

**ANALISIS DEL IMPACTO FINANCIERO AL CAMBIO EN LAS PROPIEDADES  
PETROFISICAS DEL CAMPO BRUGGE UBICADO EN EL MAR DEL NORTE  
DEBIDO A LA SOBREEXPLOTACION, MEDIANTE SOFTWARE DE CÓDIGO  
ABIERTO**

**MICHAEL ALEXANDER GÓMEZ CHAVES**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ, D.C  
2017**

**ANALISIS DEL IMPACTO FINANCIERO AL CAMBIO EN LAS PROPIEDADES  
PETROFISICAS DEL CAMPO BRUGGE UBICADO EN EL MAR DEL NORTE  
DEBIDO A LA SOBREEXPLOTACION, MEDIANTE SOFTWARE DE CÓDIGO  
ABIERTO**

**MICHAEL ALEXANDER GÓMEZ CHAVES**

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

**Director  
Ir. DAVID LEONARDO MORENO BEDOYA PhD.  
Ingeniero en Matemáticas**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ, D.C  
2017**

Nota de Aceptación

---

---

---

---

---

---

---

Ing. Juan David Rengifo M.  
Presidente del jurado

---

Adriangela Romero

---

Andrés Felipe Suarez

Bogotá, D.C., Noviembre de 2017

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro:

**Dr. JAIME POSADA DÍAZ.**

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos:

**Dr. LUÍS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA.**

Vicerrectora Académica y de Posgrados:

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS.**

Secretario General:

**Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA**

Decano facultad de ingeniería:

**Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI**

Director (E) Facultad de Ingeniería de Petróleos

**Dr. JOSÉ HUMBERTO CANTILLO SILVA**

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

*Dedico este trabajo a mi familia, a mi madre Martha Chaves Velásquez y a mi padre Samuel Gómez Rodríguez quienes a lo largo de mi vida me han acompañado, asesorado y apoyado incondicionalmente y gracias a ellos e podido culminar una etapa importante de mi vida profesional y personal y no tengo más que gratitud y amor hacia ellos.*

*Agradecimientos especiales:*

Le doy gracias a Dios por darme la fuerza y la entereza para ayudarme a cumplir esta meta y por ponerme en el camino a personas maravillosas que me hicieron mejor persona.

Al Doctor David Leonardo Moreno quien me brindo su tiempo y su conocimiento, me abrió las puertas de su casa y me mostro un mundo grande lleno de conocimiento.

A mi colega y amigo Andrés Gustavo Bautista quien en tiempos de necesidad no dudo en brindarme su apoyo y acompañarme en todo momento.

A mi pareja Cindy Paola Pérez que con su constante apoyo y amor incondicional me enseñaron una nueva forma de ver el mundo y me hacen querer ser una mejor persona.

A todas aquellas personas que estuvieron pendientes en todo momento del desarrollo de este trabajo.

Muchas gracias.

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	22
OBJETIVOS	23
1. GENERALIDADES DEL CAMPO BRUGGE	24
1.1 HISTORIA DEL CAMPO BRUGGE	24
1.2 LOCALIZACIÓN	24
1.3 MARCO GEOLÓGICO	27
1.3.1 Columna estratigráfica	27
1.3.2 Estratigrafía.	29
1.3.2.1 Grupo Dunlin.	29
1.3.2.2 Grupo Brent.	29
1.3.2.3 Grupo Viking.	29
1.3.2.4 Grupo Cromer Knoll.	29
1.3.2.5 Grupo Shetland.	30
1.3.2.6 Grupo Rogaland.	30
1.3.2.7 Grupo Hordaland.	31
1.3.2.8 Grupo Nordland.	31
1.3.4 Geología Estructural.	32
1.3.5 Geología del petróleo	32
1.3.5.1 Roca Generadora	32
1.3.5.2 Roca reservorio	32
1.3.5.3 Sello.	33
1.3.5.4 Trampa.	33
1.3.5.5 Migración.	33
1.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO BRUGGE	33
1.4.1 Método de producción.	33
1.4.2 Numero de Pozos.	34
1.4.3 Gráficas de producción y presión del Campo Brugge.	35
1.4.4 Características del yacimiento.	37
1.4.4.1 Principales características Campo Brugge.	37
1.4.4.2 Geología del Campo Brugge.	38
2. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACION	39
2.1 MODELO ESTÁTICO	39
2.1.1 Modelo estructural.	39
2.1.2 Modelo estratigráfico.	40
2.1.3 Modelo litológico	41
2.1.4 Modelo petrofísico	41
2.1.4.1 Porosidad.	42
2.1.4.2 Permeabilidad.	42



2.1.4.3 Continuidad de las propiedades de la roca.	42
2.1.4.4 Magnitud y distribuciones de los fluidos.	43
2.2 MODELO DINAMICO	43
2.3 MODELAMIENTO GEOMECÁNICO	44
2.3.1 Estado de esfuerzos.	45
2.3.2 Magnitudes de esfuerzo relativo.	46
2.3.3 Magnitudes de esfuerzo en profundidad.	48
2.4 OPEN POROUS MEDIA	51
2.5 ENSAMBLE KALMAN FILTER (ENKF)	52
3. MODELAMIENTO GEOMECANICO	54
3.1 ANÁLISIS INICIALES	54
3.2 ANALISIS DE POZO	55
3.3 ANÁLISIS DEL MODELO CARTESIANO	57
3.4 MODELAMIENTO DE LAS PROPIEDADES PETROFISICAS	61
3.4.1 Cambios de las propiedades petrofísicas.	62
3.4.3 Análisis de resultados para los escenarios y su ajuste con el EnKf	70
4. ANALISIS DE RESULTADOS DEL CAMPO	73
4.1 ANÁLISIS DARS	73
4.1.1 Camino de depleción de esfuerzos	74
4.1.2 Zobakograma.	79
4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL CAMPO BRUGGE.	80
5. ANÁLISIS FINANCIERO	85
5.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	85
5.1.1 Costos de inyección y tratamiento de Agua	86
5.1.1.1 Escenario base original.	86
5.1.1.2 Escenario base sin inyectores.	87
5.1.1.3 Escenario de alta afectación (DD=1740 psi)-costo de inyección de agua.	88
5.1.1.4 Escenario de media afectación (DD=1015 psi)-costo de inyección de agua.	88
5.1.5.1 Escenario de baja afectación (DD=290 psi)-costo de inyección de agua.	89
5.2 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	90
5.3 ANÁLISIS DE INGRESOS	91
5.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	95
5.4.1 Flujos de caja.	96
5.4.1.1 Escenario base original	96
5.4.1.2 Escenario base sin inyectores.	100
5.4.1.3 Escenario de alta afectación (DD=1740 psi).	103
5.4.1.4 Escenario de media afectación (DD=1015 psi).	106
5.4.1.5 Escenario de baja afectación (DD=290 psi).	109
5.5 CONCLUSIONES FINANCIERAS	112
6. CONCLUSIONES	113

7. RECOMENDACIONES	116
BIBLIOGRAFÍA	117
ANEXOS	119

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Cálculo del esfuerzo de sobrecarga (Sv).	46
Ecuación 2. Cálculo de la presión hidrostática.	48
Ecuación 3. Cálculo del esfuerzo de sobrecarga hidrostático.	54
Ecuación 4. Cálculo del esfuerzo de sobrecarga total hasta la profundidad del yacimiento.	55
Ecuación 5. Cálculo del esfuerzo total de sobrecarga del reservorio.	57
Ecuación 6. Cálculo del esfuerzo vertical efectivo.	62
Ecuación 7. Consideración lineal del cambio de la porosidad en función de la profundidad.	62
Ecuación 8. Consideración exponencial del de la porosidad en función de la profundidad.	62
Ecuación 9. Cálculo del cambio de la porosidad en función del esfuerzo vertical efectivo.	63
Ecuación 10. Correlación de la permeabilidad en función de la porosidad.	64
Ecuación 11. Cambio de la densidad en función de la presión.	64
Ecuación 12. Cálculo del camino de depleción de esfuerzos.	74
Ecuación 13. Ecuación general para determinar los esfuerzos según su régimen de fallamiento.	75
Ecuación 14. Ecuación general para determinar los esfuerzos en fallamiento normal.	76
Ecuación 15. Ecuación general para determinar los esfuerzos en fallamiento cizalla.	76
Ecuación 16. Ecuación general para determinar los esfuerzos en fallamiento inverso.	76
Ecuación 17. Total ingresos.	92
Ecuación 18. Valor Presente Neto.	96
Ecuación 19. Flujo de caja neto para el escenario base original.	99
Ecuación 20. Flujo de caja neto para el escenario base sin inyectores.	102
Ecuación 21. Flujo de caja neto para el escenario de alta afectación.	105
Ecuación 22. Flujo de caja neto para el escenario de media afectación.	108
Ecuación 23. Flujo de caja neto para el escenario baja afectación.	111

## LISTA DE FIGURAS

	<b>pág.</b>
Figura 1. Mapa de localización de la Plataforma Horda – Mar del Norte.	26
Figura 2. Carta crono-estratigráfica del área Plataforma Horda-Mar del Norte.	28
Figura 3. Vista transversal geo-sísmica del norte del Mar del Norte.	32
Figura 4. Modelo estructural del campo Brugge.	40
Figura 5. Registros eléctricos de 3 pozos del campo Brugge.	43
Figura 6. Dirección de esfuerzos y tensor de los esfuerzos principales.	45
Figura 7. Representación de la dirección del fallamiento normal.	47
Figura 8. Representación de la dirección del fallamiento de cizalla.	47
Figura 9. Representación de la dirección del fallamiento invertido.	48
Figura 10. Magnitud de esfuerzos en función de la profundidad para régimen fallamiento normal.	49
Figura 11. Magnitud de esfuerzos en función de la profundidad para régimen fallamiento de cizalla.	50
Figura 12. Magnitud de esfuerzos en función de la profundidad para régimen fallamiento de inversa.	50
Figura 13. Flujo de trabajo del EnKF.	52
Figura 14. Registro eléctrico del pozo 5.	56
Figura 15. Modelo cartesiano del pozo 5.	57
Figura 16. Esquema de evaluación de un modelo sin cambios contra uno con cambios.	67
Figura 17. Definición del esfuerzo aplicado en un medio poroso.	75
Figura 18. Zobakograma afectado por sobrepresión.	80
Figura 19. Análisis de las curvas de producción con daño inducido en porosidad y permeabilidad.	81
Figura 20. Flujo de caja para el escenario base original.	97
Figura 21. Flujo de caja neto del escenario base original.	98
Figura 22. Flujo de caja para el escenario base sin inyectores.	100
Figura 23. Flujo de caja neto del escenario base sin inyectores.	101
Figura 24. Flujo de caja para el escenario de alta afectación.	103
Figura 25. Flujo de caja neto del escenario de alta afectación.	104
Figura 26. Flujo de caja para el escenario de media afectación.	106
Figura 27. Flujo de caja neto del escenario de media afectación.	107
Figura 28. Flujo de caja para el escenario base de baja afectación.	109
Figura 29. Flujo de caja neto del escenario baja afectación.	110

## LISTA DE GRÁFICOS

	pág.
Gráfica 1. Producción acumulada de petróleo del Campo Brugge.	35
Gráfica 2. Tasa de producción de petróleo del Campo Brugge.	36
Gráfica 3. Comportamiento de la presión promedio del Campo Brugge.	36
Gráfica 4. Esfuerzo de sobrecarga en el yacimiento.	58
Gráfica 5. Esfuerzo total de sobrecarga del reservorio.	59
Gráfica 6. Presión hidrostática de poro y esfuerzo de sobrecarga del yacimiento.	60
Gráfica 7. Estado de esfuerzos completo para el campo Brugge	61
Gráfica 8. Correlación entre la porosidad y la permeabilidad.	64
Gráfica 9. Esquemas de selección de escenarios a diferentes caídas de presión.	66
Gráfica 10. Escenarios seleccionados para el modelamiento de las propiedades petrofísicas.	68
Gráfica 11. Cambio en la porosidad de cada escenario.	69
Gráfica 12. Cambio en la permeabilidad de cada escenario.	69
Gráfica 13. Acumulados para cada escenario con y sin cambios	70
Gráfica 14. Acumulados del escenario de alta afectación.	71
Gráfica 15. Acumulados con curva de ajuste para el escenario de alta afectación.	72
Gráfica 16. Análisis DARS con diferentes coeficientes de $K_b$ .	77
Gráfica 17. Análisis DARS para el campo Brugge.	78
Gráfica 18. Zebakograma para el campo Brugge.	79
Gráfica 19. Análisis de las curvas de producción con daño inducido en porosidad y permeabilidad en el escenario de alta afectación.	82
Gráfica 20. Análisis de las curvas de producción con daño inducido en porosidad y permeabilidad en el escenario de media afectación.	83
Gráfica 21. Análisis de las curvas de producción con daño inducido en porosidad y permeabilidad en el escenario de baja afectación.	84

## LISTA DE TABLAS

	<b>pág.</b>
Tabla 1. Características del Campo Brugge.	37
Tabla 2. Estratigrafía usada en el Campo Brugge.	38
Tabla 3. Clasificación de esfuerzos de Anderson.	46
Tabla 4. Valores de las constantes para la ecuación de la porosidad.	63
Tabla 5. Parámetros a considerar en el análisis de costos.	86
Tabla 6. Costos de operación escenario base original.	86
Tabla 7. Costos de operación del escenario base sin inyectores	87
Tabla 8. Costos de operación del escenario de alta afectación.	88
Tabla 9. Costos de operación escenario de media afectación.	89
Tabla 10. Costos de operación del escenario de baja afectación.	90
Tabla 11. Producción de petróleo por periodo y escenario.	91
Tabla 12. Precio de referencia de venta de petróleo.	92
Tabla 13. Ingresos escenario base original.	92
Tabla 14. Ingresos escenario base sin inyectores.	93
Tabla 15. Ingresos escenario de alta afectación.	93
Tabla 16. Ingresos escenario de media afectación.	94
Tabla 17. Ingresos escenario de baja afectación.	95
Tabla 18. Tabla comparativa del VPN de todos los escenarios.	111

## LISTA DE ANEXOS

	<b>pág.</b>
ANEXO A. Registros electricos del Campo Brugge.	120
ANEXO B. Acumulados de produccion de los escenarios.	121

## LISTA DE ABREVIATURAS

<b>%</b>	Porcentaje
<b>Ø</b>	Porosidad
<b>ΔP</b>	Diferencial de Presión
<b>ρ</b>	Densidad de crudo
<b>API</b>	Gravedad API
<b>TIO</b>	Tasa de Interés de Oportunidad
<b>Bar</b>	Bares (Unidad de Presión)
<b>Bbl</b>	Barriles
<b>BHP</b>	Presión Simulada
<b>BR-P</b>	Pozo Productor
<b>cm</b>	Centímetros
<b>D</b>	Darcy (unidad de medida de la permeabilidad)
<b>DD</b>	Diferencial de presión
<b>Fm</b>	Formación
<b>Ft</b>	Pies
<b>K</b>	Permeabilidad
<b>m</b>	Metros
<b>MMbbl</b>	Millones de barriles
<b>mD</b>	MiliDarcys (unidad de medida de la permeabilidad)
<b>NPD</b>	Norwegian Petroleum Directorate
<b>OOIP</b>	Original Oil in Place (Petróleo original en Sitio)
<b>OPM</b>	Open Porous Media
<b>Pa</b>	Pascal (Unidad de Presión)
<b>PSI</b>	Pound per Square inch (Libra por Pulgada Cuadrada)
<b>Soil</b>	Saturación de Petróleo
<b>SHmax</b>	Esfuerzo Horizontal máximo
<b>Shmin</b>	Esfuerzo Horizontal mínimo
<b>STB</b>	Stock Tank Barrels
<b>Sv</b>	Esfuerzo de sobrecarga
<b>USD</b>	United States Dollar (Dólares, Moneda Oficial de los Estados Unidos)
<b>Vp</b>	Volumen Poroso
<b>VPN</b>	Valor Presente Neto



## GLOSARIO

**ARENISCA:** roca sedimentaria de textura detrítica. El término se utiliza comúnmente para hacer alusión a la arena consolidada, cuyos granos son generalmente de 0.2 a 2 mm de tamaño. Se compone principalmente por arena cuarzosa, si bien a menudo las areniscas pueden contener feldespatos, fragmentos de rocas, mica y muchos otros granos minerales adicionales unidos entre sí con sílice u otro tipo de cemento.

**ARCILLA:** roca sedimentaria fisible, gruesa formada por la consolidación de partículas de tamaño menores a 0.002 mm en capas delgadas, relativamente impermeables, conformada por un grupo de minerales de silicato.

**AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN:** Área y condiciones físicas, químicas, biológicas y geográficas que permiten el depósito de sedimento en una cuenca.

**CALIZA:** roca sedimentaria de origen marino, su textura varía desde granos gruesos a granos fino, contiene al menos el 50% de carbonato de calcio en forma de calcita y pequeños porcentajes de otros materiales.

**CAMPO:** es una zona en superficie, en donde se encuentran pozos los cuales sirven para la extracción de hidrocarburos del yacimiento ubicado en el subsuelo.

**CAMPO MADURO:** es aquel donde se ha rebasado el índice de producción previsto en el esquema original de explotación, habiendo producido por lo general más de 20 años.

**CAMPO SINTÉTICO:** es aquel creado artificialmente con el objeto de recrear, evaluar y pronosticar fenómenos o procedimientos presentes en campos reales.

