILLHITE, G Paul. (1988). Enhanced Oil Recovery. SPE Textbook Series, Volume 6. Oklahoma, USA. 561. p. ISBN-9781555630775
- HALLIBURTON. (2000). Technical collection Reservoir Engineering. Houston, USA. 157. P.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS, normas colombianas para la presentación de trabajos de investigación. Sexta actualización. Bogotá. ICONTEC .2018
- LEEUWENBURGH. O., and FONSECA, R.M., (TNO), Issap field development optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.
- LEEUWENBURGH. O., and FONSECA, R.M., (TNO), Description optimization challenge input files, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.
- LEEUWENBURGH. O., FONSECA, R.M., GEEL, C.R. (TNO), Description of OLYMPUS Reservoir model for optimization challenge, The Hague, Netherlands, 2017 TNO.

MADRID, Marcelo. (2017). Perforación Direccional, Tipos de Perforación, Propósitos y Motor de Fondo, en línea, 22 de octubre de 2017, disponible en: (<http://www.portaldelpetroleo.com/2016/03/perforacion-direccional-tipos-de.html>)

NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE (NPD). 4.1 Geology of the North Sea, en línea (consultado del 20 marzo 2018). Disponible en:<http://www.npd.no/Publikasjoner/Rapporter/CO2-samleatlas/4-The-Norwegian-North-Sea/41-Geology-of-the-North-Sea/The-Viking-Group/>

NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE (NPD). Geostructural maps, en línea (consultado del 20 marzo 2018). Disponible en: <http://www.geovirtual2.cl/Geoestructural/gestr04f.htm>

NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE (NPD). Seismic data, en línea (consultado del 20 marzo 2018). Disponible en: <https://www.cgg.com/en/What-We-Do/Multi-Client-Data/Seismic/NWEurope/North-Viking-Graben>

PARÍS DE FERRER, Magdalena. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Maracaibo, Venezuela. 390. P.

PETTERSEN. Oystein,(2006), Basics of Reservoir Simulation with the eclipse reservoir simulator, Berguen Suiza, Dept. of Mathematics, Univ. of Bergen,114 paginas.

SATTER, Abdus; THAKUR, Ganesh. (1994). Integrated Petroleum Reservoir Management. Editorial PennWell Books. Dallas, USA. 335. p. ISBN-9781593702618

SMITH, James T y COBB, William M. (1987). Waterflooding.Washington DC, USA. 584. P.

SCHLUMBERGER. Eclipse. Reference Manual, 2015, Segunda version. Simulador OPM. En línea, (Consultado el 20 de febrero de 2018). Disponible en: <http://opm-project.org/>.

Visualizador 3D y post procesamiento de modelos de yacimientos ResInsight en línea, (Consultado el 20 febrero de 2018). Disponible en: <https://resinsight.org/project/download/>.

Papers

- SPE-113260-MS

Título: Reservoir Management of the Gullfaks Main Field

Autor: Saifullah Talukdar, SPE and Rune Instertjord, SPE, StatoilHydro ASA, Norway

Fecha de publicación: 9-12 de junio 2008, Italia

- SPE-17220-MS

Título: Development of the Gullfaks Field

Autor: M. Grinrod, T. Justad, and P.H. Tomren, Statoil AJS
Fecha de publicación: 28 de Febrero 1988, Texas

ANEXOS

ANEXO A
ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN PRIMARIA Y SECUNDARIA

OLYMPUS_25						
Fechas	FOPT M³	FOPT Bbl	FWPT M³	FWPT Bbl	FPR Bar	FPR Psi
1/01/2016	-	-	-	-	204	2.967
2/01/2016	-	-	-	-	204	2.967
5/01/2016	-	-	-	-	204	2.967
14/01/2016	-	-	-	-	204	2.967
29/01/2016	-	-	-	-	204	2.967
14/02/2016	-	-	-	-	204	2.967
15/03/2016	94.826	596.454	8	51	189	2.757
15/03/2016	99.791	627.687	10	60	188	2.740
16/03/2016	104.296	656.022	13	80	187	2.729
18/03/2016	113.474	713.751	228.414	1.436.724	186	2.709
23/03/2016	133.120	837.325	494.485	3.110.311	183	2.675
3/04/2016	161.148	1.013.621	918.768	5.779.051	181	2.634
15/04/2016	183.628	1.155.020	129.382	813.813	178	2.602

3/05/2016	224.470	1.411.916	182.724	1.149.334	173	2.518
24/05/2016	273.938	1.723.070	754.316	4.744.648	167	2.430
14/06/2016	309.330	1.945.686	1.863	11.716	164	2.388
15/07/2016	381.620	2.400.390	8.501	53.470	158	2.303
17/08/2016	429.318	2.700.410	13.827	86.969	156	2.267
21/09/2016	463.586	2.915.956	18.188	114.401	154	2.246
5/10/2016	475.226	2.989.172	19.745	124.195	154	2.239
1/11/2016	492.268	3.096.366	22.181	139.520	153	2.229
1/01/2017	515.371	3.241.684	25.738	161.894	152	2.216
6/01/2017	528.829	3.326.334	26.597	167.294	157	2.287
17/01/2017	573.656	3.608.296	29.642	186.446	162	2.360
12/02/2017	711.361	4.474.461	41.150	258.836	167	2.429
11/04/2017	1.048.810	6.597.015	88.819	558.672	170	2.479
13/08/2017	1.722.540	10.834.777	304.439	1.914.921	172	2.514
1/01/2018	2.403.430	15.117.575	672.850	4.232.227	173	2.524