**CONCORDANTE:** Estratos paralelos que han experimentado una historia geológica similar y que fueron depositados en sucesión sin ninguna interrupción.

**CONGLOMERADO:** roca sedimentaria detrítica, con clastos redondeados mayores a 2mm. Formada en ambiente continental de alta energía, de mala selección, y se compone principalmente por cuarzo.

**DISCORDANTE:** Aquella en las que las capas superiores suprayacen a las inferiores formando un ángulo, al producirse una inclinación o erosión de las capas inferiores. En el primer caso se le denomina discordancia angular y en el segundo caso discordancia erosional.

**DOLOMITA:** Mezcla de óxidos de calcio y magnesio producida por la descarbonatación de dolomita ( $\text{CaCO}_3 \cdot \text{MgCO}_3$ ) con un contenido de  $\text{CO}_2$  residual

del producto superior al 0,25% y la densidad aparente del producto comercial muy por debajo de 3,05 g / cm<sup>3</sup>.

**ESPESOR NETO PETROLÍFERO:** es la parte del espesor bruto del yacimiento que contribuye al recobro de petróleo. Generalmente se presenta en fracción o porcentaje.

**ESTRATIGRAFÍA:** rama de la geología que estudia la historia, composición, edades relativas y distribución de los estratos, la cual permite la correcta interpretación de la historia de la tierra a través del tiempo.

**FACIES:** conjunto de características de las rocas de una unidad geológica, que reflejan las condiciones en las que estas se formaron; ya sean paleontológicas (fósiles) o litológicas (composición mineral, tamaño de grano, etc.).

**FALLA:** una ruptura en la roca en la cual hay un desplazamiento observable. Dependiendo de la dirección relativa del desplazamiento entre las rocas, o bloques de falla, el movimiento se puede describir como normal, inverso o de cizalla.

**FORMACIÓN:** es la principal unidad de división lito-estratigráfica que define cuerpos de rocas caracterizados por unas propiedades litológicas comunes como composición y estructura que las diferencian de las adyacentes.

**GRABEN:** también conocido como fosa tectónica, es un bloque de falla situado en una posición relativamente baja, limitado por fallas normales opuestas. Los graben se forman en zonas de rifting o de extensión, en las que las fallas normales constituyen el tipo más común de falla. Entre los grabens se encuentran bloques situados en una posición relativamente alta denominados pilares tectónicos.

**GRUPO:** conjunto de dos o más formaciones contiguas o asociadas que tienen en común propiedades litológicas significativas.

**HIDROCARBURO:** compuesto formado por la combinación de cadenas de Carbono e Hidrógeno. Es un grupo grande de químicos orgánicos que ocurren en la naturaleza como gases, líquidos y sólidos. Es el componente principal del gas natural, petróleo y bitumen.

**HORST:** también conocido como pilar tectónico, es una zona situada en una posición relativamente elevada, formada por el movimiento de las fallas directas que se inclinan alejándose unas de otras. Los pilares tectónicos u horst tienen lugar entre bloques de fallas en una posición baja, denominados grabens. Los pilares tectónicos se forman en zonas de rifting o de extensión, en las que las fallas directas constituyen la variedad más abundante de falla.

**INFRAYACENTE:** que yace por debajo de algo, que se ubica por debajo de algo en especial.

**LIMOLITA:** la limonita es una roca sedimentaria textura detrítica clástica compuesta principalmente de limo, partículas de tamaño definidos como granos de 0.0625 – 0.05 mm, las limonitas difieren significativamente de las areniscas debido a sus poros más pequeños y una mayor propensión a contener una significativa fracción de arcilla.

**LUTITA:** roca sedimentaria de textura detrítica de origen marino formada por la consolidación de partículas finas. Su textura es de clastos de grano muy fino, presentando una estructura laminar fina y fisible, y un tamaño de partículas inferior a los 0.05 mm. Es considerada como una mezcla de arcillas con materiales calizos, acompañados con otros minerales como cuarzo o mica, y con trazas de materiales orgánicos.

**LODOLITA:** roca sedimentaria detrítica, no presenta fisilidad; formada por la consolidación de partículas finas de arcillas de colores gris oscuro, a veces verdoso. Tiene un tamaño entre limo y arcilla.

**MARGA:** es una roca sedimentaria que contiene una mezcla de arcilla y carbonato de calcio. En cuanto a composición, la marga comprende entre un 35% y un 65% de arcilla y entre un 35% y un 65% de carbonato de calcio. Por consiguiente, abarca un espectro que varía de lutita calcárea a caliza lodosa o lutítica.

**MIGRACION:** proceso en el cual los hidrocarburos se transportan desde la roca fuente hacia rocas almacenadoras o reservorio; produce desde una estructura inferior hacia un área más alta, es crucial para la formación de un sistema petrolero.

**PETROFISICA:** es el estudio de las propiedades físicas y químicas de la roca y sus interacciones con los fluidos.

**REGISTROS ELECTRICOS:** es la medida de una propiedad física en el pozo en función de la profundidad o el tiempo

**SEDIMENTOS:** es un deposito suelto, no consolidado de precipitados provenientes de diferentes fuentes que se acumulan en la superficie de la tierra

**SELLO:** es una roca impermeable, con valores cercanos a  $10^{-8}$  Darcies que limita el paso de los fluidos y contribuye al entrampamiento de los hidrocarburos de tal forma que no puedan migrar fuera del yacimiento.

**\*SUPRAYACENTE:** que yace por encima de algo, que se ubica por encima de algo en especial.

**TRAMPA:** estructura geológica que permite la acumulación de hidrocarburos, sin posibilidad de que estos migren hacia otras formaciones. Se pueden clasificar en trampas estratégicas asociadas a cambios en el tipo de roca o rasgos sedimentarios, y trampas estructurales asociadas a fallas o pliegues.

## RESUMEN

En el año 2008 la industria petrolera junto con la academia decide crear un modelo de yacimientos sintético para evaluar flujos de trabajo que permitan ser aplicados en campos reales usando diferentes esquemas de producción y formas de desarrollar un campo. El campo Brugge es un modelo sintético extraído de un campo real el cual contiene información geológica, historia de producción, registros eléctricos, petrofísica y un conjunto de realizaciones que permiten cuantificar la incertidumbre asociada a la geología y a su vez estimar el impacto en el modelo dinámico.

Este proyecto se desarrolló con el fin de cuantificar el daño en las propiedades petrofísicas a diferentes tasas de producción, las cuales fueron manipuladas por caídas de presión. El estudio se realizó primero para un pozo construido a partir de los registros eléctricos, este modelo de alta resolución permite visualizar el cambio en las presiones y las saturaciones en función de su radio de drenaje, para su posterior análisis. El estudio de las presiones y su efecto en las propiedades como la porosidad y la permeabilidad fueron modeladas mediante un estudio geomecánico, el cual permite determinar el estado de esfuerzos del reservorio, determinando las magnitudes de los esfuerzos principales y su influencia en el análisis del cambio en las propiedades petrofísicas. Posteriormente se extendió el estudio del modelo cartesiano al campo Brugge al cual se le aplicó la metodología DARS (Deformation Analysis in Reservoir Space) el cual permite acoplar los cambios de las propiedades petrofísicas con las características de la roca, permitiendo ajustar adecuadamente el modelo en función del tipo de roca presentes en las 4 formaciones que componen el campo.

Finalmente se evaluaron los escenarios para determinar la variación en el acumulado de petróleo en un periodo de 20 años de producción, de esta manera, se realizó la evaluación financiera a través del VPN que permite cuantificar el impacto en el cambio de estas propiedades en términos financieros.

**PALABRAS CLAVE:** Cambio propiedades petrofísicas, Campo Brugge, Software código abierto

## INTRODUCCIÓN

El crecimiento de la población mundial demanda mayores fuentes de energía que permitan respaldar la economía. Los hidrocarburos, fuente energética del hombre por excelencia desde hace más de un siglo, y uno de los activos más importantes del ser humano también sufre de una explotación acelerada que ocasiona pérdidas incalculables. Una de las formas mediante la cual se evidencia dicha producción acelerada está en la producción de fluidos dentro del yacimiento a tasas superiores a aquellas a las cuales es capaz de producir el yacimiento. Esta explotación irracional algunas veces ocasiona variación en las propiedades petrofísicas y frecuentemente en su estructura, lo que se deriva en una pérdida asociada del factor de recobro disminuyendo la productividad a largo plazo, lo que tiene un impacto para las generaciones futuras al disminuir las fuentes de recursos extraíbles.

La simulación de yacimientos se ha posicionado como pieza clave para el mejoramiento de los pronósticos en el desarrollo de un campo por lo cual el software juega un papel importante en este ámbito, ya que intentan reproducir con gran precisión los fenómenos físicos presentes en el yacimiento tanto para los fluidos, como para la estratigrafía del campo. En este proyecto se utilizó un software de código abierto público llamado Open Porous Media (OPM), el cual es desarrollado por la industria y la academia en conjunto.

Este trabajo se realizó con un objetivo netamente académico mediante una simulación numérica de yacimientos en Open Porous Media (OPM) de tres (3) escenarios controlados por la presión en fondo, el cual determina los cambios en las propiedades petrofísicas del modelo, permitiendo hacer un análisis comparativo entre el modelo tradicional de yacimientos y los geomecánicamente ajustados, determinando el estado financiero de cada escenario y técnicamente la mejor tasa de explotación para el campo.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Analizar el impacto financiero del cambio de las propiedades petrofísicas en el reservorio del Campo Brugge, debido a una sobreexplotación mediante de software de código abierto.

### **OBJETIVOS ESPECIFICOS**

1. Describir las generalidades del Campo Brugge.
2. Describir los modelos estáticos y dinámicos del Campo.
3. Seleccionar el modelo base para su posterior ajuste en el simulador de yacimientos, únicamente, para la obtención de datos históricos tradicionales.
4. Generar el modelo “true” a partir del modelo base, para la consecución de datos históricos de producción, acoplado al simulador geomecánico y de yacimientos.
5. Ajustar parámetros petrofísicos, mediante de un filtro estadístico (Filtro Kalman), como la porosidad y permeabilidad, partiendo de datos dinámicos generados del modelo “true” escogido.
6. Comparar los resultados de los escenarios de producción con respecto al modelo base “true”, estimando los cambios en las propiedades petrofísicas de cada realización.
7. Estimar la variación en las estructuras debido a los cambios en las propiedades petrofísicas en el modelo “true”.
8. Realizar evaluaciones financieras de los escenarios y simulaciones con caudales óptimos de producción mediante la técnica del flujo de caja descontado a través del valor presente neto (VPN).

## **1. GENERALIDADES DEL CAMPO BRUGGE**

Este capítulo contiene una breve caracterización del Campo Brugge, localización geográfica, marco geológico, geología del petróleo e historia de producción.

### **1.1 HISTORIA DEL CAMPO BRUGGE**

En el año 2008 la industria petrolera junto con la academia decide crear un modelo de yacimientos sintético para evaluar flujos de trabajo que permitan ser aplicados en campos reales usando diferentes esquemas de producción y formas de desarrollar un campo<sup>1</sup>. La idea principal es desarrollar diferentes metodologías para la optimización de campos maduros a través de modelos análogos, para lo cual se creó un modelo de simulación inspirado en la geología de un campo ubicado en el Mar del Norte y diseñado específicamente para incluir unidades fluviales y no fluviales e intentar dilucidar la distribución de los parámetros petrofísicos subyacentes, hecho que sucede frecuentemente en la industria actual.

Dicho modelo contiene información geológica, histórica de producción, registros eléctricos, petrofísica y un conjunto de realizaciones que permiten cuantificar la incertidumbre asociada a la geología y a su vez estimar el impacto en el modelo dinámico. La información geológica que integra el modelo, hace referencia al grupo Brent del área de la Plataforma Horda, el cual fue descubierto mediante el pozo exploratorio 35/11-1 perforado en agosto de 1984, el cual tenía como objetivo calcular el potencial de hidrocarburos de la zona en los periodos jurásicos medio y superior, perforándose así 3361 m (11026.9 pies) hasta el grupo HEGRE. Dando a su cierre y abandono en agosto de 1984 por no producir hidrocarburos.

En el área norte del Mar del Norte, el campo Troll tiene características geológicas que adopta el Campo Brugge para su modelamiento y desarrollo. El campo Troll fue descubierto en el año 1979 mediante la perforación de los pozos exploratorios 31/2-1, 31/2-4, 31/2-5, 31/6-1, 31/6-8, los cuales tenían como objetivo estimar el potencial de hidrocarburos y delimitar estratigráficamente el yacimiento. Para abril de 2017 el campo Troll es operado por la empresa Statoil Petroleum AS y dichos pozos se encuentran cerrados por problemas operativos.

### **1.2 LOCALIZACIÓN**

El Campo Brugge, al ser un yacimiento sintético no tiene ubicación específica, sin embargo, para objeto de estudio del campo, estará ubicado dentro de los límites de la Plataforma Horda frente a la costa noruega, limitando al norte con la cuenca Møre, al sur con la cuenca Stord al oriente con la ciudad de Bergen en noruega y al

---

<sup>1</sup> PETERS, E. TNO. Results of the Brugge Benchmark Study for Flooding Optimization and History Matching. SPE 119094. Presented reservoir simulation symposium held in the Woodlands, Texas, U.S.A. 2-4 February 2009.



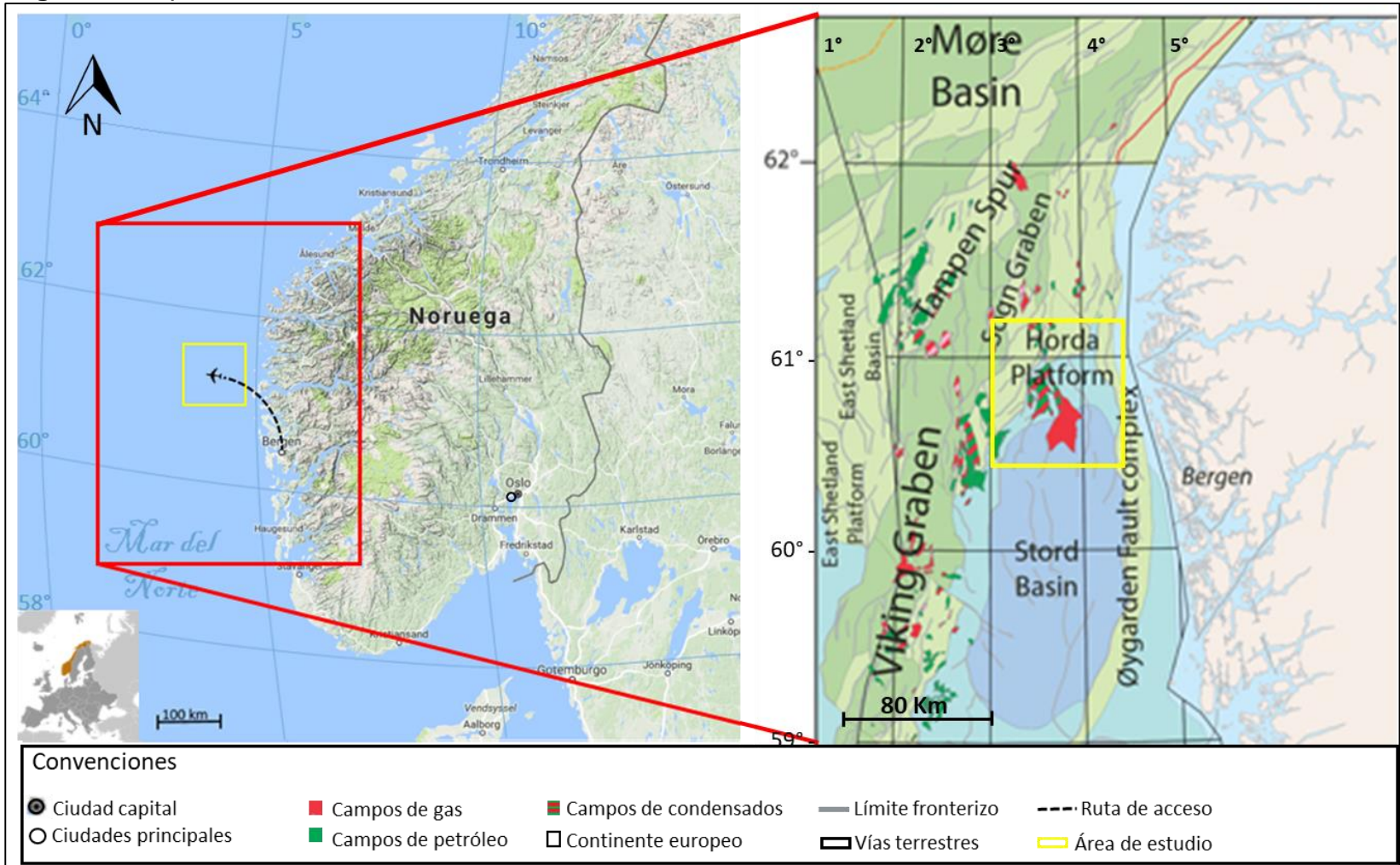
occidente con el Viking Graben, esta plataforma tiene una extensión aproximada de 50 Km<sup>2</sup>. (Figura 1)

Debido a que es un campo costa afuera, las rutas de acceso para el área de estudio son por vía aérea o marítima dado que la plataforma se encuentra aproximadamente a 50 Km de la costa noruega.

---

<sup>2</sup> Fjellanger, Erik., Olsen, Tina R., Rubino, Jean Loup. "Sequence stratigraphy and paleogeography of the Middle Jurassic Brent and Vestland deltaic systems, Northern North Sea". Norsk Geologisk Tidsskrift. Vol.76, pag 75-106. Oslo 1996.

**Figura 1.** Mapa de localización de la Plataforma Horda – Mar del Norte.



Imágenes tomadas del Norwegian Petroleum Directorate (NPD).

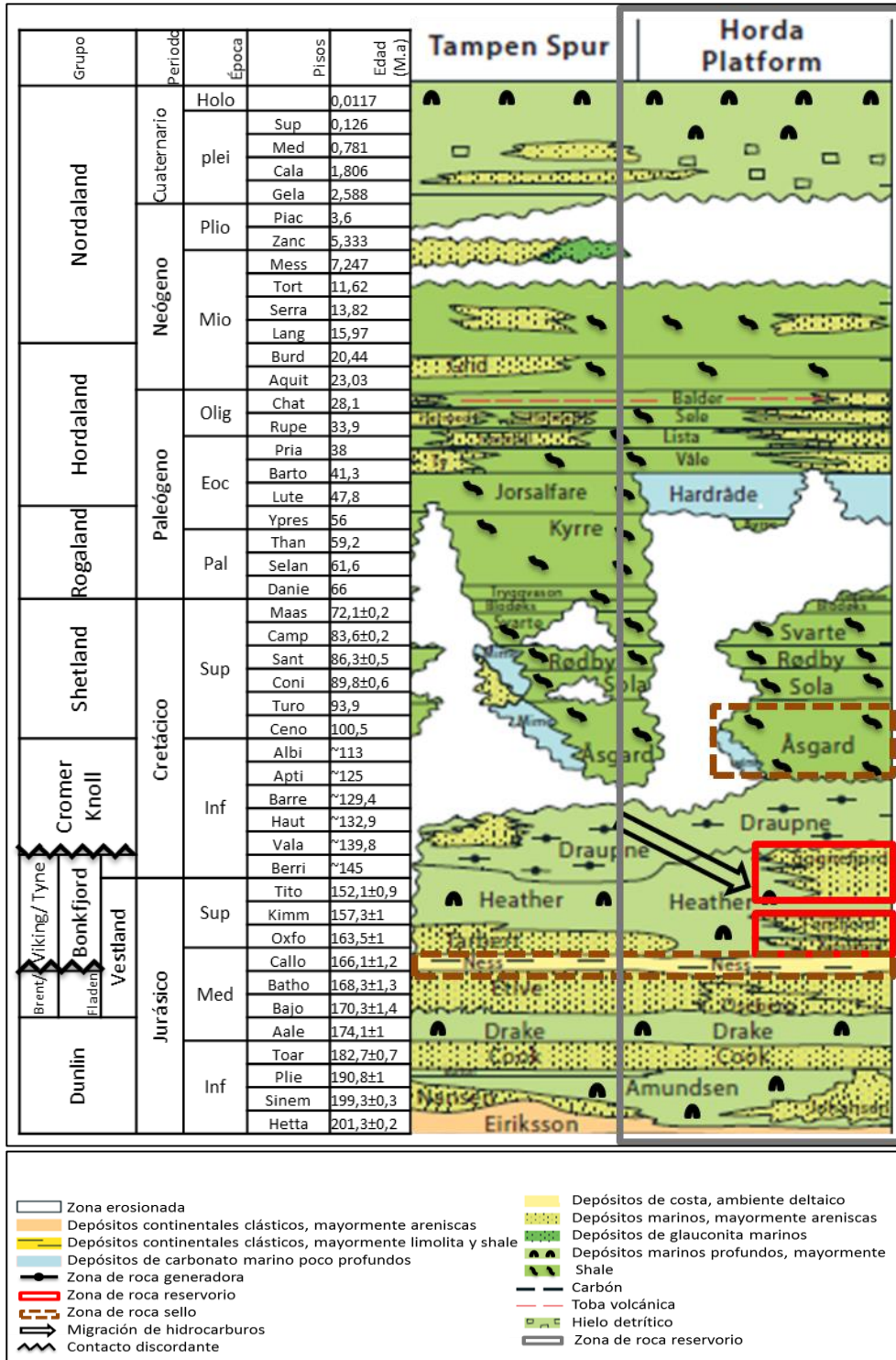
### **1.3 MARCO GEOLÓGICO**

El Campo Brugge es un modelo de yacimiento sintético que utiliza la geología del grupo Brent, el objeto de estudio se enfoca en el área de la Plataforma Horda, área en el cual se encuentran varios campos productores de hidrocarburos que permiten inferir la información geológica regional, donde los atributos generales son aplicables al objetivo de este estudio.

Consecutivamente se presenta la estratigrafía, la geología estructural y la geología del petróleo asociada a la Plataforma Horda.

**1.3.1 Columna estratigráfica.** A continuación, en la Figura 2 se presenta la carta crono-estratigráfica generalizada para el área de la Plataforma Horda.

**Figura 2.** Carta crono-estratigráfica del área Plataforma Horda-Mar del Norte.



**Fuente.** Norwegian Petroleum Directorate (NPD). 4.1 Geology of the North Sea. Modificada por el Autor.

**1.3.2 Estratigrafía.** A continuación se describen los grupos estratigráficos más relevantes en el área de la Plataforma Horda, presentándose del más antiguo al más reciente respectivamente<sup>3</sup>.

**1.3.2.1 Grupo Dunlin.** (Jurásico inferior – Jurásico medio, Hettangiense–Bajociense). Se compone de 5 formaciones: Amundsen (base), Johansen, Burto, Cook y Drake (tope). Tiene una litología conformada por sedimentos arcillosos, sin embargo en las áreas marginales del grupo hay presencia de areniscas de grano muy fino, consolidadas en varios niveles estratigráficos. El espesor del grupo oscila entre los 200 m (656.168 pies) y los 370 m (1213.91 pies) el cual se hace más grueso en la parte norte de la región Viking Graben.

El ambiente de depositación del grupo Dunlin es de plataforma marina poco profunda, se encuentra en contacto concordante con la formación Eiriksson del grupo Statford que la infrayace y en contacto concordante con el grupo Brent que la suprayace.

**1.3.2.2 Grupo Brent.** (Jurásico medio, Bajociano – Bathoniano). Se compone de 5 formaciones: Broom (base), Rannoch, Etive, Ness y Tarbert (tope). Tiene una litología conformada de areniscas, limolitas y lutitas con presencia de cuerpos de carbón y conglomerados. El espesor del grupo oscila, dependiendo del área de estudio, entre los 78 m (255.906 pies) y los 200 m (656.168 pies) hacia el norte de la Plataforma Horda.

La depositación del Grupo Brent corresponde a un ambiente deltaico, se encuentra en contacto concordante en el lecho arcilloso del grupo Dunlin que la infrayace y en contacto discordante con la formación Heather del grupo Viking que lo suprayace.

**1.3.2.3 Grupo Viking.** (Jurásico medio – Cretácico bajo, Bathoniense – Berriasience). Se compone de 8 formaciones: Heather (base), Krossfjord, Fensfjord, Sognefjord, Melke, Spekk, Rogn y Draupne (top) Tiene una litología conformada por lodolitas marinas, arcillas y lutitas, sin embargo circunstancialmente estas arcillas pueden ser reemplazadas por areniscas y ocasionalmente por conglomerados. El espesor del grupo oscila entre los 21 m (68.89 pies) y los 1039 m (3408.79 pies)

El ambiente de depositación del grupo es marino, se encuentra en contacto discordante con el grupo Brent que la infrayace y en contacto discordante con la formación Åsgard del grupo Cromer Knoll que lo suprayace.

**1.3.2.4 Grupo Cromer Knoll.** (Cretáceo inferior – Cretácico superior, Berriasience – Cenemoniano). Se compone de 9 formaciones: Åsgard (base), Tuxen, Mime, Sola, Lyr, Lange, Lysing, Agat y Rødby (top). Tiene una litología compuesta por arcillas calcáreas, con trazas de limolita, magra y arenisca en varios niveles estratigráficos,

---

<sup>3</sup> Disponible en línea: <http://www.npd.no/> . Consultado en abril 2017

definida por granos muy finos. El espesor del grupo oscila entre los 600 m (1968,5 pies) y los 1400 m (4593,176 pies).

El ambiente de depositación del grupo es marino, se encuentra en contacto discordante con el grupo Viking que la infrayace y en contacto concordante con la formación Svarte del grupo Shetland que lo suprayace.

**1.3.2.5 Grupo Shetland.** (Cretácico superior – Paleoceno, Cenemoniano - Daniense). Se compone de 11 formaciones: Svarte (base), Tor, Ekofisk, Blodøks, Tryggvason, Kyrre, Jorsalfare, Kvitnos, Nise, Springar y Hardråde (top). Tiene una litología compuesta por calizas, magras, arcillas calcáreas y lodolitas, adicionalmente, debido a que presenta facie de tiza, la litología presente posee en su matriz desde bajos hasta altos niveles de carbonatos dentro de la estratigrafía del grupo. El espesor del grupo oscila entre los 1000 m (3280,84 pies) y los 2000 m (6561,68 pies)

El ambiente de depositación del grupo es marino, se encuentra en contacto concordante con el grupo Cromer Knoll que la infrayace y en contacto concordante con la formación Våle del grupo Rogaland que la suprayace.

**1.3.2.6 Grupo Rogaland.** (Paleoceno – Eoceno temprano). Se compone de 13 formaciones: Våle (base), Lista, Sele, Maureen, Andrew, Forties, Ty, Heimdal, Hermod, Fiskebank, Tang, Tare y Balder (top). Tiene una litología dominante en el oeste por areniscas intercaladas en estratos arcillosos, aumentando su arcillosidad al lado este del grupo, mientras que en la parte inferior, predominan las magras con estratos delgados de caliza y limolita. El espesor del grupo oscila entre los 345 m (1131,89 pies) y los 690 m (2263,78 pies).

El ambiente de depositación del grupo es marino, se encuentra en contacto concordante con el grupo Shetland que la infrayace y en contacto concordante con la formación Vade del grupo Hordaland que la suprayace.

**1.3.2.7 Grupo Hordaland.** (Eoceno – mioceno temprano). Se compone de 5 formaciones: Vade (base), Skade, Grid, Frigg y Brygge (top), Tiene una litología conformada por arcillas, con trazas menores de areniscas de grano muy fino, calizas y dolomitas que se presentan en varios niveles de la estratigrafía, por lo general son de grano fino. El espesor del grupo oscila entre los 450 m (1476,38 pies) y los 1400 m (4593,176 pies).

El ambiente de depositación del grupo marino, caracterizado por sedimentos depositados mayormente en aguas profundas, se encuentra en contacto concordante con el grupo Rogaland que la infrayace y en contacto concordante con la formación Utsira del grupo Nordland que la suprayace.

**1.3.2.8 Grupo Nordland.** (Mioceno medio – plioceno). Se compone de 4 formaciones: Utsira (base), Naust, Molo y Kai (top) Tiene una litología conformada por arcillas. En la parte baja del grupo, la formación Utsira se compone de arcillas y areniscas de grano muy fino y ocasionalmente se encuentran con fragmentos de lignito, estas arenas están estratificadas y separadas por arcillas plásticas con trazas de limo, consecuentemente la parte superior del grupo está compuesta de areniscas y arcillas no consolidadas con trazas de pirita y glauconita. El espesor del grupo oscila entre los 100 m (328,084 pies) y los 1700 m (5577,428 pies).

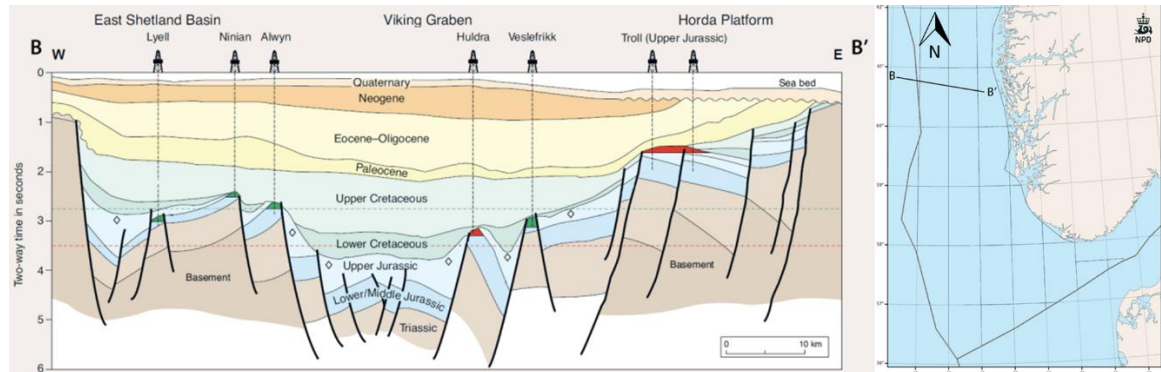
El ambiente de depositación es marino con depósitos glaciales en algunas zonas de la Mar del Norte, se encuentra en contacto concordante con el grupo Hordaland que la infrayace y la formación Kai constituye el fondo del lecho marino.

La información de la sección 1.3.2 se tomó en su totalidad de la página web del NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE (NPD).



**1.3.4 Geología Estructural.** Hacia la parte norte del Mar del Norte predominan estructuras tales como los horst y los grabens, que se extienden desde la cuenca shetland hasta la Plataforma Porda, las cuales se forman debido a esfuerzos tensionales en el cretáceo inferior, en dirección Oeste-Este como se puede ver en la Figura 3 según la información del NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE (npd).

**Figura 3.** Vista transversal geo-sísmica del norte del Mar del Norte.



**Fuente.** Norwegian Petroleum Directorate (NPD)

La estructura del Campo Brugge consiste en un medio domo alargado en dirección Este-Oeste con una larga falla en su extremo norte y una falla interna con una declinación de veinte grados ( $20^\circ$ ).

**1.3.5 Geología del petróleo.** En esta sección se presenta los principales parámetros asociados al sistema petrolífero de la Plataforma Horda, con base en la información del NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE.

**1.3.5.1 Roca Generadora.** La fuente primaria de generación de hidrocarburos de la Plataforma Horda son las arcillas de la formación Draupne, en la zona del Sogn Graben ubicada al noroeste del campo Troll y su descomposición es de fuentes marinas como fitoplancton y zooplancton, posee kerógeno tipo 2 y su TOC (Carbono Orgánico Total) oscila entre 1.7 a 2.

**1.3.5.2 Roca reservorio.** La roca reservorio del área de la Plataforma Horda, tomada de un campo típico del área como lo es el campo Troll<sup>4</sup>, corresponde a las areniscas del grupo Viking (formaciones Fensfjord, sognefjord y krossfjord), con porosidad variable entre 15 a 38% y la permeabilidad entre 1mD a 30D, espesor promedio es de 50 metros (164.042 pies) y el espesor neto petrolífero aproximado de 38 metros (124.672 pies).

<sup>4</sup> JOHNSEN, Jan R. Jurassic reservoirs; field examples from the Oseberg and Troll fields: Horda Platform area. En: Petroleum Exploration and Exploitation in Norway. Vol 4. 9 – 11 Diciembre 1991, páginas 231-232.



**1.3.5.3 Sello.** Se tiene un sello regional asociado a las arcillas de la formación Cromer Knoll. Adicionalmente fallas normales en la periferia del yacimiento forman un sello lateral.

**1.3.5.4 Trampa.** De acuerdo con NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE (NPD), a nivel de la Plataforma Horda (ver Figura 1) la trampa es de tipo mixto, ya que involucra un componente estratigráfico compuesto por formaciones impermeables que actúan como sellos regionales en la parte superior de las arenas del Jurásico superior, y un componente estructural formado a través de un evento tectónico extensivo que tuvo lugar en el Viking Graben formando los horst y los grabens, estructuras que forman fallas normales entre sí que actúan como sellos laterales para el yacimiento.

**1.3.5.5 Migración.** El petróleo migra desde su roca generadora en el área del Sogn Graben en la formación Draupne del grupo Viking al noroeste en el periodo del paleoceno, hacia el área de la Plataforma Horda hacia el sureste en el periodo del eoceno<sup>5</sup>

## **1.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO BRUGGE**

En esta sección se describirá el método y el tiempo de producción del Campo Brugge, así como su esquema de explotación y gráficas de producción de crudo y de agua.

El Campo Brugge provee información de los primeros diez (10) años de producción (1998-2008), datos de agua y crudo por pozo, un reconocimiento sísmico tomado en el décimo año que muestra la evolución de los fluidos, datos de presiones y saturaciones, distribución de las propiedades de la roca y la caracterización de los fluidos que permiten generar y describir el modelo dinámico para la evaluación, optimización y desarrollo del campo. El ejercicio original del Campo Brugge se enfoca en optimizar un modelo dinámico que cuenta con 104 realizaciones que intentan recrear la geología del área. El ajuste histórico se hace del año cero (0) al año diez (10) para luego realizar pronóstico de producción veinte (20) años en el futuro, periodo para el cual los diferentes grupos de investigación presentaron resultados que involucran la mejor forma de desarrollar la recuperación de petróleo usando diversas técnicas y herramientas de simulación de yacimientos.

**1.4.1 Método de producción.** En el área de la Plataforma Horda predominan el empuje por acuífero activo y por capa de gas; sin embargo, están presentes otros mecanismos de empuje, pero no generan un aporte importante como las que se mencionaron anteriormente.