9/02/2018	2.589.410	16.287.389	787.441	4.953.004	173	2.524
30/04/2018	2.937.690	18.478.070	1.047.250	6.587.203	173	2.520
20/07/2018	3.272.820	20.586.038	1.337.130	8.410.548	173	2.516
12/09/2018	3.489.030	21.945.999	1.541.100	9.693.519	172	2.513
1/01/2019	3.898.330	24.520.496	1.988.300	12.506.407	172	2.507
2/07/2019	4.467.990	28.103.657	2.717.700	17.094.333	170	2.474
1/01/2020	4.987.260	31.369.865	3.484.850	21.919.707	169	2.463
2/07/2020	5.470.930	34.412.150	4.290.950	26.990.076	169	2.457
31/08/2020	5.626.740	35.392.195	4.560.460	28.685.293	168	2.455
1/01/2021	5.930.020	37.299.826	5.121.040	32.211.342	168	2.451
1/01/2022	6.675.330	41.987.826	6.682.520	42.033.051	166	2.419
1/01/2023	7.494.900	47.142.921	8.008.470	50.373.276	175	2.557
1/05/2023	7.741.290	48.692.714	8.425.820	52.998.408	174	2.537
21/07/2023	7.901.750	49.702.008	8.707.930	54.772.880	174	2.534
13/09/2023	8.007.670	50.368.244	8.898.460	55.971.313	174	2.532

1/01/2024	8.216.520	51.681.911	9.291.370	58.442.717	174	2.530
1/03/2024	8.329.610	52.393.247	9.509.350	59.813.812	173	2.529
30/06/2024	8.549.150	53.774.154	9.952.450	62.600.911	173	2.527
1/01/2025	8.871.190	55.799.785	10.645.400	66.959.566	173	2.524
1/05/2025	9.055.150	56.956.894	11.052.300	69.518.967	171	2.490
21/07/2025	9.173.480	57.701.189	11.321.400	71.211.606	170	2.483
1/01/2026	9.403.080	59.145.373	11.868.400	74.652.236	170	2.479
1/05/2026	9.567.970	60.182.531	12.272.300	77.192.767	170	2.475
1/01/2027	9.890.590	62.211.811	13.102.700	82.415.983	170	2.473
1/01/2028	10.286.700	64.703.343	14.173.600	89.151.944	167	2.430
2/07/2028	10.478.500	65.909.765	14.706.800	92.505.772	166	2.426
1/01/2029	10.665.700	67.087.253	15.240.900	95.865.261	166	2.423
1/01/2030	10.965.700	68.974.253	16.120.400	101.397.316	163	2.382
1/01/2031	11.252.200	70.776.338	16.989.300	106.862.697	163	2.376
1/01/2032	11.472.200	72.160.138	17.663.900	111.105.931	160	2.336

2/07/2032	11.578.700	72.830.023	17.994.200	113.183.518	160	2.331
1/01/2033	11.683.700	73.490.473	18.322.700	115.249.783	160	2.330
1/01/2034	11.831.900	74.422.651	18.780.700	118.130.603	157	2.290
1/01/2035	11.973.100	75.310.799	19.219.000	120.887.510	157	2.285
14/01/2035	11.978.200	75.342.878	19.234.700	120.986.263	157	2.285
22/01/2035	11.981.600	75.364.264	19.245.100	121.051.679	157	2.285
28/01/2035	11.983.800	75.378.102	19.252.000	121.095.080	157	2.285
8/02/2035	11.988.200	75.405.778	19.265.600	121.180.624	157	2.285
20/02/2035	11.992.500	75.432.825	19.279.200	121.266.168	157	2.285
14/03/2035	12.001.200	75.487.548	19.306.200	121.435.998	157	2.285
21/05/2035	12.027.300	75.651.717	19.387.100	121.944.859	157	2.284
10/09/2035	12.070.400	75.922.816	19.520.900	122.786.461	157	2.284
1/01/2036	12.113.200	76.192.028	19.654.600	123.627.434	157	2.284

**ANEXO B
SURVEY**

OLYMPUS_25 caso de perforación 1

Pozo #	Coordenada inicial			Coordenada final			Mt perforados x	Mt perforados y	Mt perforados z	Mt perforados por pozo	Mt perforados totales	Inclinación	Dog leg (radianes)	Dog leg (°/3mts)	Dog leg (°/30,48mts)
	X	Y	Z	X	Y	Z									
PROD -1	104	102	1	104	102	1	0	0	3	3	3	3			
PROD -1	104	100	2	104	100	2	0	50	3	56	56	50,09	0,05993	3,43362	10,466
PROD -1	104	100	1	104	100	1	0	50	3	109	109	50,09	0,05993	3,43362	10,466
PROD -1	104	100	2	104	100	2	0	50	3	162	162	50,09	0,05993	3,43362	10,466
PROD -1	104	100	3	104	100	3	0	50	3	215	215	50,09	0,05993	3,43362	10,466
PROD -1	104	100	4	104	100	4	0	50	3	268	268	50,09	0,05993	3,43362	10,466
PROD -1	104	100	5	104	100	5	0	50	3	321	321	50,09	0,05993	3,43362	10,466
PROD -1	104	100	6	104	100	6	0	50	3	374	374	50,09	0,05993	3,43362	10,466