---

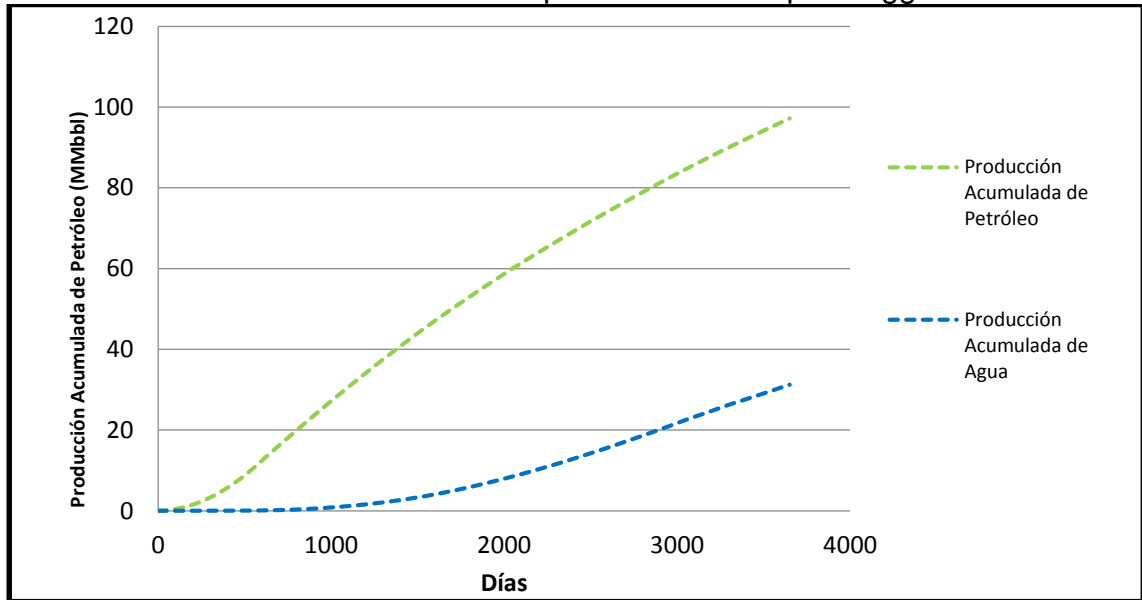
<sup>5</sup> JOHNSEN, Jan R. "Jurassic Reservoirs; field examples from the Oseberg and Troll fields: Horda Platform area". En: Petroleum Exploration and Exploitation in Norway. Vol 4. 9 – 11 Diciembre 1991, páginas 203-206.

El mecanismo de producción del Campo Brugge esta soportado por un acuífero finito o inactivo, por lo tanto, es necesario un método de recuperación secundaria por inyección de agua.

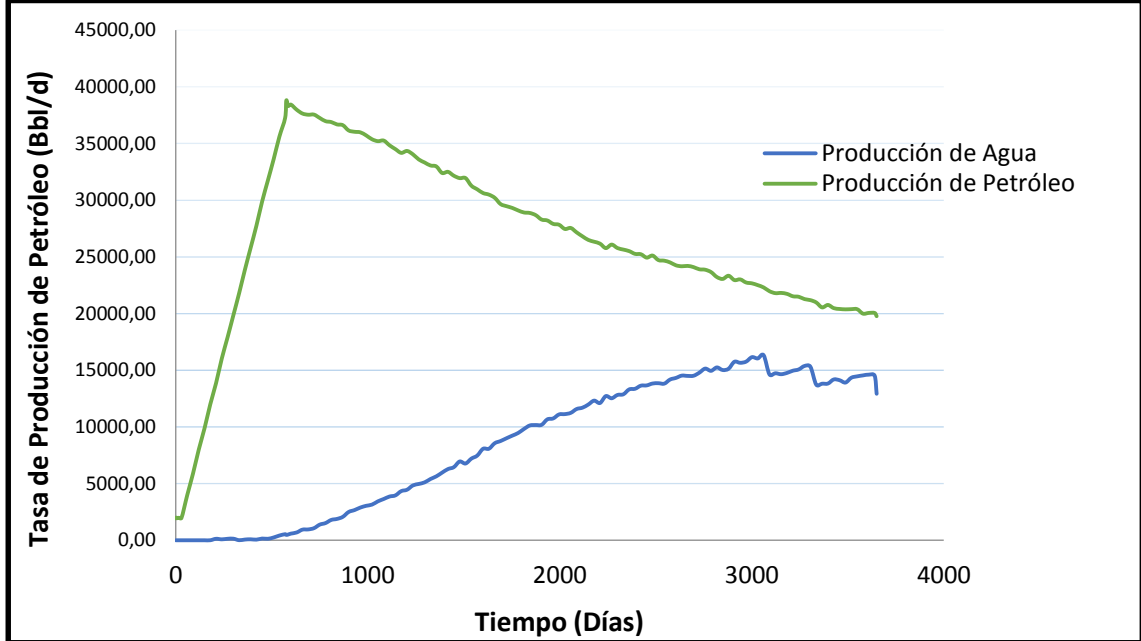
**1.4.2 Numero de Pozos.** El Campo Brugge dispone de treinta (30) pozos que comprenden el esquema de producción, de los cuales veinte (20) son pozos productores y los diez (10) restantes son inyectoros. Empezando producción el primero de enero de 1998, con solo un pozo abierto a una tasa de 1931.76 BOPD, el siguiente pozo se abre a los sesenta (60) días iniciada la producción y en adelante cada treinta (30) días entra un pozo adicional nuevo.

**1.4.3 Gráficas de producción y presión del Campo Brugge.** A continuación, en las Grafica 1, Grafica 2 y Grafica 3 se presenta el ajuste inicial del Campo Brugge en los primeros diez (10) años de producción acumulada, tasa de crudo y el comportamiento de la presión promedio del yacimiento, respectivamente.

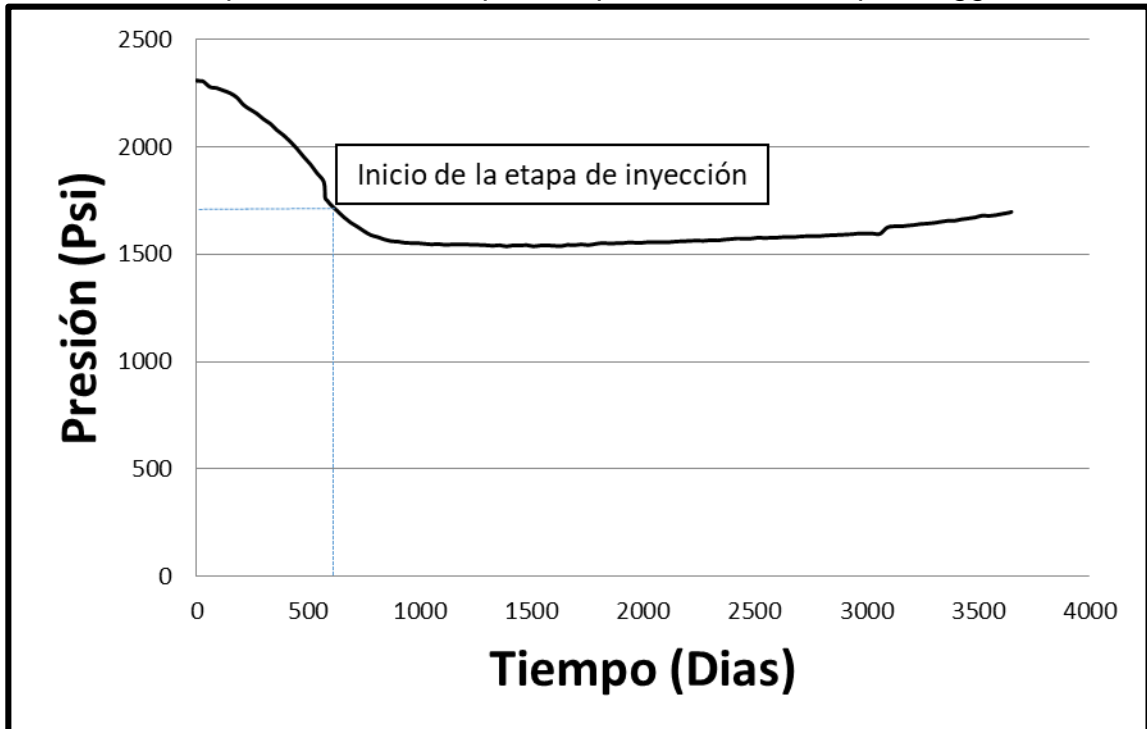
**Gráfica 1.** Producción acumulada de petróleo del Campo Brugge.



**Gráfica 2.** Tasa de producción de petróleo del Campo Brugge.



**Gráfica 3.** Comportamiento de la presión promedio del Campo Brugge.



Comportamiento de la presión del Campo Brugge cuando se comienza a producir e inyectar agua en un momento temprano de producción, se evidencia un restablecimiento y mantenimiento de la presión a lo largo de la vida del campo.

**1.4.4 Características del yacimiento.** Según el documento “*Results of the Brugge Benchmark Study for Flooding Optimization and History Matching*”<sup>6</sup>, la siguiente descripción define las propiedades y espesores para el Campo Brugge las cuales son típicas de un campo que produce del Grupo Brent en el Mar del Norte. (Ver Tabla 1)

**Tabla 1.** Características del Campo Brugge.

Propiedad	Valor
Profundidad promedio desde el nivel del mar	<b>1700 m (5577 pies)</b>
Espesor promedio del yacimiento	<b>61 m (200 pies)</b>
Mecanismo de producción	<b>Soporte de acuífero NO activo</b>
Porosidad	<b>19 – 24.1 (%)</b>
Permeabilidad	<b>36 – 1105 mD</b>
Presión inicial	<b>2466 psi (170 Bar)</b>

**Fuente.** Results of the Brugge Benchmark Study for Flooding Optimization and History Matching. SPE 119094. 2009. P.6.

**1.4.4.1 Principales características Campo Brugge.** A continuación en la Tabla 2 se presentan la estratigrafía de interés de este proyecto del Campo Brugge con las características más relevantes según Geel, K. Para el campo, los nombres de las formaciones productoras del yacimiento fueron cambiados con respecto a la estratigrafía del Grupo Brent la cual se compone de las formaciones Broom, Rannoch, Etive, Ness, y Tarbert y conservando las propiedades y espesores típicos de un campo tipo Brent en el Mar del Norte<sup>7</sup>.

<sup>6</sup> E. Peters. R.J Op. Cit. P6

<sup>7</sup> Geel, K., Description of The Brugge Field and Property Realizations, Unpublished Technical Report, 2008.

**Tabla 2. Estratigrafía usada en el Campo Brugge.**

Formación	Espesor promedio (m)	Espesor promedio (ft)	Porosidad promedio (%)	Permeabilidad promedio (mD)	N/G promedio (%)	Ambiente de deposición	Características
Schelde Fm	10	32.8084	20.7	1105	60	Fluvial	Areniscas y cuerpos de shale
Waal Fm	26	85.3018	19	90	88	Ambiente costero inferior	Concentración de carbonatos
Mass Fm	20	65.6168	24.1	814	97	Ambiente costero superior	-
Schie Fm	5	16.4042	19.4	36	77	Plataforma arenosa	Lentes irregulares de carbonatos

**Fuente.** Results of the Brugge Benchmark Study for Flooding Optimization and History Matching. SPE 119094. 2009. P.3.

**1.4.4.2 Geología del Campo Brugge.** En esta sección se presentan las características generales del Campo Brugge, que es un modelo de yacimiento sintético, debido a las características geológicas, representa un yacimiento típico del Mar del Norte con estratigrafía tipo Brent.

Según el artículo “*Results of the Brugge Benchmark Study for Flooding Optimization and History Matching*”<sup>8</sup> la geología corresponde al grupo Brent (ver Figura 2), debido a que las características como el espesor bruto, porosidad, permeabilidad, ambiente de deposición y características, no solo dan una visión del grupo en el que se encuentra el campo, sino que da como resultado un modelo geológico complejo el cual resulta en 104 modelos distintos que permiten evaluar la incertidumbre asociada a los datos.

<sup>8</sup> E. Peters. Op. cit. P.4.

## 2. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACION

Este capítulo describe los componentes de un modelo de simulación de yacimientos tales como su modelo estático (porosidad, permeabilidad, petrofísica, estratigrafía, etc.), dinámico (conservación de masa, modelamiento de la declinación de presión, modelo de simulación de yacimientos, etc).<sup>9</sup> Y geomecánico (modelamiento de esfuerzos, de fluidos y de propiedades petrofísicas)<sup>10</sup>.

### 2.1 MODELO ESTÁTICO

El modelo estático es un modelo de simulación en el cual todas sus propiedades permanecen constantes a lo largo del periodo de evaluación, el cual involucra 4 etapas: modelo estructural, modelo estratigráfico, modelo litológico y modelo petrofísico.

Definir el modelo estático y sus componentes es de gran importancia debido a la complejidad y precisión que este representa al momento de evaluar la viabilidad financiera de cualquier proyecto, ya que en él se evaluara la capacidad de producción que puede llegar a tener el reservorio, involucrando las actividades que se le hayan realizado para que el modelo se ajuste de manera concisa y sea confiable al momento de hacer predicciones para el manejo del reservorio.

**2.1.1 Modelo estructural.** La construcción del modelo estructural involucra la definición del mapa de la estructura del yacimiento, la geometría y la interpretación de fallas (ver Figura 4 las cuales se apoyaran en información que provenga de los pozos y en análisis que se le realicen al subsuelo, para ello, la mejor manera para visualizar las estructuras de un yacimiento es a través de estudios sísmicos que permiten hacer un análisis de las fallas más detallado e identificar la estructura básica del sistema de hidrocarburos y calibrar el mapa resultante con datos del pozo.

El mapa de las estructuras puede definirse de varias maneras según los datos que se disponga del pozo, en su mayoría este se define por la interpretación geofísica 2-D o 3-D. Esta información mapea coordenadas cartesianas en función del tiempo, delimitando los horizontes del bloque sísmico. Debido a que el mapa resultante está en función del tiempo, se determina la velocidad de la honda sísmica y de la información geológica traducida en profundidad.

Sin embargo los datos pueden verse afectados por la dirección y ubicación de las fallas ya que generan perturbaciones en las lecturas, haciendo que las correlaciones

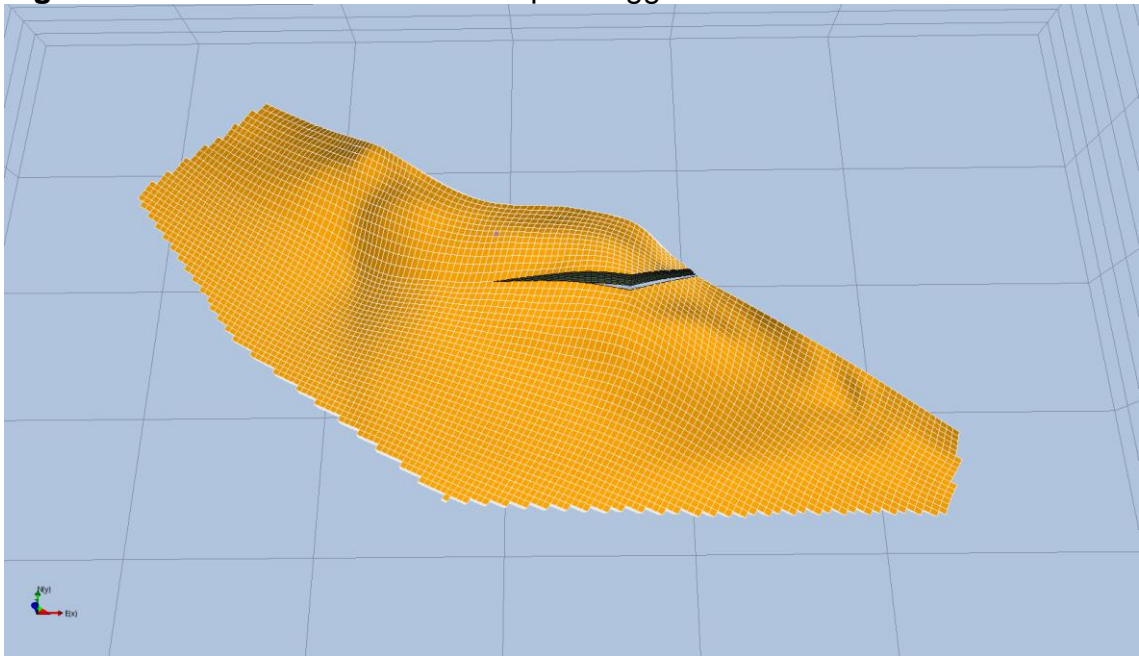
---

<sup>9</sup> Ente Nazionale Idrocarburi. "Encyclopaedia of Hydrocarbons". Istituto della enciclopedia italiana, pág 553-592. Italia 2005

<sup>10</sup> ZOBACK, Mark D., "Reservoir Geomechanics". Cambridge University press.

en ciertos casos no sean acertadas, sin embargo los análisis geofísicos presentan información que está en zonas más allá de los datos que proporcionan los pozos lo que permite modelar el campo adecuadamente con ayuda de estudios sísmicos y datos dinámicos del pozo, los cuales se ven afectados por los regímenes de fallamiento del reservorio así como el movimiento de fluidos dentro del mismo.

**Figura 4.** Modelo estructural del campo Brugge.



**Fuente:** Autor. ResInsight.

**2.1.2 Modelo estratigráfico.** La construcción del modelo estratigráfico depende de la interpretación geológica de los registros eléctricos, ya que su desarrollo debe ser pozo a pozo, por lo general usando correlaciones que permiten definir los límites estratigráficos de las secuencias geológicas presentes, debido a que el fluido se ve afectado por la geometría del yacimiento.