PROD -1	1 0 4	1 1 0	7 0 4	1 0 4	1 1 0	7 0 4	0	50	3	427	427	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
PROD -1	1 0 4	1 1 1	9 0 4	1 0 4	1 1 1	9 0 4	0	50	3	480	480	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
PROD -1	1 0 4	1 1 2	1 0 2	1 0 4	1 0 7	1 0 7	0	800	3	1283	1283	800, 01	0,00375	0,21486	0,655
INY-1	1 0 2	1 0 2	1 0 2	1 0 2	1 0 2	1 0 2	0	0	3	3	1286	3,00	1,57080		
INY-1	1 0 2	1 0 2	2 0 2	1 0 2	1 0 2	2 0 2	0	0	3	6	1289	3,00	1,57080		
INY-1	1 0 2	1 0 2	3 0 2	1 0 2	1 0 2	3 0 2	0	0	3	9	1292	3,00	1,57080		
INY-1	1 0 1	1 0 2	6 0 1	1 0 1	1 0 2	6 0 1	50	0	3	62	1345	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
INY-1	1 0 0	1 0 3	7 0 0	1 0 0	1 0 3	7 0 0	50	50	3	165	1448	100, 04	0,02999	1,71835	5,238
INY-1	9 8 4	1 0 4	9 9 6	9 9 6	1 0 5	9 9 6	200	0	3	368	1651	200, 02	0,01500	0,85937	2,619
INY-1	9 6 6	1 0 6	1 0 0	8 3 3	1 1 9	1 0 9	750	700	3	1821	3104	1450 ,00	0,00207	0,11854	0,361
INY-3	1 0 5	1 0 2	1 0 5	1 0 5	1 0 2	1 0 5	0	0	3	3	3107	3,00	1,57080		

INY-3	1 0 6	1 0 2	3	1 0 6	1 0 2	3	50	0	3	56	3160	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
INY-3	1 0 6	1 0 2	4	1 0 6	1 0 2	4	0	0	3	59	3163	3,00	1,57080	89,9997 9	
INY-3	1 0 6	1 0 2	5	1 0 7	1 0 2	5	50	0	3	112	3216	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
INY-3	1 0 7	1 0 2	7	1 0 7	1 0 2	7	50	0	3	165	3269	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
INY-3	1 0 8	1 0 2	1	1 0 6	1 2 1	0	350	950	3	1303	4572	1300 ,00	0,00231	0,13222	0,403
INY-3	1 1 6	1 2 2	1	1 1 6	1 2 2	1	400	50	3	1756	5025	450, 01	0,00667	0,38197	1,164
INY-3	1 1 6	1 2 3	1	1 1 6	1 2 3	1	0	50	3	1809	5078	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
INY-3	1 1 6	1 2 4	9	1 1 6	1 2 4	9	0	50	3	1862	5131	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
INY-3	1 1 6	1 2 5	1	1 0 6	1 3 0	1	0	200	3	2065	5334	200, 02	0,01500	0,85937	2,619
PROD -2	1 0 4	1 0 1	1	1 0 4	1 0 1	1	0	0	3	3	5337	3,00	1,57080		
PROD -2	1 0 4	1 0 1	2	1 0 4	1 0 1	2	0	0	3	6	5340	3,00	1,57080		

PROD -2	1 0 4	1 0 1	3 0 1	1 0 4	1 0 1	3 0 1	0	0	3	9	5343	3,00	1,57080		
PROD -2	1 0 4	1 0 1	4 0 1	1 0 4	1 0 1	4 0 1	0	0	3	12	5346	3,00	1,57080		
PROD -2	1 0 4	1 0 1	5 0 1	1 0 4	1 0 1	5 0 1	0	0	3	15	5349	3,00	1,57080		
PROD -2	1 0 4	1 0 1	6 0 1	1 0 4	1 0 1	6 0 1	0	0	3	3	5352	3,00	1,57080		
PROD -2	1 0 4	1 0 0	1 0 1	1 0 4	1 0 0	1 0 1	0	50	3	56	5405	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
PROD -2	1 0 4	9 9 9	9 1 4	1 0 4	9 9 9	9 9 9	0	50	3	109	5458	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
PROD -2	1 0 4	9 8 0	1 0 3	1 0 3	8 0 6	1 0 0	50	550	3	712	6061	600, 01	0,00500	0,28648	0,873
PROD -2	1 0 3	8 5 1	1 1 3	1 0 3	8 5 1	1 1 3	50	50	3	815	6164	100, 04	0,02999	1,71835	5,238
PROD -2	1 0 3	8 4 0	1 0 3	1 0 3	7 7 0	1 0 0	0	300	3	1118	6467	300, 01	0,01000	0,57294	1,746
PROD -2	1 0 3	7 6 0	9 0 3	1 0 3	7 3 9	9 3 9	0	100	3	1221	6570	100, 04	0,02999	1,71835	5,238
PROD -2	1 0 3	7 2 0	1 0 3	1 0 3	3 9 0	1 0 0	0	1600	3	2824	8173	1600 ,00	0,00187	0,10743	0,327

INY-4	1 0 3	1 0 1	1 0 1	1 0 3	1 0 1	1 0 1	0	0	3	3	8176	3,00	1,57080		
INY-4	1 0 3	1 0 1	2 0 1	1 0 3	1 0 1	2 0 1	0	0	3	6	8179	3,00	1,57080		
INY-4	1 0 3	1 0 1	3 0 1	1 0 3	1 0 1	3 0 1	0	0	3	9	8182	3,00	1,57080		
INY-4	1 0 3	1 0 1	4 0 1	1 0 3	1 0 1	4 0 1	0	0	3	12	8185	3,00	1,57080		
INY-4	1 0 3	1 0 1	5 0 1	1 0 3	1 0 1	5 0 1	0	0	3	15	8188	3,00	1,57080		
INY-4	1 0 3	1 0 1	6 0 1	1 0 3	1 0 1	6 0 1	0	0	3	18	8191	3,00	1,57080		
INY-4	1 0 3	1 0 1	7 0 1	1 0 3	1 0 1	7 0 1	0	0	3	21	8194	3,00	1,57080		
INY-4	1 0 3	1 0 1	9 0 1	1 0 3	1 0 1	9 0 1	0	0	3	24	8197	3,00	1,57080		
INY-4	1 0 3	1 0 0	1 2 0	1 0 3	1 0 0	1 2 0	0	50	3	77	8250	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
INY-4	1 0 3	9 9 0	1 0 3	9 3 0	8 7 0	1 0 0	500	550	3	1130	9303	1050 ,00	0,00286	0,16370	0,499
INY-4	9 3	8 6	9 3	9 3	8 6	9 3	500	50	3	553	9856	550, 01	0,00545	0,31252	0,953