Sin embargo, cada modelo estratigráfico es diferente debido a diversos factores asociados al ambiente de depositación del yacimiento, no obstante, debido a que por lo general el reservorio es una secuencia estratigráfica lateral, las correlaciones entre pozos resulta ser precisa obviando casos de depositación adversos en los cuales las formaciones disponen de facies que hacen que el modelamiento sea más laborioso.

Por lo tanto, entre más información se disponga de las formaciones que atraviesan los pozos, da un modelo más acertado, ya sean con herramientas que tomen mejores medidas de los registros o con muestras de núcleos. Adicionalmente para terminar de ajustar el modelo y corroborar que está representando el yacimiento lo más real posible, es necesario añadir más datos que determinen el modelo que va



a permitir que los fluidos se desplacen adecuadamente, como la presión, la producción, los datos de pozo y un estudio paleontológico que determine qué clase de estratigrafía hay presente.

Para finalizar el modelo estratigráfico, y obtener un modelo consistente en 3D, se procede a construir varios modelos finos de espesor pequeño que poseen características geológicas específicas que representan las limitaciones del modelo en función de la profundidad, para ello se usan actualmente software que permiten visualizar las propiedades antes descritas.

**2.1.3 Modelo litológico.** El modelo litológico se basa en la identificación y caracterización de facies, usando la información de los pozos y extendiéndolas al modelo tridimensional, poblando así, el modelo estructural y estratigráfico usando algoritmos especiales lo que permite comprender la distribución de las facies en el reservorio. Por consiguiente, se puede construir un modelo petrofísico ajustado debido a que hay una relación entre la distribución de las facies y los parámetros petrofísicos.

El modelo litológico, actualmente, genera una visión más representativa de las estructuras que posee el reservorio, se construye de manera gradual ya que cada uno de los modelos de ajuste da una mejor caracterización del reservorio como los ya descritos anteriormente, sin embargo el modelo litológico era una herramienta más cualitativa que otorgaba información vital para el desarrollo preciso de un modelo complejo de un yacimiento, por lo cual se desarrollaron nuevas metodologías que se implementaban en el modelo litológico para que el modelo de simulación sea lo más exacto posible, pese a que los registros, debido a su alcance de lectura, no generan la información completa del campo generando incertidumbre en los datos dificultando así la generación de un modelo acertado.

Esta metodología involucra la incertidumbre de los datos, aplicando modelos estocásticos (geoestadísticos) generando un conjunto de realizaciones igualmente posibles que compartían el mismo modelo estático, lo que representa la complejidad geológica del modelo, no obstante, el conjunto de modelos generado a partir de esta metodología no sirve para escoger un único modelo sobre el cual hacer los análisis del yacimiento.

Esta metodología no solo sirve para entender mejor la geología, también puede ser usada para modelar cualquier propiedad del yacimiento bien sea desde las propiedades petrofísicas, las facies y el modelo estructural para evaluar la incertidumbre de las fallas y las fracturas

**2.1.4 Modelo petrofísico.** La construcción de la malla depende de la información disponible con la cual se va a poblar el modelo de simulación, sin embargo, esta información proveniente de registros eléctricos, núcleos, sísmica etc. Tienen cierto grado de incertidumbre dependiente de la interpretación de la misma.

La construcción del modelo petrofísico proviene de la interpretación de esta información proveniente de los pozos, la cual proporciona una visualización vertical de las propiedades de la roca como la porosidad, la permeabilidad o la saturación de fluido entre otras. El conjunto de información tomada de varios pozos es usado para poblar el modelo, no obstante, es necesario hacer una serie de correlaciones e interpretaciones geológicas para tener un modelo de simulación lo más cercano a la realidad posible.

Para ello se describen a continuación las propiedades más relevantes del yacimiento

**2.1.4.1 Porosidad.** La recuperación total de petróleo de un yacimiento es función directa de la porosidad, ya que ella determina la cantidad de petróleo presente para cualquier porcentaje de saturación dado, la propiedad es muy variable con respecto a la posición, algunas veces oscilan de 15 a 35% en una zona específica.

Para poder cuantificar un promedio de la porosidad es razonable tomar el promedio aritmético de las medidas de la porosidad de un núcleo de arena.

Con esta propiedad se pueden construir mapas de distribución de porosidad en el yacimiento, para dar una porosidad verdadera, y la mejor cuantificación de la porosidad ha sido en los laboratorios a través de los núcleos de arena que son extraídos de las formaciones productoras. Hay otra manera de cuantificar la porosidad y es a través de los registros de perfil de inducción, micro-log, registro de neutrones, el registro sísmico y el registro de densidad entre otros. Estos presentan un valor aproximado de porosidad en el pozo donde se realizaron los estudios.

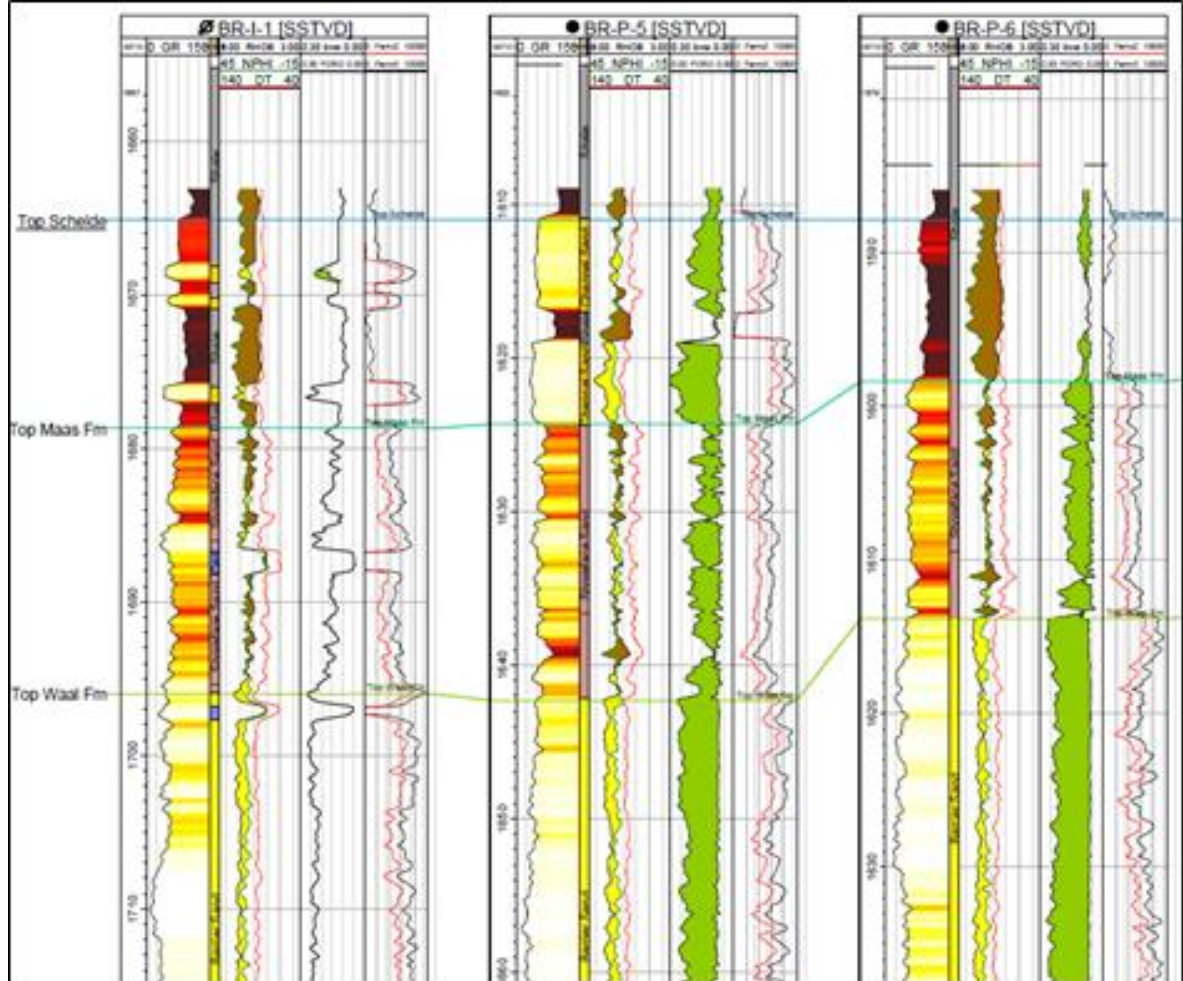
Los factores que pueden afectar la porosidad son: tipo de empaque, material cementante, presión de las capas suprayacentes y confinantes, geometría y distribución del grano y la arcillosidad.

**2.1.4.2 Permeabilidad.** La permeabilidad se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados. Si los poros de la roca no se encuentran interconectados no puede existir permeabilidad.

**2.1.4.3 Continuidad de las propiedades de la roca.** Es fundamental la continuidad de los cuerpos arenoso, como el flujo de fluidos es esencialmente en la dirección de los planos de estratificación, la continuidad de la unidad de interés es importante ya que, si está dividido en estratos separados por rocas densas, puede haber restricciones al flujo.

Sección estratigráfica de un yacimiento en donde se puede ver continuidad de la formación, correlacionando la información entre pozos Figura 5.

**Figura 5.** Registros eléctricos de 3 pozos del campo Brugge.



Fuente. E. Peters.

**2.1.4.4 Magnitud y distribuciones de los fluidos.** La distribución inicial de los fluidos en un yacimiento de petróleo es muy importante debido a que el cambio de las propiedades petrofísicas del medio se verá afectado directamente por cómo están los fluidos en el yacimiento y cómo interactúan estos con la roca. Adicionalmente si se agrega el factor producción al sistema en donde las propiedades van a variar en el tiempo y así mismo la distribución y las propiedades de los fluidos.

## 2.2 MODELO DINAMICO

Una vez definido el modelo estático, con todas las propiedades geológicas bien distribuidas que permitan visualizar el yacimiento, entra el modelo dinámico que permitirá que el ajuste del modelo sea aún más preciso y conlleve a hacer predicciones que permitan maximizar el factor de recobro del campo.

El modelo dinámico permite evaluar la interacción roca-fluido e intenta reproducir las condiciones de presión y de producción de fluidos, mediante ajustes históricos de producción, integrando así todos los datos que puede proporcionar el yacimiento y generando así un modelo representativo sobre el cual trabajar en planes de desarrollo para el campo.

El modelo dinámico posee la información integrada de todo el yacimiento pero se desarrolla por medio de leyes de conservación de masa, estas leyes son ecuaciones diferenciales de tipo hiperbólico, el cual el simulador discretiza y desarrolla usando diferencias finitas, las cuales necesitan resolverse simultáneamente y tiene que haber una ecuación por cada fase involucrada en el yacimiento (crudo, agua, gas, blackoil: crudo y gas) las cuales se convierten en matrices que se resuelven paso a paso en el tiempo usando métodos de iteración.

### **2.3 MODELAMIENTO GEOMECÁNICO**

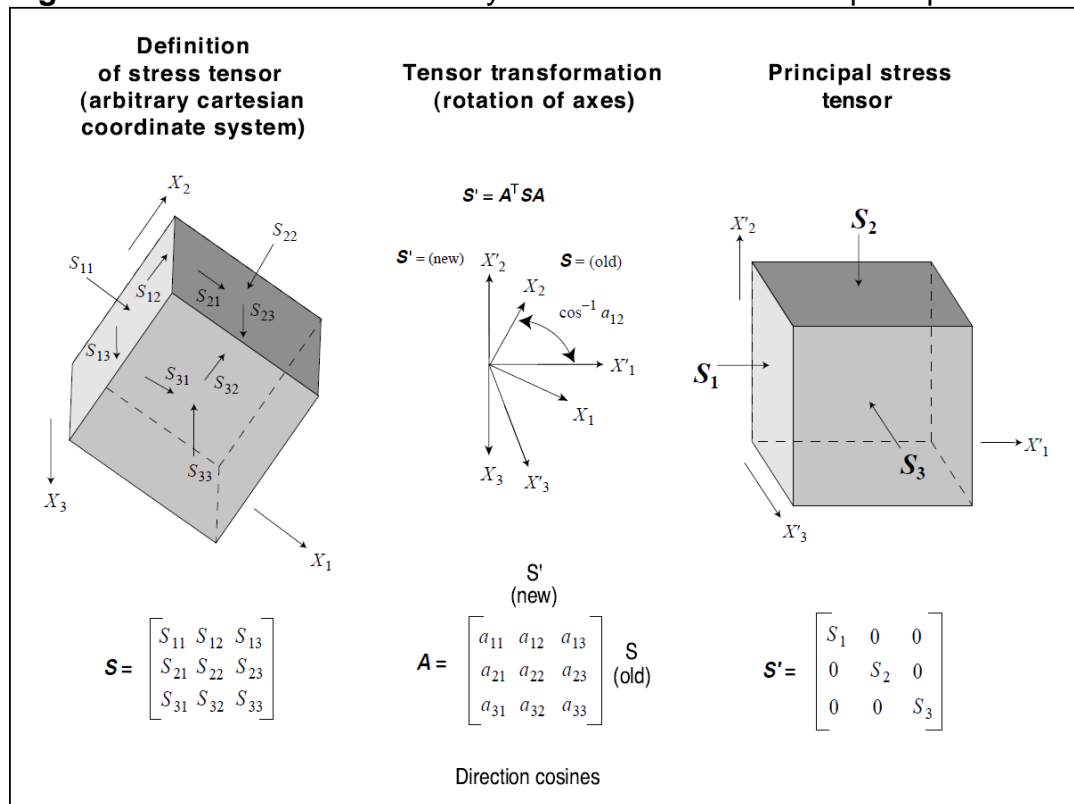
Previamente se mencionó la importancia de tener un modelo estático y dinámico bien definido, con datos sólidos que respalden la información que requiere el modelo de manera que hacer predicciones en el yacimiento sea lo más preciso posible y así generar planes de desarrollo de campo eficientemente, sin embargo, actualmente los modelos de simulación asumen algunos elementos como constantes haciendo que el modelo sea muy lejano a la realidad y que las proyecciones del campo no sean las más adecuadas y sea necesario rediseñarlos.

El modelo estático, en su definición, es un modelo que a pesar del cambio de las saturaciones dentro del reservorio mantiene todas sus propiedades petrofísicas constantes, sin embargo la roca está sujeta a muchos factores que hacen que las propiedades petrofísicas del modelo varíen dependiendo de diversos factores, tales como la estructura del reservorio, la columna litostática presente, los esfuerzos a los que está sometido el cuerpo rocoso, la velocidad de movimiento de los fluidos al momento de producir, entre otros, hacen que el modelo petrofísico no sea constante en el tiempo y por tanto los modelos de simulación actuales pierdan precisión a la hora de modelar un yacimiento, ya que son reajustados con los datos históricos de producción y obligan al modelo a ajustarse, sin embargo todos los datos del modelo están correlacionados por lo cual al ajustar una única variable, muchas otras se ven afectadas y pueden generar falsas expectativas a la hora de tomar decisiones.

El modelamiento geomecánico contempla varios escenarios en los cuales no solo se dimensionará el cambio en las propiedades petrofísicas, sino en su estructura, geometría y su profundidad, para lo cual se deben conocer los esfuerzos sujetos a la roca y como se verá afectada a lo largo de su producción. Para ello tendrán que definirse los estados de los esfuerzos sujetos a la roca y la presión de poro en función de la profundidad.

**2.3.1 Estado de esfuerzos.** Para conocer la deformación de las propiedades en función de la profundidad, es necesario conocer cómo se comporta el sistema como tal en todas las direcciones, y cómo actúan las fuerzas en función de la dirección en la que se apliquen, estas fuerzas se dan en dirección i, j, k y sus 9 componentes describen los esfuerzos actuando en diferentes planos. Conocer la magnitud de cada componente da a conocer, no solo los esfuerzos que hay dentro del volumen poroso en el yacimiento, sino la cantidad de presión que puede soportar la roca antes de que empiece a fracturarse, todo esto en un ambiente compresivo. Sin embargo, el tensor resultante de esas 9 direcciones, puede simplificarse trabajando en un sistema de coordenadas cartesianas, lo que hace que solo se evalúen 3 esfuerzos principales como se muestra en la Figura 6. Conceptualmente representa un estado de esfuerzos principales de un cuerpo de roca cuya superficie está en contacto con un fluido (agua o aire), por lo tanto el vector de esfuerzos es normal si se referencia ese esfuerzo principal a la superficie de la tierra, y con ella, 2 vectores de esfuerzos asociados que actúan de manera horizontal<sup>11</sup>.