INY-4	9 3	8 5	1 3	9 3	8 5	1 3	0	50	3	606	9909	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
INY-4	9 3	8 4	1 2	9 3	8 4	1 2	0	50	3	659	9962	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
INY-4	9 3	8 3	1 1	9 3	8 3	1 1	0	50	3	712	10015	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
INY-4	9 3	8 2	1 0	9 3	5 5	1 0	0	1300	3	2015	11318	1300 ,00	0,00231	0,13222	0,403
INY-2	1 0 5	1 0 1	1 0 1	1 0 5	1 0 1	1 0 1	0	0	3	3	11321	3,00	1,57080		
INY-2	1 0 5	1 0 1	2 0 1	1 0 5	1 0 1	2 0 1	0	0	3	6	11324	3,00	1,57080		
INY-2	1 0 5	1 0 1	3 0 1	1 0 5	1 0 1	3 0 1	0	0	3	9	11327	3,00	1,57080		
INY-2	1 0 5	1 0 1	4 0 1	1 0 5	1 0 1	4 0 1	0	0	3	12	11330	3,00	1,57080		
INY-2	1 0 5	1 0 1	5 0 1	1 0 5	1 0 1	5 0 1	0	0	3	15	11333	3,00	1,57080		
INY-2	1 0 5	1 0 1	6 0 1	1 0 5	1 0 1	6 0 1	0	0	3	18	11336	3,00	1,57080		
INY-2	1 0 5	1 0 1	7 0 1	1 0 5	1 0 1	7 0 1	0	0	3	21	11339	3,00	1,57080		
INY-2	1 0 6	1 0 1	9 0 6	1 0 6	1 0 6	9 0 6	50	0	3	74	11392	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466

INY-2	1 0 7	1 0 1	1 0 9	1 0 9	7 4 0	1 0	50	1350	3	1477	12795	1400 ,00	0,00214	0,12278	0,374
INY-2	1 0 9	7 2	7 0 9	1 0 9	7 1	7 7	100	50	3	1630	12948	150, 03	0,02000	1,14576	3,492
INY-2	1 0 9	7 0 9	9 0 9	1 0 9	7 0	9 9	0	50	3	1683	13001	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
INY-2	1 0 9	6 9	1 0	1 0 9	4 5 0	1 0	0	1150	3	1153	14154	1150 ,00	0,00261	0,14947	0,456
PROD -3	1 0 2	1 0 1	1 0 2	1 0 2	1 0 1	1 1	0	0	3	3	14157	3,00	1,57080		
PROD -3	1 0 2	1 0 1	2 0 2	1 0 2	1 0 1	2 2	0	0	3	6	14160	3,00	1,57080		
PROD -3	1 0 2	1 0 1	3 0 2	1 0 2	1 0 1	3 3	0	0	3	9	14163	3,00	1,57080		
PROD -3	1 0 2	1 0 1	4 0 2	1 0 2	1 0 1	4 4	0	0	3	12	14166	3,00	1,57080		
PROD -3	1 0 2	1 0 1	5 0 2	1 0 2	1 0 1	5 5	0	0	3	15	14169	3,00	1,57080		
PROD -3	1 0 2	1 0 1	6 0 2	1 0 2	1 0 1	6 6	0	0	3	18	14172	3,00	1,57080		
PROD -3	1 0 1	1 0 1	9 0 1	1 0 1	1 0 1	9 9	50	0	3	71	14225	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466

PROD -3	1 0 0	1 0 1	1 0 0	8 3 0	6 6 0	1 0 0	800	1750	3	2624	16778	2550 ,00	0,00118	0,06741	0,205
PROD -4	1 0 3	1 0 0	1 0 0	1 0 3	1 0 0	1 0 0	0	0	3	3	16781	3,00	1,57080		
PROD -4	1 0 3	1 0 0	2 0 0	1 0 3	1 0 0	2 0 0	0	0	3	6	16784	3,00	1,57080		
PROD -4	1 0 3	1 0 0	3 0 0	1 0 3	1 0 0	3 0 0	0	0	3	9	16787	3,00	1,57080		
PROD -4	1 0 3	9 9 3	2 9 5	9 5 6	8 6 6	2 2 2	400	600	3	1012	17790	1000 ,00	0,00300	0,17189	0,524
PROD -4	9 4	8 5	7 9	9 4	8 5	7 7	450	50	3	1515	18293	500, 01	0,00600	0,34377	1,048
PROD -4	9 3	8 4	6 0	9 0	8 1	6 6	100	100	3	1718	18496	200, 02	0,01500	0,85937	2,619
PROD -4	8 9	7 9	5 9	8 9	7 8	5 5	200	50	3	1971	18749	250, 02	0,01200	0,68751	2,096
PROD -4	8 9	7 7	4 9	8 9	7 7	4 4	0	50	3	2024	18802	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
PROD -4	8 9	7 6	3 9	8 9	7 5	3 3	0	100	3	2127	18905	100, 04	0,02999	1,71835	5,238
PROD -4	8 9	7 4	2 2	8 2	5 3	2 2	350	1000	3	3480	20258	1350 ,00	0,00222	0,12732	0,388
INY-5	1 0 0	1 0 2	1 0 0	1 0 0	1 0 2	1 0 2	0	0	3	3	22514	3,00	1,57080		
INY-5	1 0 0	1 0 2	2 5 5	5 9 8	9 8 8	2 2 2	2250	0	3	2256	22511	2250 ,00	0,00133	0,07639	0,233