**Figura 6.** Dirección de esfuerzos y tensor de los esfuerzos principales.



**Fuente.** ZOBACK, Mark D. OP. Cit. P6

Para ello se definen 4 tipos de magnitudes para esos vectores los cuales describen el estado de fuerzas en función de la profundidad: el  $S_v$  que es el esfuerzo vertical

<sup>11</sup> ZOBACK, Mark D. OP. Cit. P.4

dado por la presión de sobrecarga, SHmax el cual es el máximo esfuerzo horizontal, SHmin el cual es el mínimo esfuerzo horizontal y una orientación de los esfuerzos normalmente dada por el azimuth de la máxima compresión horizontal. Por consiguiente, es necesario relacionar S1, S2 y S3 con Sv, SHmax y SHmin según la magnitud de los esfuerzos

**2.3.2 Magnitudes de esfuerzo relativo.** Una vez definidos los tres estados de esfuerzos, se pueden clasificar de la siguiente manera:

**Tabla 3.** Clasificación de esfuerzos de Anderson.

REGIMEN	ESFUERZO		
	S1	S2	S3
NORMAL	Sv	SHmax	SHmin
CIZALLA	SHmax	Sv	SHmin
INVERSO	SHmax	SHmin	Sv

**Fuente.** ZOBACK, Mark D. OP. Cit. P8

Y se categorizan dependiendo de su magnitud, en diferentes regímenes de fallamiento, sujeto a la magnitud de cada uno de los esfuerzos, pero sobre todo al esfuerzo de sobrecarga<sup>12</sup> el cual se puede calcular de la siguiente manera:

**Ecuación 1.** Cálculo del esfuerzo de sobrecarga (Sv).

$$S_v = \int_0^Z \rho(Z)gdZ \cong \bar{\rho}gZ$$

**Fuente.** ZOBACK, Mark D. OP. Cit. P9

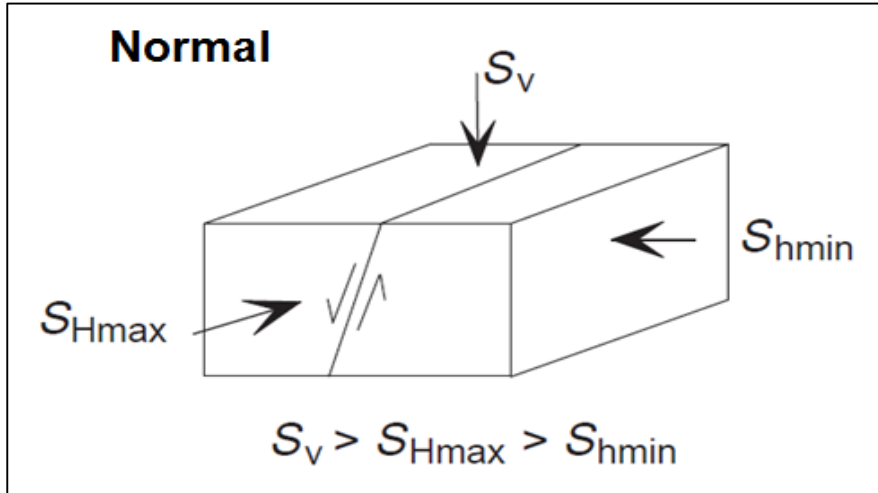
Donde el Sv o esfuerzo de sobrecarga puede determinarse como la densidad por la gravedad desde la superficie hasta la profundidad Z por el vector de la gravedad, sin embargo, debido a la complejidad de tener una ventana de datos de ese calibre supera el alcance y la profundidad de un registro eléctrico, así que de manera equivalente se puede modelar como la media de la densidad por la profundidad por la gravedad.

Una vez conociendo la magnitud del esfuerzo vertical o de sobrecarga y los esfuerzos horizontales máximo y mínimo, se puede clasificar dentro de un régimen de fallamiento si:

Sv > SHmax > SHmin (régimen de fallamiento normal): En donde la corteza se extiende y las fallas normales se sumergen en el movimiento de la pared colgante (el bloque de roca por encima de la falla) hacia abajo con respecto a la pared del pie el bloque debajo de la falla.

<sup>12</sup> **Fuente.** ZOBACK, Mark D. OP. Cit. P6

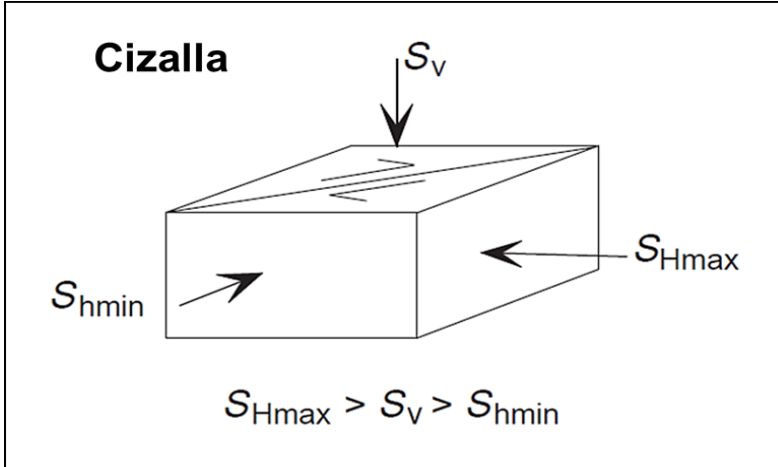
**Figura 7.** Representación de la dirección del fallamiento normal.



**Fuente.** ZOBACK, Mark D. OP. Cit. P9

$S_{Hmax} > S_v > S_{Hmin}$  (régimen de fallamiento de cizalla): En donde los bloques de la corteza se deslizan horizontalmente uno al otro a lo largo de fallas de deslizamiento casi verticales.

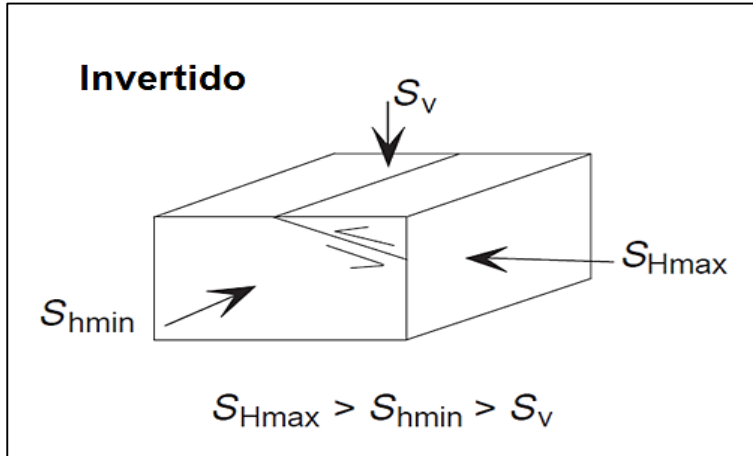
**Figura 8.** Representación de la dirección del fallamiento de cizalla.



**Fuente.** ZOBACK, Mark D. OP. Cit. P9

$S_{Hmax} > S_{Hmin} > S_v$  (régimen de fallamiento inverso): En donde la corteza está en compresión y las fallas inversas de inmersión relativamente superficiales están asociadas con el bloque de pared colgante que se mueve hacia arriba con respecto al bloque de faldón.

**Figura 9.** Representación de la dirección del fallamiento invertido.



**Fuente.** ZOBACK, Mark D. OP. Cit. P9

**2.3.3 Magnitudes de esfuerzo en profundidad.** Para evaluar los esfuerzos es necesario ponerlos en función de la profundidad y tener una visión representativa de lo que está pasando en el subsuelo y consecuentemente en el yacimiento, sin embargo hay un concepto básico que falta por definir para tener el estado de esfuerzos completo, y es el concepto de la presión de poro, normalmente esta presión de poro es la presión ( $P_p$ ) que posee la columna desde 0 hasta la profundidad del yacimiento, con la premisa de que no puede exceder el esfuerzo principal mínimo ya que incurriría en un fracturamiento hidráulico, y por último armar el diagrama de los esfuerzos principales basándose en el diagrama de fallamiento de Anderson. Generando así los tres estados de fallamiento en función de la profundidad donde: el de sobrecarga es el máximo esfuerzo principal (fallamiento normal, Figura 10), el esfuerzo de sobrecarga está entre los 2 esfuerzos principales (fallamiento de cizalla, Figura 11), el esfuerzo de sobrecarga es el mínimo esfuerzo principal (fallamiento inverso, Figura 12). Adicionalmente la presión de poro puede definirse como el potencial hidráulico actuando en un medio poroso en función de la profundidad, así como se muestran en las figuras 10, 11 y 12, se calculó el régimen de presión de poro por la siguiente ecuación:

**Ecuación 2.** Cálculo de la presión hidrostática.

$$P_p^{hydro} = \int_0^Z \rho_w(Z) g dZ \approx \rho_w g Z_w$$

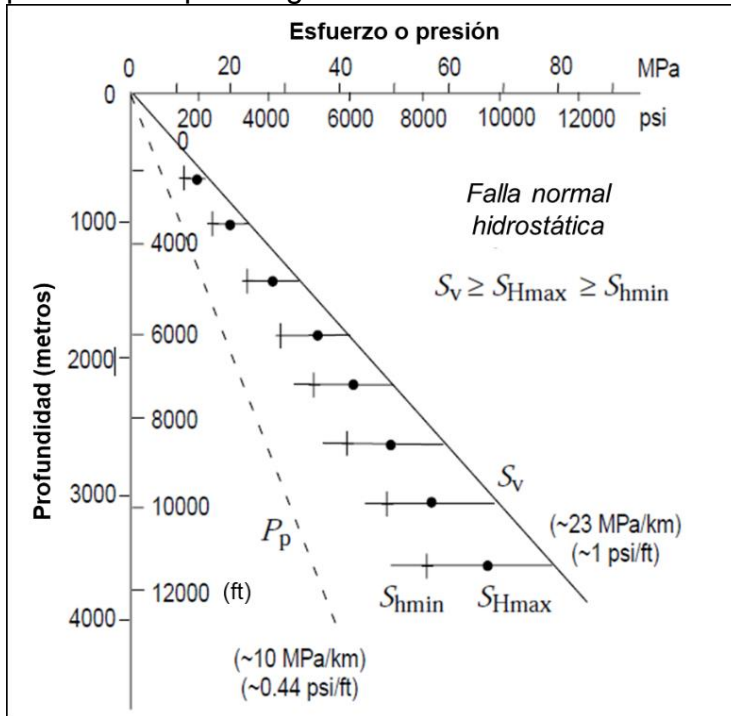
**Fuente.** ZOBACK, Mark D. OP. Cit. P9

Esta presión sería considerada la mínima para el estado de esfuerzos ya que, como se mencionó anteriormente, sería el equivalente a tener una columna de agua en función de la profundidad, esto con el fin de conocer una ventana que se marca entre el esfuerzo mínimo principal y la presión de poro, la cual es de utilidad para calcular la ventana de lodo necesaria para pozos nuevos dentro del yacimiento, ya



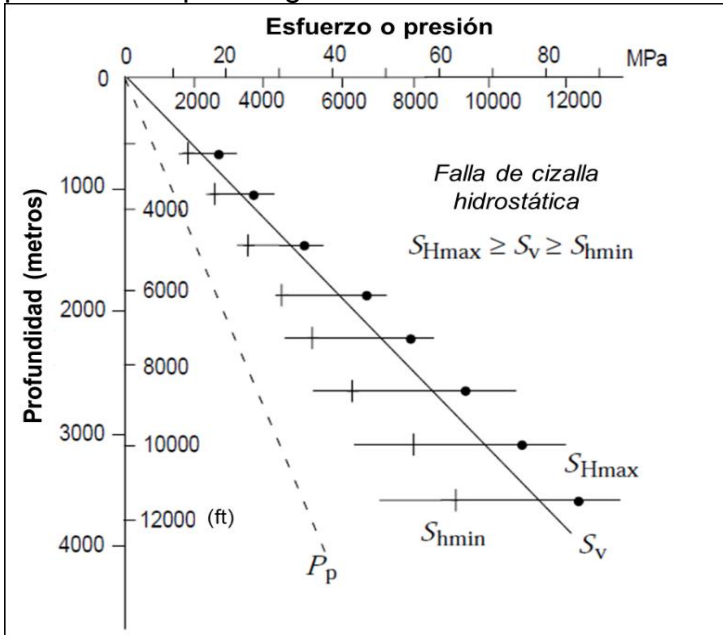
que navegando dentro de esta ventana se evita el fracturamiento de la formación, y se evita que los fluidos de las formaciones sean producidos por trabajar bajo balance.

**Figura 10.** Magnitud de esfuerzos en función de la profundidad para régimen fallamiento normal.



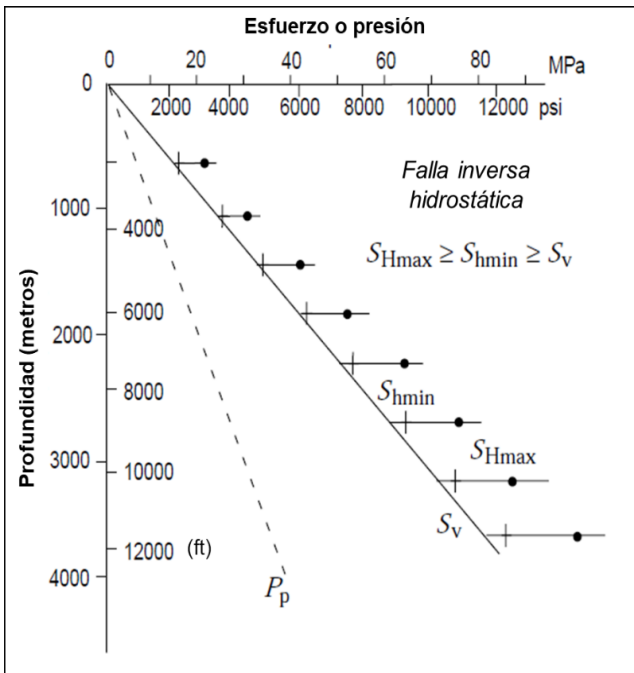
Fuente. ZOBACK, Mark D. OP. Cit. P13

**Figura 11.** Magnitud de esfuerzos en función de la profundidad para régimen fallamiento de cizalla.



Fuente. ZOBACK, Mark D. OP. Cit. P13

**Figura 12.** Magnitud de esfuerzos en función de la profundidad para régimen fallamiento de inversa.



Fuente. ZOBACK, Mark D. OP. Cit. P13

## 2.4 OPEN POROUS MEDIA

El software OPM fue lanzado en el 2009 sobre la base de una propuesta presentada por el Dr. Alf Rustad en el centro de investigación de Statoil en Trondheim, Noruega. Este proyecto está respaldado por seis grupos de investigación en Noruega y Alemania y varios socios de la industria del petróleo como lo son: SINTEF Applied Math, Iris Energy, Statoil, Total E&P, Universidad de Heidelberg, Universidad de Bergen, Universidad de Stuttgart entre otras<sup>13</sup>.

Este simulador tiene licencia libre, por lo cual lo hace asequible a cualquier usuario que esté interesado en el simulador, además de eso, el simulador ha sido participe en diferentes estudios publicados en los que están:

1. Fast simulation of polymer injection in heavy-oil reservoirs based on topological sorting and sequential splitting. K.-A. Lie, H. M. Nilsen, A. F. Rasmussen, and X. Raynaud. Paper 163599 presented at the 2013 SPE Reservoir Simulation Symposium, The Woodlands, Texas, USA, 18-20 February 2013.
2. An unconditionally stable splitting method using reordering for simulating polymer injection. K.-A. Lie, H. M. Nilsen, A. F. Rasmussen, and X. Raynaud. Proceedings of ECMOR XIII, Biarritz, France, 10-13 September 2012.
3. Open source MATLAB implementation of consistent discretisations on complex grids. K.-A. Lie, S. Krogstad, I. S. Ligaarden, J. R. Natvig, H. M. Nilsen, and B. Skaflestad. Comput. Geosci., Vol. 16, No. 2, pp. 297-322, 2012.  
DOI: [10.1007/s10596-011-9244-4](https://doi.org/10.1007/s10596-011-9244-4)
4. Discretisation on complex grids -- Open source MATLAB implementation. K.-A. Lie, S. Krogstad, I. S. Ligaarden, J. R. Natvig, H. M. Nilsen, and B. Skaflestad. Proceedings of ECMOR XII, Oxford, UK, 6-9 September 2010.

Adicional a esto, el software OPM cuenta con varios módulos, el cual lo hace un software versátil para la aplicación en la industria petrolera, promete establecer un entorno sostenible para el desarrollo en conjunto de software eficiente y mantenido en base: Software de licencia libre o pública, Software es de código abierto, lo cual cualquier usuario puede contribuir al desarrollo y crecimiento del mismo.

Hay una presentación llamada “Status of Simulation Software in OPM” en el cual el autor Tor Harald Sandve, muestra en ésta tres ejemplos comparativos, SPE 1 en el cual es una simulación de yacimientos, SPE 9 el cual es un modelo con

---

<sup>13</sup> Disponible en línea: <http://www.opm-project.org/> consultado en septiembre de 2017

heterogeneidad geológica y el Campo Norne donde toman datos reales para la simulación de éste.

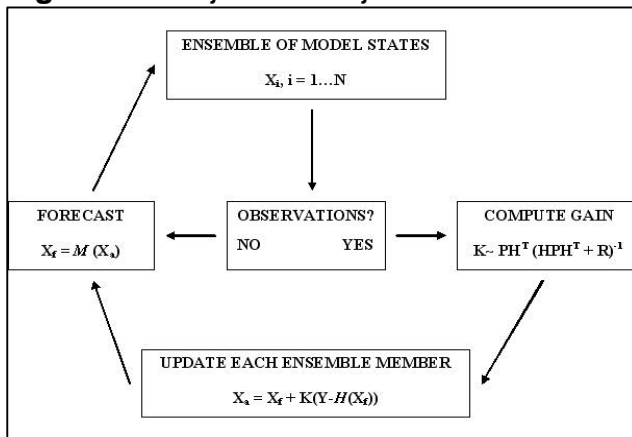
Los resultados entre la comparación de software comercial y libre son similares, y hace referencia también en el desempeño y métodos de solución de cada uno de ellos, lo que hace que este simulador (OPM) sea adaptable a cualquier tipo de yacimiento que se quiera evaluar.