INY-7	1 0 5	1 0 3	1	1 0 5	1 0 3	1	0	0	3	3	22514	3,00	1,57080		
INY-7	1 0 5	1 0 4	3	1 0 5	1 0 6	3	0	50	3	56	22567	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
INY-7	1 0 5	1 0 7	2	7 9 2	1 2 2	2	1300	700	3	2059	24570	2000 ,00	0,00150	0,08594	0,262
PROD -5	1 0 3	1 0 4	1	1 0 3	1 0 4	1	0	0	3	3	24573	3,00	1,57080		
PROD -5	1 0 3	1 0 4	2	7 3 2	1 1 2	2	1500	400	3	1906	26476	1900 ,00	0,00158	0,09047	0,276
INY-6	1 0 5	1 0 0	1	1 0 5	1 0 0	1	0	0	3	3	26479	3,00	1,57080		
INY-6	1 0 6	1 0 0	2	1 0 6	1 0 0	2	50	0	3	56	26532	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
INY-6	1 0 7	1 0 0	3	1 0 9	1 0 0	3	50	0	3	109	26585	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
INY-6	1 1 1	1 0 0	2	8 9 9	4 9 9	2	1300	2550	3	3962	30438	3850 ,00	0,00078	0,04465	0,136
PROD -7	1 0 0	1 0 0	1	1 0 0	1 0 0	1	0	0	3	3	30441	3,00	1,57080		
PROD -7	1 0 0	1 0 0	2	4 3 2	8 2 2	2	2850	900	3	3756	34194	3750 ,00	0,00080	0,04584	0,140

INY-8	1 0 1	9 9	1 0 0	1 0 0	9 8	1	50	50	3	103	34297	100, 04	0,02999	1,71835	5,238
INY-8	9 9	9 7	2 6	4 6	7 3	2	2550	1150	3	3806	38000	3700 ,00	0,00081	0,04646	0,142

OLYMPUS_25 caso de perforación 2

Pozo #	Coordenada inicial			Coordenada final			Mt perforados x	Mt perforados y	Mt perforados z	Mt perforados por pozo	Mt perforados totales	Inclinación	Dog leg (%/30,48mts)
	X	Y	Z	X	Y	Z							
PROD -1	6 8	9 0	1	6 8	90	1	0	0	3	3	3	3,00	0,000
PROD -1	6 7	8 9	2	6 8	90	2	50	-50	3	3	3	3,00	0,000
PROD -1	6 5	8 7	4	6 8	90	4	250	300	3	556	556	550,0 1	0,000
PROD -1	6 4	8 6	3	6 1	83	3	100	50	3	709	709	150,0 3	3,492
PROD -1	6 0	8 2	2	1 0 4	51	2	2400	1500	3	4612	4612	3900, 00	0,134
PROD -2	6 9	9 2	1	6 9	92	1	0	0	3	3	4615	3,00	
PROD -2	6 9	9 2	2	6 9	92	2	0	0	3	6	4618	3,00	
PROD -2	6 9	9 3	5	6 9	95	5	0	50	3	59	4671	50,09	
PROD -2	6 9	9 4	7	6 9	95	7	0	100	3	162	4774	100,0 4	5,238

PROD -2	6 9	9 7	5	6 9	97	5	0	100	3	265	4877	100,0 4	5,238
PROD -2	6 9	9 8	4	6 9	98	4	0	50	3	318	4930	50,09	10,466
PROD -2	7 0	9 9	3	7 0	99	3	50	50	3	421	5033	100,0 4	5,238
PROD -2	7 1	1 0	2	1 0	12 9	2	1700	1400	3	3524	8136	3100, 00	0,169
PROD -3	7 1	9 2	1	7 1	92	1	0	0	3	3	4933	3,00	
PROD -3	7 2	9 3	2	7 2	93	2	50	50	3	106	5036	100,0 4	5,238
PROD -3	7 2	9 3	3	7 2	93	3	0	0	3	109	5039	3,00	
PROD -3	7 3	9 5	5	7 3	95	5	50	100	3	262	5192	150,0 3	3,492
PROD -3	7 5	9 6	4	7 5	96	4	100	50	3	415	5345	150,0 3	3,492
PROD -3	7 7	9 7	2	1 0	10 1	2	1300	250	3	1968	6898	1550, 00	0,338
PROD -3	1 0 6	1 0 1	3	1 1 4	98	3	1050	150	3	3171	8101	1200, 00	0,437
PROD -3	1 1 5	9 6	2	1 1 0	86	2	700	600	3	4474	9404	1300, 00	0,403
INY-5	7 3	9 1	1	7 3	91	1	0	0	3	3	6901	3,00	
INY-5	7 4	9 1	3	7 4	91	3	50	0	3	56	6954	50,09	10,466

INY-5	7 5	9 1	5	7 5	91	5	50	0	3	109	7007	50,09	10,466
INY-5	7 6	9 1	7	7 6	91	7	50	0	3	162	7060	50,09	10,466
INY-5	7 7	9 1	9	7 7	91	9	50	0	3	215	7113	50,09	10,466
INY-5	7 8	9 1	10	1 1 6	85	10	1950	300	3	2468	9366	2250, 00	0,233
INY-3	7 0	9 2	1	7 0	92	1	0	0	3	3	9369	3,00	0,000
INY-3	7 0	9 2	2	7 0	92	2	0	0	3	6	9372	3,00	0,000
INY-3	7 0	9 2	3	7 0	92	3	0	0	3	9	9375	3,00	0,000
INY-3	7 0	9 2	4	7 0	92	4	0	0	3	12	9378	3,00	0,000
INY-3	7 0	9 2	5	7 0	92	5	0	0	3	15	9381	3,00	0,000
INY-3	7 1	9 3	7	7 1	93	7	50	50	3	118	9484	100,0 4	5,238
INY-3	7 2	9 4	9	7 2	94	9	50	50	3	221	9587	100,0 4	5,238
INY-3	7 3	9 5	10	7 7	99	10	150	150	3	524	9890	300,0 1	1,746
INY-3	7 8	1 0 0	6	7 8	10 0	6	250	50	3	827	10193	300,0 1	1,746
INY-3	7 9	1 0 1	7	7 9	10 1	7	50	50	3	930	10296	100,0 4	5,238

INY-3	8 0	1 0 2	9	8 0	10 2	9	50	50	3	1033	10399	100,0 4	5,238
INY-3	8 1	1 0 3	10	9 9	11 9	10	950	850	3	2836	12202	1800, 00	0,291
INY-3	1 0 1	1 2 0	11	1 0 5	12 2	11	1200	150	3	4189	13555	1350, 00	0,388
INY-3	1 0 7	1 2 3	12	1 1 5	12 7	12	700	250	3	5142	14508	950,0 0	0,551
PROD -6	7 0	9 0	1	7 0	90	1	0	0	3	3	14511	3,00	
PROD -6	7 0	9 0	2	7 0	90	2	0	0	3	6	14514	3,00	
PROD -6	7 1	8 9	3	7 1	89	3	50	50	3	109	14617	100,0 4	
PROD -6	7 0	8 8	5	7 0	88	5	50	50	3	212	14720	100,0 4	
PROD -6	7 0	8 8	6	7 0	88	6	0	0	3	215	14723	3,00	
PROD -6	7 0	8 7	7	7 0	87	7	0	50	3	268	14776	50,09	10,466
PROD -6	7 0	8 7	9	7 0	87	9	0	0	3	271	14779	3,00	
PROD -6	7 3	8 5	10	9 1	67	10	750	800	3	1824	16332	1550, 00	0,338
PROD -6	9 2	6 6	11	9 7	65	11	700	0	3	2527	17035	700,0 1	0,748
PROD -6	9 8	6 4	12	1 0 3	59	12	50	200	3	2780	17288	250,0 2	2,096

PROD -6	1 0 4	5 7	13	1 0 4	52	13	300	150	3	3233	17741	450,0 1	1,164
PROD -6	1 0 4	5 1	14	1 0 4	47	14	0	150	3	3386	17894	150,0 3	3,492
INY-1	7 1	9 4	2	7 1	94	2	0	50	3	56	17950	50,09	10,466
INY-1	7 1	9 4	3	7 1	94	3	0	0	3	59	17953	3,00	
INY-1	7 1	9 5	5	7 2	96	5	50	0	3	112	18006	50,09	10,466
INY-1	7 3	9 7	4	7 3	97	4	100	50	3	265	18159	150,0 3	3,492
INY-1	7 4	9 8	3	7 4	98	3	50	50	3	368	18262	100,0 4	5,238
INY-1	7 5	9 9	2	1 1 7	12 1	2	2050	1050	3	3471	21365	3100, 00	0,169
INY-2	7 3	9 0	1	7 3	90	1	0	0	3	3	18009	3,00	
INY-2	7 4	9 0	3	7 4	90	3	50	0	3	56	18062	50,09	10,466
INY-2	7 5	9 0	5	7 6	90	5	0	0	3	59	18065	3,00	
INY-2	7 8	8 8	4	7 8	88	4	150	100	3	312	18318	250,0 2	2,096
INY-2	8 0	8 7	3	8 0	87	3	100	50	3	465	18471	150,0 3	0,000
INY-2	8 2	8 7	2	9 5	85	2	550	100	3	1118	19124	650,0 1	0,000
INY-2	9 5	8 4	3	9 5	84	3	650	50	3	1821	19827	700,0 1	0,000

INY-2	9 5	8 3	4	9 5	82	4	0	0	3	1824	19830	3,00	
INY-2	9 5	8 1	5	9 5	80	5	0	0	3	1827	19833	3,00	
INY-2	9 6	7 8	4	9 7	76	4	0	0	3	1830	19836	3,00	
INY-2	9 9	7 5	3	9 9	75	3	150	50	3	2033	20039	200,0 2	2,619
INY-2	1 0 0	7 4	2	1 0 7	60	2	300	650	3	2986	20992	950,0 0	0,551
PROD -5	7 3	9 3	1	7 3	93	1	0	0	3	3	19836	3,00	
PROD -5	7 4	9 3	3	7 4	93	3	50	0	3	56	19889	50,09	10,466
PROD -5	7 5	9 3	5	7 5	93	5	50	0	3	109	19942	50,09	10,466
PROD -5	7 6	9 3	7	7 6	93	7	50	0	3	162	19995	50,09	10,466
PROD -5	7 7	9 3	9	7 7	93	9	50	0	3	215	20048	50,09	10,466
PROD -5	7 8	9 3	10	1 1 7	11 0	10	1900	850	3	2968	22801	2750, 00	0,191
INY-4	6 8	9 1	1	6 8	91	1	0	0	3	3	19945	3,00	
INY-4	6 7	9 1	3	6 7	91	3	50	0	3	56	19998	50,09	10,466
INY-4	6 6	9 1	4	6 6	91	4	50	0	3	109	20051	50,09	10,466
INY-4	6 5	9 1	3	6 5	91	3	50	0	3	162	20104	50,09	10,466

INY-4	6 4	9 1	2	5 3	91	2	500	0	3	665	20607	500,0 1	1,048
--------------	--------	--------	---	--------	----	---	-----	---	---	-----	-------	------------	-------

OLYMPUS-25 caso de perforación 3.