## 2.5 ENSAMBLE KALMAN FILTER (ENKF)

“R. E. Kalman en 1960 publicó su artículo que describe el filtro de Kalman como una solución recursiva al problema de filtrado lineal, desde entonces, ha sido objeto de una amplia investigación y aplicaciones. El filtro es un algoritmo de procesamiento de datos que combina los datos de medición disponibles con el conocimiento previo sobre el sistema, para producir una estimación de tal manera que el error se minimiza estadísticamente”<sup>14</sup>.

El filtro se divide en 2 pasos principales (ver Figura 13), uno de predicción el cual dejara que el modelo empiece a correr con todos los errores en cada lapso de tiempo hasta el punto en donde las medidas que se tomaran son hasta el final del modelo y se obtendrán unos nuevos datos de él, y el otro es el de análisis, el cual tomará los datos del anterior modelo, y evaluara dentro de sus resultados la incertidumbre en él, otorgándole peso a las variables que afecten más el modelo y así ajustándolo más para que su medida de predicción sea más adecuada.

**Figura 13.** Flujo de trabajo del EnKF.



**Fuente.** Disponible en línea:  
<http://cup.aos.wisc.edu/group/research/DataAssim/DataAssimilation.html> en abril 2017

<sup>14</sup> THULIN, Kristian. “Ensemble Kalman Filter For Field Estimation”. University of Bergen. Pág 11. September 2015

Resulta ser una herramienta muy útil al ajustar tanto modelos lineales como no lineales. Además, el filtro recibe datos de entrada ya sean, para provecho de este proyecto, datos estáticos y dinámicos, evaluando así la incertidumbre asociada al modelo según el peso de las variables dentro del sistema debido a su ajuste continuo de datos en todos los intervalos de tiempo y ajustando el siguiente dato con base al anterior.

### 3. MODELAMIENTO GEOMECANICO

En este capítulo se presenta el flujo de trabajo para el campo Brugge y como se ven afectadas sus propiedades petrofísicas con base en diferentes esquemas de producción, todo con un análisis geomecánico el cual permitirá cuantificar los cambios que sufren las propiedades de porosidad, permeabilidad y densidad del fluido en función del cambio de la presión en el reservorio.

Este estudio se realizó con el fin de comparar el modelo de simulación tradicional de yacimientos, el cual no contempla cambios en ninguna propiedad estática, contra un modelo de simulación el cual se ve afectado por la producción de fluidos, generando cambios en las propiedades petrofísicas y permitiendo generar un modelo más representativo del yacimiento que se tiene en el subsuelo.

#### 3.1 ANÁLISIS INICIALES

Como se mencionó en el capítulo 2, es esencial en un estudio geomecánico dictaminar los esfuerzos que afectan el cuerpo de roca y las magnitudes de los mismos. Por lo tanto es necesario determinar en qué condiciones está el campo, que profundidad tiene y cuáles son las propiedades y los tipos de rocas que componen el yacimiento<sup>15</sup>.

El campo Brugge al ser un campo *off shore* (costa afuera) dispone de una columna de agua de aproximadamente 150 m, la profundidad promedio del yacimiento es de 1700 m y la densidad media de la roca hasta desde el lecho marino hasta el tope del yacimiento es de 1900 Kg/m<sup>3</sup>. Consecutivamente, con la Ecuación 1 y con la información anterior se obtiene el esfuerzo de sobrecarga ( $S_v$ ) para el campo Brugge, teniendo en cuenta que:

Desde 0 hasta el lecho marino la densidad a considerar es la del agua (1000 kg/m<sup>3</sup>):

**Ecuación 3.** Cálculo del esfuerzo de sobrecarga hidrostático.

$$S_v(\text{hydro}) = \frac{\int_0^{150} 1000 * (z) * 9.8 dz}{6894.76} = 213.20 \text{ Psi}$$

**Fuente.** ZOBACK, Mark D. OP. Cit. P. 9

---

<sup>15</sup> ZOBACK, Mark D., "Reservoir Geomechanics". Cambridge University press. Pág 3-9

Desde el lecho marino hasta la profundidad del yacimiento (densidad media de la roca 1900kg/m<sup>3</sup>):

**Ecuación 4.** Cálculo del esfuerzo de sobrecarga total hasta la profundidad del yacimiento.

$$S_v = \frac{\int_0^{150} 1000 * (z) * 9.8dz + \int_{150}^{1610} 1900 * (z) * 9.8dz}{6894.76} = 3,948.56 \text{ Psi}$$

**Fuente.** ZOBACK, Mark D. OP. Cit. P. 9

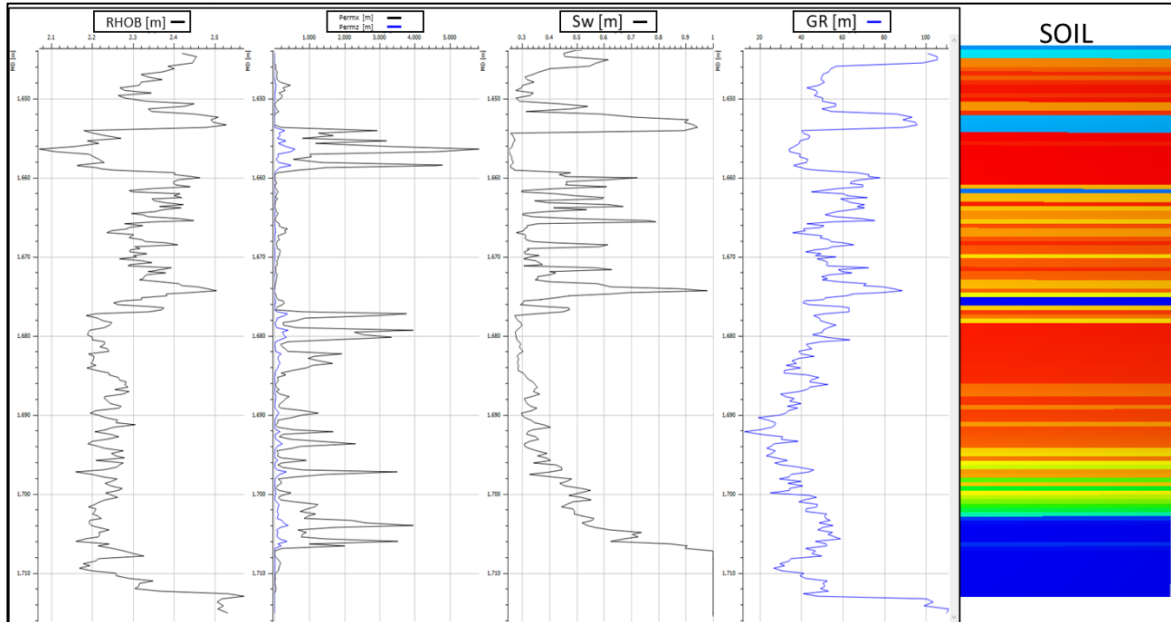
Se obtiene entonces el esfuerzo de sobrecarga para el campo Brugge, donde la densidad de la roca fue tomada de estudios análogos de la zona de la Plataforma Horda, más precisamente del campo Troll, el cual es un punto de referencia para otros análisis debido a que el campo brugge es un campo sintético y no hay estudios de leak off test (pruebas de presión en pozo) que aporten al cálculo de las magnitudes de los esfuerzos horizontales.

### 3.2 ANALISIS DE POZO

Debido a que los esfuerzos son constantes para todo el yacimiento, se dispuso a usar un modelo cartesiano de un pozo para determinar la afectación de los esfuerzos y la presión en las propiedades petrofísicas. Para ello se usó el primer pozo perforado con el nombre de BR-P-5.

Para construir el modelo cartesiano se utilizaron los registros eléctricos (ver Figura 14), sin embargo y para objeto de este estudio, el más representativo es el registro de densidad, el cual permitirá visualizar mejor que tipo de roca está presente afectando los esfuerzos principales.

**Figura 14. Registro eléctrico del pozo 5.**



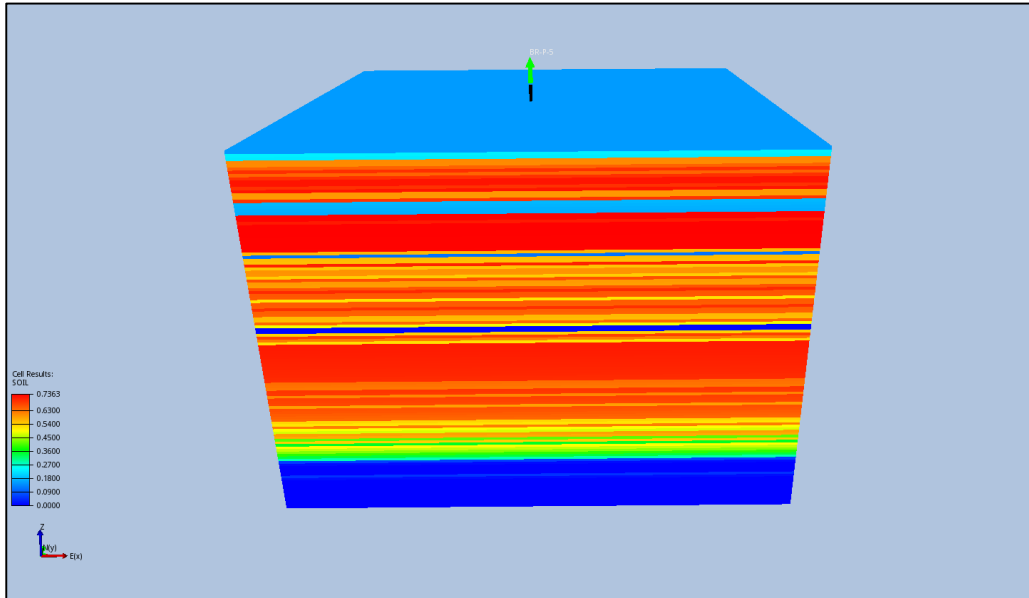
Posteriormente, se extendieron las propiedades de los registros en el modelo cartesiano el cual permitirá visualizar, El cambio de las condiciones del yacimiento (saturaciones y presiones) a través del tiempo y a su vez permitiendo modelar las propiedades petrofísicas tales como la porosidad, la permeabilidad y las propiedades del crudo como la densidad.

Este modelo está sujeto a las condiciones iniciales del campo Brugge (ver Tabla 1), por lo tanto, está sujeto a las mismas condiciones, por consiguiente, es un modelo representativo de los cambios dentro del yacimiento. Este modelo tiene condiciones adicionales para que el estudio sea efectivo, el modelo produce por flujo natural sin ningún tipo de soporte que restaure la presión tal como un acuífero activo o un pozo inyector, tampoco dispone de restablecimiento de saturación de crudo, ya que las condiciones de frontera del modelo son cero.

El modelo de cartesiano (ver Figura 15) es un modelo de 116,100 celdas, compuestas por 30 en el eje i, 30 en el eje j, 129 en el eje k y el pozo productor BR-P-5 operado bajo las condiciones iniciales del campo, este modelo se construyó haciendo un escalamiento hacia arriba de las propiedades del registro tal como la permeabilidad, la porosidad, la estratigrafía entre otros, ya que el modelo original del campo Brugge solo posee 9 estratos definidos. Generando así un modelo el cual es sensible a los cambios en las propiedades petrofísicas, y permitiendo ver la afectación del pozo productor en cada una de las arenas presentes.



**Figura 15.** Modelo cartesiano del pozo 5.



### 3.3 ANÁLISIS DEL MODELO CARTESIANO

En el capítulo 2 se contempló la importancia de determinar el estado de los esfuerzos que afectan al yacimiento, y el régimen de fallamiento al cual están sujetos dependiendo de las magnitudes de los esfuerzos principales, sin embargo, en los análisis iniciales ya se contempla el cálculo del esfuerzo de sobrecarga hasta el tope del yacimiento, no obstante falta evaluar el mismo esfuerzo para el yacimiento como tal. Usando la Ecuación 1, nuevamente se determinó el  $S_v$  con las densidades de la roca dentro del modelo, proporcionadas por el registro eléctrico.

Para ello se tiene en cuenta la columna hidrostática hasta el lecho marino (0-150 m) la columna litostática hasta el tope del yacimiento (150-1610 m) y el cambio del esfuerzo en función de la profundidad dentro del yacimiento y su respectiva densidad en cada punto (1610-1682 m) por medio de la Ecuación 5.

**Ecuación 5.** Cálculo del esfuerzo total de sobrecarga del reservorio.

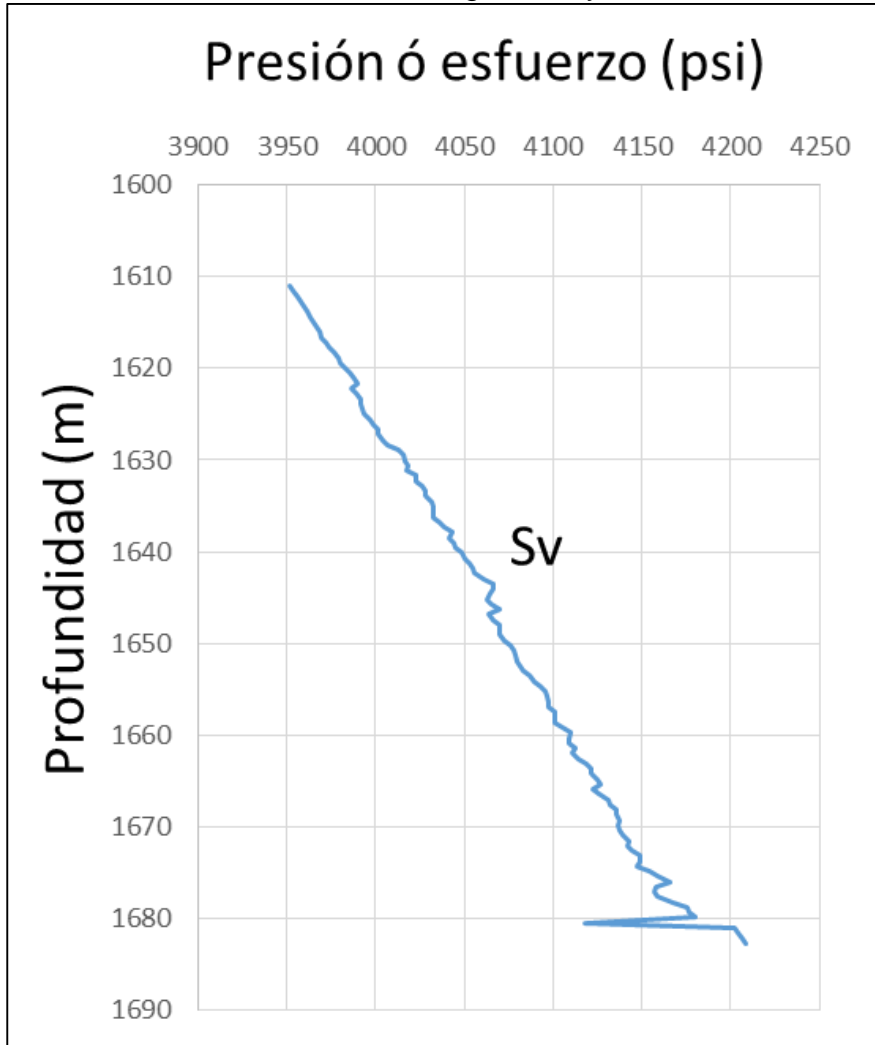
$$S_v = \frac{\int_0^{150} 1000 * (z) * 9.8dz + \int_{150}^{1610} 1900 * (z) * 9.8dz + \int_{1610}^{1682} \rho * (z) * 9.8dz}{6894.76}$$

**Fuente.** ZOBACK, Mark D. OP. Cit. P9

En la cual la densidad ( $\rho$ ) ya no será la media de las densidades, debido a que no se está hallando el valor total del esfuerzo de sobrecarga ( $S_v$ ), sino el valor en

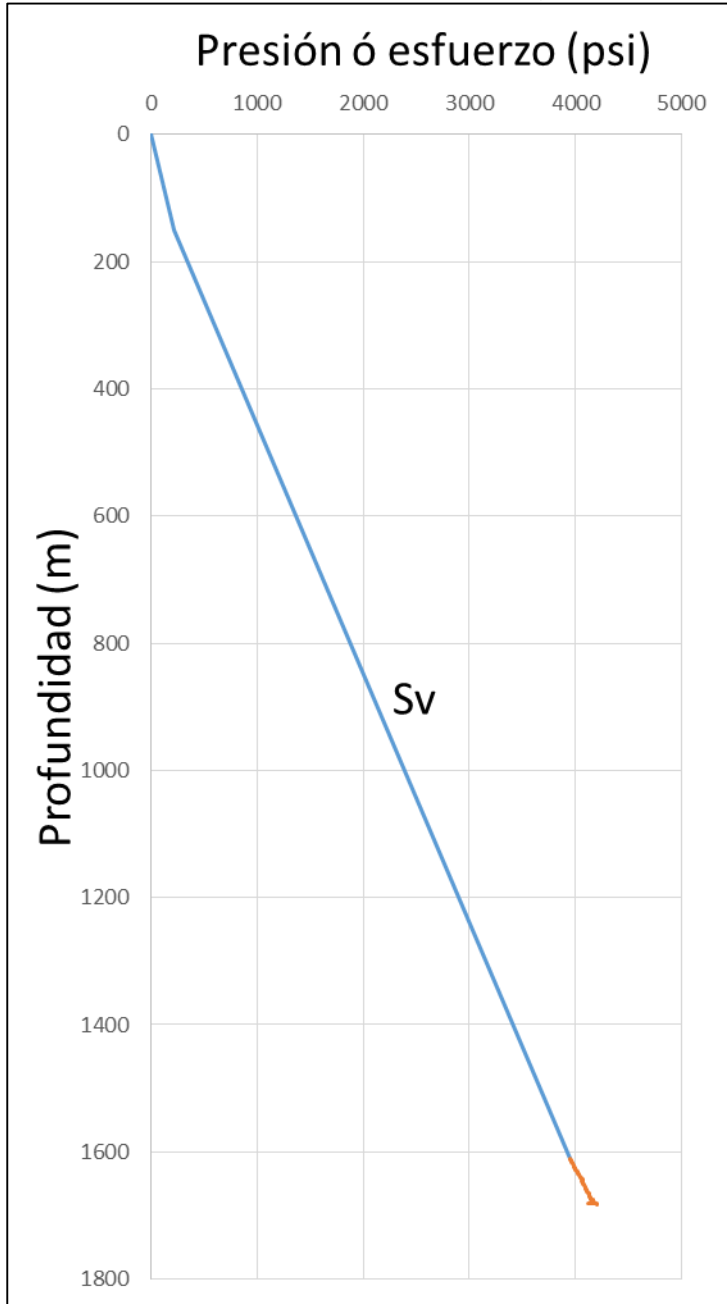
cada punto en función de la profundidad. Para el modelo cartesiano, desde el tope hasta la base el Sv está representado en la gráfica 4.