Pozo #	Coordenada inicial		Coordenada final			Mt perforados x	Mt perforados y	Mt perforados z	Mt perforados por pozo	Mt perforados totales	Inclinación	Dog leg (radianes)	Dog leg (°/3mts)	Dog leg (°/30,48mts)	
	X	Y	Z	X	Y										Z
PROD -1	1 0 0	6 8	1	1 0 0	6 8	1	0	0	3	3	3,00	1,57080			
PROD -1	1 0 0	6 8	2	1 0 0	6 3	2	0	250	3	256	256	250,02	0,01200	0,68751	2,096
PROD -1	1 0 0	6 3	3	1 0 0	6 2	3	0	50	3	309	309	50,09	0,05993	3,43362	10,466
PROD -1	1 0 0	6 2	4	1 0 0	5 4	4	0	400	3	712	712	400,01	0,00750	0,42971	1,310
PROD -1	1 0 0	5 3	5	1 0 0	5 3	5	0	50	3	765	765	50,09	0,05993	3,43362	10,466
PROD -1	1 0 1	5 1	6	1 0 7	5 1	6	250	100	3	1118	1118	350,01	0,00857	0,49109	1,497
PROD -1	1 0 7	5 0	7	1 0 7	5 0	7	300	50	3	1471	1471	350,01	0,00857	0,49109	1,497
PROD -1	1 0 8	4 9	9	1 0 8	4 9	9	50	50	3	1574	1574	100,04	0,02999	1,71835	5,238

PROD -1	1 0 8	4 8	1 0	1 0 8	3 9	1 0	0	400	3	1977	1977	400, 01	0,00750	0,42971	1,310
INY-1	9 6	6 8	1	9 6 8	6 8	1	0	0	3	3	1980	3,00	1,57080		
INY-1	9 6	6 8	2	9 6 3	6 3	2	0	250	3	256	2233	250, 02	0,01200	0,68751	2,096
INY-1	9 6	6 1	3	9 6 0	6 0	3	0	50	3	309	2286	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
INY-1	9 6	5 9	4	9 6 9	5 9	4	0	50	3	362	2339	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
INY-1	9 6	5 8	5	9 6 8	5 8	5	0	50	3	415	2392	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
INY-1	9 6	5 8	6	9 6 8	5 8	6	0	0	3	418	2395	3,00	1,57080		
INY-1	9 6	5 8	7	9 6 8	5 8	7	0	0	3	421	2398	3,00	1,57080		
INY-1	9 6	5 8	9	9 6 6	5 6	9	0	100	3	524	2501	100, 04	0,02999	1,71835	5,238
INY-1	9 6	5 5	1	9 0 6	5 5 0	1	0	50	3	577	2554	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
INY-1	9 6	5 4	1	9 1 6	4 7 1	1	0	300	3	880	2857	300, 01	0,01000	0,57294	1,746
INY-2	9 9	6 8	1	9 9 8	6 8	1	0	0	3	3	2860	3,00	1,57080		
INY-2	9 9	6 8	2	9 9 7	5 7	2	0	550	3	556	3413	550, 01	0,00545	0,31252	0,953
INY-2	9 9	5 7	3	9 9 7	5 7	3	0	0	3	559	3416	3,00	1,57080	89,9997 9	274,319
INY-2	9 9	5 7	4	9 9 3	5 3	4	0	200	3	762	3619	200, 02	0,01500	0,85937	2,619
INY-2	9 9	5 2	5	9 9 1	5 1	5	0	0	3	765	3622	3,00	1,57080	89,9997 9	274,319

INY-2	9 9	5 0	6	9 9	3 5	6	0	700	3	1468	4325	700, 01	0,00429	0,24555	0,748
INY-3	9 7	7 1	1	9 7	7 1	1	0	0	3	3	4328	3,00	1,57080		
INY-3	9 7	7 2	2	9 7	7 3	2	0	0	3	6	4331	3,00	1,57080		
INY-3	9 7	7 6	3	9 7	1 0 2	3	0	1150	3	1159	5484	1150 ,00	0,00261	0,14947	0,456
INY-3	9 7	1 0 4	9	9 7	1 1 0	9	0	200	3	1362	5687	200, 02	0,01500	0,85937	2,619
INY-3	9 7	1 1 2	1	9 0 7	1 2 8	1	0	700	3	2065	6390	700, 01	0,00429	0,24555	0,748
PROD -2	9 6	6 9	1	9 6	6 9	1	0	0	3	3	6393	3,00	1,57080		
PROD -2	9 5	6 9	2	8 7	6 9	2	350	0	3	356	6746	350, 01	0,00857	0,49109	1,497
PROD -2	8 6	6 9	3	8 6	6 9	3	450	0	3	809	7199	450, 01	0,00667	0,38197	1,164
PROD -2	8 5	6 9	4	7 7	7 7	4	350	400	3	1562	7952	750, 01	0,00400	0,22918	0,699
PROD -2	7 7	7 8	5	7 7	8 3	5	400	200	3	2165	8555	600, 01	0,00500	0,28648	0,873
PROD -2	7 7	8 4	6	7 7	9 7	6	0	600	3	2768	9158	600, 01	0,00500	0,28648	0,873
PROD -2	7 7	9 8	7	7 7	9 9	7	0	0	3	2771	9161	3,00	1,57080		
PROD -2	7 7	1 0 0	6	8 4	1 2 3	6	350	1100	3	4224	10614	1450 ,00	0,00207	0,11854	0,361

INY-4	9 9	7 1	1	9 9	7 1	1	0	0	3	3	10617	3,00	1,57080		
INY-4	9 9	7 2	2	9 9	7 2	2	0	50	3	56	10670	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
INY-4	9 9	7 3	3	9 9	7 3	3	0	50	3	109	10723	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
INY-4	9 9	7 4	4	9 9	7 4	4	0	50	3	162	10776	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
INY-4	9 9	7 5	5	9 9	7 5	5	0	50	3	215	10829	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
INY-4	9 9	7 6	6	9 9	7 6	6	0	50	3	268	10882	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
INY-4	9 9	7 7	7	9 9	7 7	7	0	50	3	321	10935	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
INY-4	9 9	7 9	9	9 9	8 2	9	0	250	3	574	11188	250, 02	0,01200	0,68751	2,096
INY-4	9 9	8 1	1	9 9	9 5	1 0	0	750	3	1327	11941	750, 01	0,00400	0,22918	0,699
INY-4	9 9	9 6	1	9 9	9 8	1 1	0	50	3	1380	11994	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
INY-4	9 9	9 9	1 2	9 9	1 0	1 2	0	0	3	1383	11997	3,00	1,57080		
INY-4	9 9	1 0	1 3	9 9	1 0	1 3	0	0	3	1386	12000	3,00	1,57080		
PROD -3	1 0 0	7 1	1	1 0 0	7 1	1	0	0	3	3	12003	3,00	1,57080		
PROD -3	1 0 1	7 2	2	1 0 1	7 2	2	50	50	3	106	12106	100, 04	0,02999	1,71835	5,238

PROD -3	1 0 2	7 3	3	1 0 2	7 3	3	50	50	3	209	12209	100, 04	0,02999	1,71835	5,238
PROD -3	1 0 2	7 4	4	1 0 2	7 4	4	0	50	3	262	12262	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
PROD -3	1 0 4	7 5	5	1 0 4	7 5	5	100	50	3	415	12415	150, 03	0,02000	1,14576	3,492
PROD -3	1 0 4	7 6	6	1 0 4	7 6	6	0	50	3	468	12468	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
PROD -3	1 0 4	7 7	7	1 0 4	7 7	7	0	50	3	521	12521	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
PROD -3	1 0 4	7 8	9	1 0 4	8 0	9	0	50	3	574	12574	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
PROD -3	1 0 4	8 4	1	1 0 4	8 5	1	0	0	3	630	12630	3,00	1,57080		
PROD -3	1 0 4	8 6	9	1 0 4	8 6	9	0	50	3	683	12683	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
PROD -3	1 0 5	8 7	1	1 0 5	8 7	1	50	50	3	786	12786	100, 04	0,02999	1,71835	5,238
PROD -3	1 0 6	8 8	1	1 0 3	1 0	1	150	700	3	1639	13639	850, 01	0,00353	0,20222	0,616
PROD -3	1 1 0	1 0 4	9	1 1 0	1 1	9	200	250	3	2092	14092	450, 01	0,00667	0,38197	1,164

PROD -3	1 1 0	1 1 1	1 0 0	1 1 0	1 1 2	1 1 0	0	0	3	2095	14095	3,00	1,57080		
PROD -3	1 1 0	1 1 5	1 1 0	1 1 0	1 1 4	1 1 1	0	200	3	2298	14298	200, 02	0,01500	0,85937	2,619
PROD -3	1 1 0	1 1 5	1 1 2	1 1 0	1 2 3	1 2 2	0	350	3	2651	14651	350, 01	0,00857	0,49109	1,497
PROD -4	9 6	7 0	1 0	9 6	7 0	1	0	0	3	3	14654	3,00	1,57080		
PROD -4	9 5	7 0	2 0	9 4	7 0	2	0	0	3	6	14657	3,00	1,57080		
PROD -4	9 3	7 0	3 0	9 3	7 0	3	100	0	3	109	14760	100, 04	0,02999	1,71835	5,238
PROD -4	9 2	7 0	4 0	9 2	7 0	4	50	0	3	162	14813	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
PROD -4	9 1	7 0	5 0	9 1	7 0	5	50	0	3	215	14866	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
PROD -4	9 0	7 0	6 0	9 0	7 0	6	50	0	3	268	14919	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
PROD -4	8 9	7 0	7 0	8 9	7 0	7	50	0	3	321	14972	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
PROD -4	8 8	7 0	9 0	8 6	7 9	9	50	450	3	824	15475	500, 01	0,00600	0,34377	1,048
PROD -4	8 6	8 0	1 0	8 6	8 7	1 0	100	300	3	1227	15878	400, 01	0,00750	0,42971	1,310
PROD -4	8 6	8 8	1 1	8 6	9 2	1 1	0	150	3	1380	16031	150, 03	0,02000	1,14576	3,492
PROD -4	8 6	9 3	1 2	8 6	9 9	1 2	0	250	3	1633	16284	250, 02	0,01200	0,68751	2,096
INY-5	9 6	7 1	1 0	9 6	7 1	1	0	0	3	3	16287	3,00	1,57080		

INY-5	9 5	7 1	2	9 3	7 1	2	50	0	3	56	16340	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
INY-5	9 2	7 1	3	9 0	7 1	3	50	0	3	109	16393	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
INY-5	8 9	7 1	4	8 7	7 1	4	50	0	3	162	16446	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466
INY-5	8 6	7 1	5	8 6	7 1	5	150	0	3	315	16599	150, 03	0,02000	1,14576	3,492
INY-5	8 5	7 1	6	6 7	7 1	6	850	0	3	1168	17452	850, 01	0,00353	0,20222	0,616
INY-5	6 6	7 1	7	6 6	7 1	7	950	0	3	2121	18405	950, 00	0,00316	0,18093	0,551
INY-5	6 5	7 1	9	6 3	7 1	9	50	0	3	2174	18458	50,0 9	0,05993	3,43362	10,466