**Gráfica 4.** Esfuerzo de sobrecarga en el yacimiento.



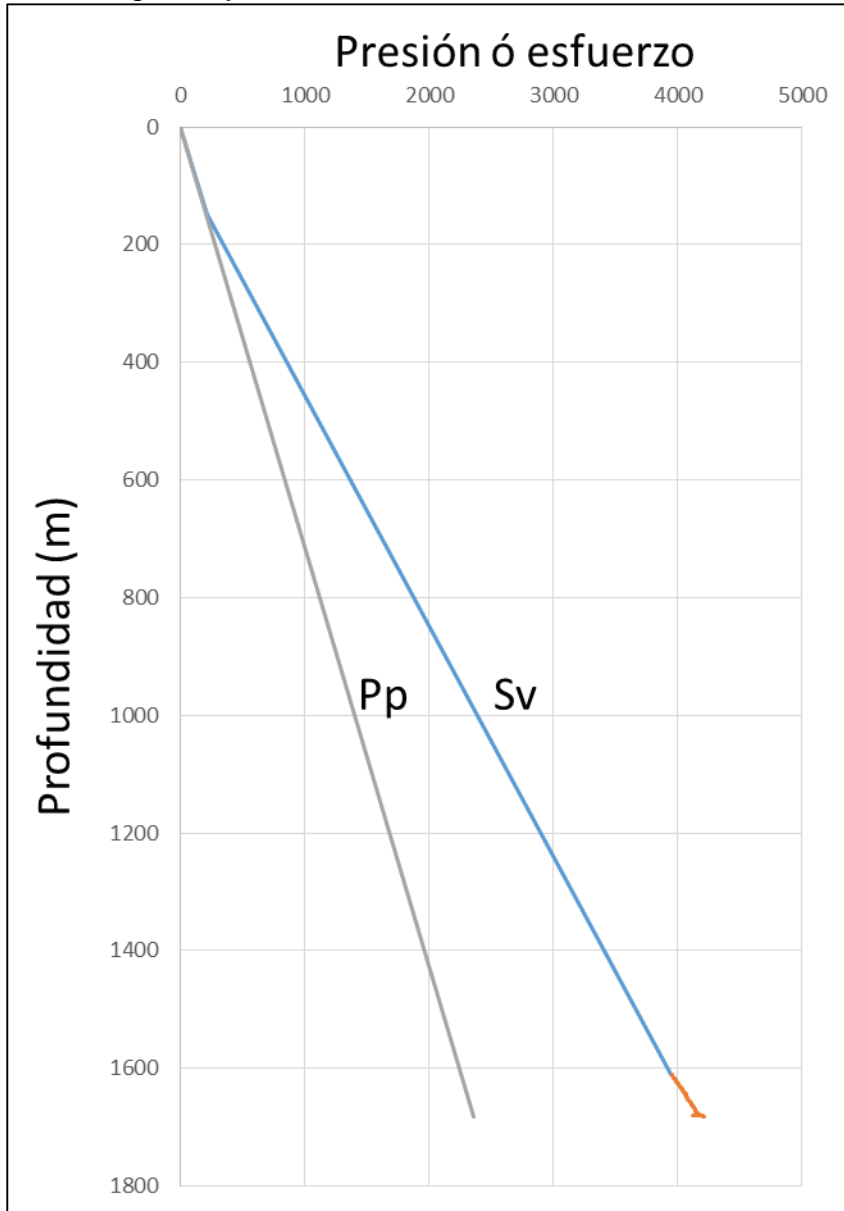
Siguiendo el cálculo de la Ecuación 5, el Sv total para el yacimiento desde la superficie hasta la base está representado por la Grafica 5.

**Gráfica 5.** Esfuerzo total de sobrecarga del reservorio.



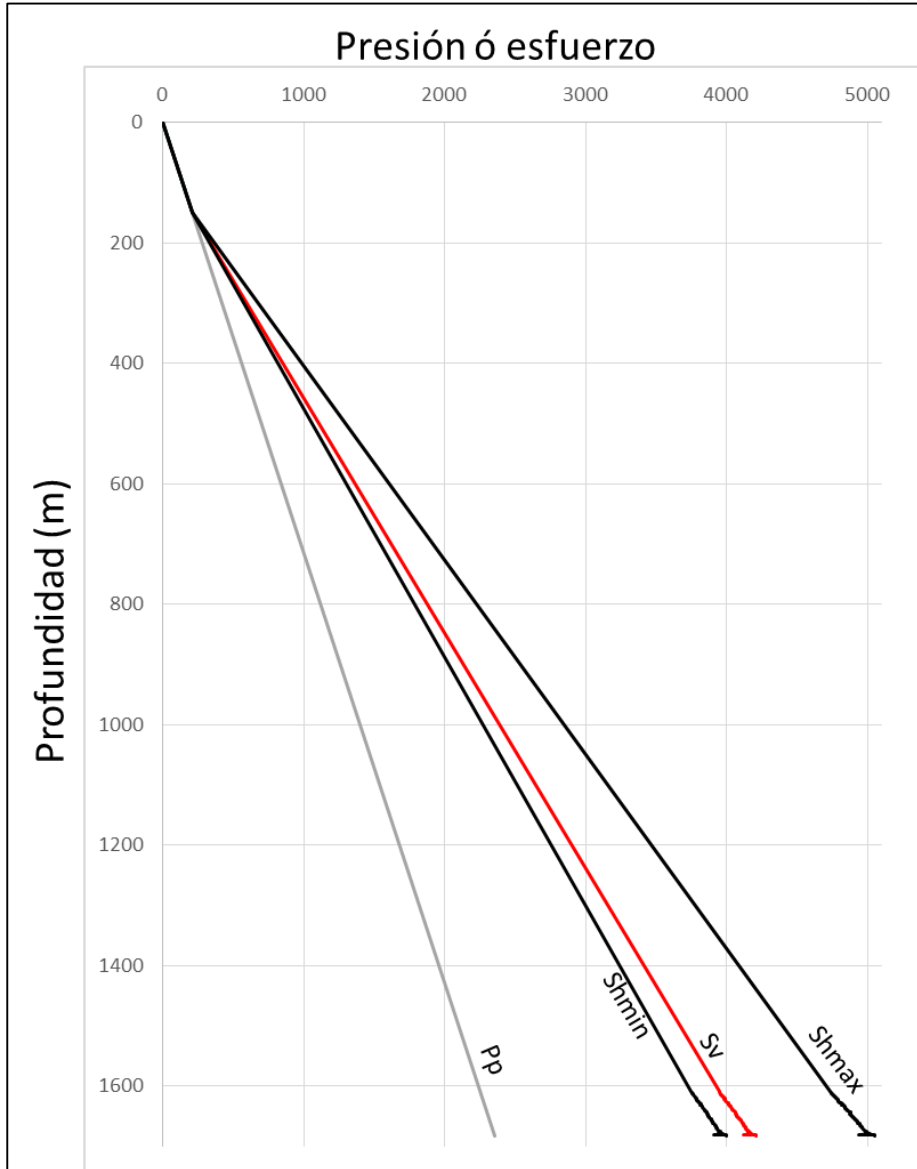
Siguiendo con el flujo de trabajo para determinar todas las magnitudes de los esfuerzos, se utiliza la Ecuación 2 la cual contempla un una columna de agua desde la superficie hasta la profundidad del yacimiento, determinando la presión hidrostática de poro ( $P_p$ ) como se muestra en el Gráfica 6.

**Gráfica 6.** Presión hidrostática de poro y esfuerzo de sobrecarga del yacimiento.



Para completar el esquema de esfuerzos y determinar en qué régimen de fallamiento de Anderson está el yacimiento, las magnitudes restantes  $Sh_{max}$  y  $Sh_{min}$  para el campo Brugge son determinadas por análogos de la zona de la Plataforma Horda, para ello el documento “Stress Orientation, Pore Pressure and Least Principal Stress in the Norwegian Sector of the North Sea” propone la magnitud del  $Sh_{min} = 0.95 \cdot Sv$ , y  $Sh_{max} = 1.2 \cdot Sv$ . Por lo tanto, el régimen de fallamiento en el sector norte del Mar del Norte es de cizalla, representado en la Gráfica 7.

**Gráfica 7.** Estado de esfuerzos completo para el campo Brugge



### 3.4 MODELAMIENTO DE LAS PROPIEDADES PETROFISICAS

Esta sección presentará el esquema de trabajo del modelo cartesiano, así como el modelamiento de las propiedades petrofísicas y los escenarios planteados para cuantificar dichos cambios en el tiempo, por un periodo de 20 años, modificando las propiedades de porosidad, permeabilidad y densidad del crudo de manera semestral y así cuantificando los cambios que generan las diferentes tasas de producción.

**3.4.1 Cambios de las propiedades petrofísicas.** Ya definidas las magnitudes de los esfuerzos y el régimen de fallamiento, se procede a calcular el cambio en las propiedades petrofísicas, para ello se utiliza el esfuerzo vertical efectivo ( $\sigma_{eff}$ ) el cual describe el comportamiento de un sólido saturado de agua, y se define como la diferencia entre el esfuerzo externo y la presión de poro (ver Ecuación 6) donde la presión de poro ( $P_p$ ) será la presión promedio del modelo cartesiano.

**Ecuación 6.** Cálculo del esfuerzo vertical efectivo.

$$\sigma_{eff} = S_v - P_p$$

**Fuente.** ZOBACK, Mark D. OP. Cit. P. 47

Para calcular la porosidad, es necesario conocer la relación que tiene esta propiedad con la profundidad<sup>16</sup>, ya que se ve afectada por la deformación de la roca y su tasa de compactación en función de su mineralogía que se puede representar en la en la Ecuación 7.

**Ecuación 7.** Consideración lineal del cambio de la porosidad en función de la profundidad.

$$\phi = \phi_0 - ay$$

**Fuente.** ALLEN, Philip A. OP. Cit. P. 355

Donde

$\phi$  y  $\phi_0$  son la porosidad en la profundidad ( $y$ ) y la porosidad inicial respectivamente  
 $a$  es un coeficiente de desviación

Sin embargo, una ecuación lineal no basta para modelar el comportamiento de la porosidad en grandes profundidades, ya que se vuelve negativa. Por lo tanto, se usó el cambio de la porosidad en forma de una ecuación exponencial negativa (ver Ecuación 8).

**Ecuación 8.** Consideración exponencial del de la porosidad en función de la profundidad.

$$\phi = \phi_0 e^{-cy}$$

**Fuente.** ALLEN, Philip A. OP. Cit. P. 356

Donde  $c$  es el coeficiente de inclinación de la curva de porosidad en función de la profundidad, sin embargo, esta correlación aún no contempla el cambio de litología ni el gradiente de presión dentro del medio poroso, no obstante, es representativa

---

<sup>16</sup> ALLEN, Philip A. ALLEN, John R. "Basin Analysis principles and applications". Blackwell. Second edition. Pág 355-356. USA 2005

al momento de modelar el cambio de la porosidad. Por lo tanto, se modificó la correlación de tal manera que se viera afectada por el esfuerzo de sobrecarga y el tipo de litología, entonces, la expresión pertinente para este trabajo se expresa en la Ecuación 9.

**Ecuación 9.** Cálculo del cambio de la porosidad en función del esfuerzo vertical efectivo.

$$\phi_f = \phi_0 * e^{\left(-\left(\frac{c}{(\bar{\rho}_b - \rho_w) * g}\right) \sigma_{eff}\right)}$$

**Fuente.** ALLEN, Philip A. OP. Cit. P. 356

Dónde:

$\phi_f$ : Porosidad final

$\phi_0$ : Porosidad inicial del yacimiento

$c$ : Coeficiente de la pendiente de porosidad-profundidad

$\bar{\rho}_b$ : Densidad aparente de la columna de sedimentos saturada de agua

$\rho_w$ : Densidad del agua

$g$ : Gravedad

$\sigma_{eff}$ : Esfuerzo vertical efectivo

**Tabla 4.** Valores de las constantes para la ecuación de la porosidad.

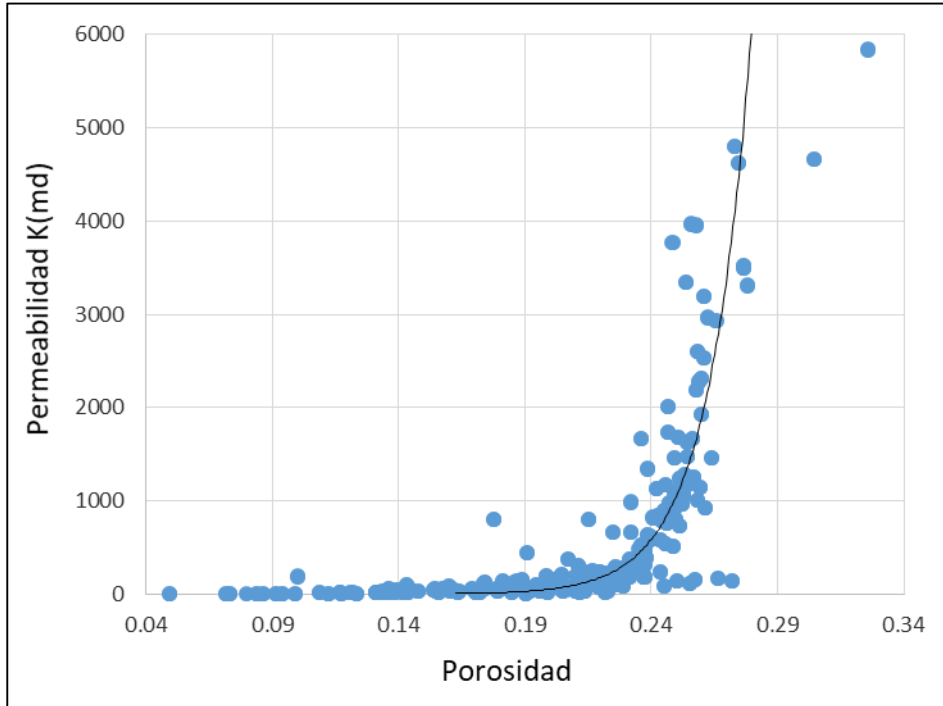
Litología	Porosidad de	Coefficiente	densidad granular
	Superficie $\phi_0$	porosidad-profundidad $c$ (km-1)	de sedimentos $\rho_{sg}$ (kgm-3)
arcilla	0.63	0.51	2720
arenisca	0.49	0.27	2650
tiza	0.7	0.71	2710
arenisca arcillosa	0.56	0.39	2680

**Fuente.** ALLEN, Philip A. OP. Cit. P. 356

La permeabilidad se define como la capacidad que tiene la roca para permitir el flujo de fluidos en sus poros interconectados, entonces se puede afirmar que la permeabilidad está en función de la porosidad. Por tanto, se realizó, basándose en los registros eléctricos del pozo, una correlación entre los datos de porosidad y los de permeabilidad, para que ambas propiedades varíen en función del esfuerzo vertical efectivo.

Consecuentemente se graficaron los datos de permeabilidad contra los de porosidad y hallando la mejor expresión que represente la curva. (Ver Grafica 8)

**Gráfica 8.** Correlación entre la porosidad y la permeabilidad.



Lo que genera la correlación de permeabilidad en función de la porosidad y por tanto del esfuerzo vertical efectivo (ver ecuación 10)

**Ecuación 10.** Correlación de la permeabilidad en función de la porosidad.

$$K = 0.00044 * e^{58.76*\phi}$$

**Fuente.** Autor

Por último, se modela la densidad del crudo, para el modelo de simulación se considera la compresibilidad de la roca constante en la ecuación 11 en donde el cambio de presión se da desde la presión inicial del yacimiento y el cambio periódico de la misma.

**Ecuación 11.** Cambio de la densidad en función de la presión.

$$\rho_f = \rho_0 * e^{C(P-P_0)}$$

**Fuente.** Espedal, Magne S. Class Notes.

Dónde:

$\rho_f$ : Densidad final



$\rho_0$ :Densidad inicial del yacimiento

$C$ :Compresibilidad de la roca

$P_0$ :Presión inicial

$P$ :Presión en el tiempo

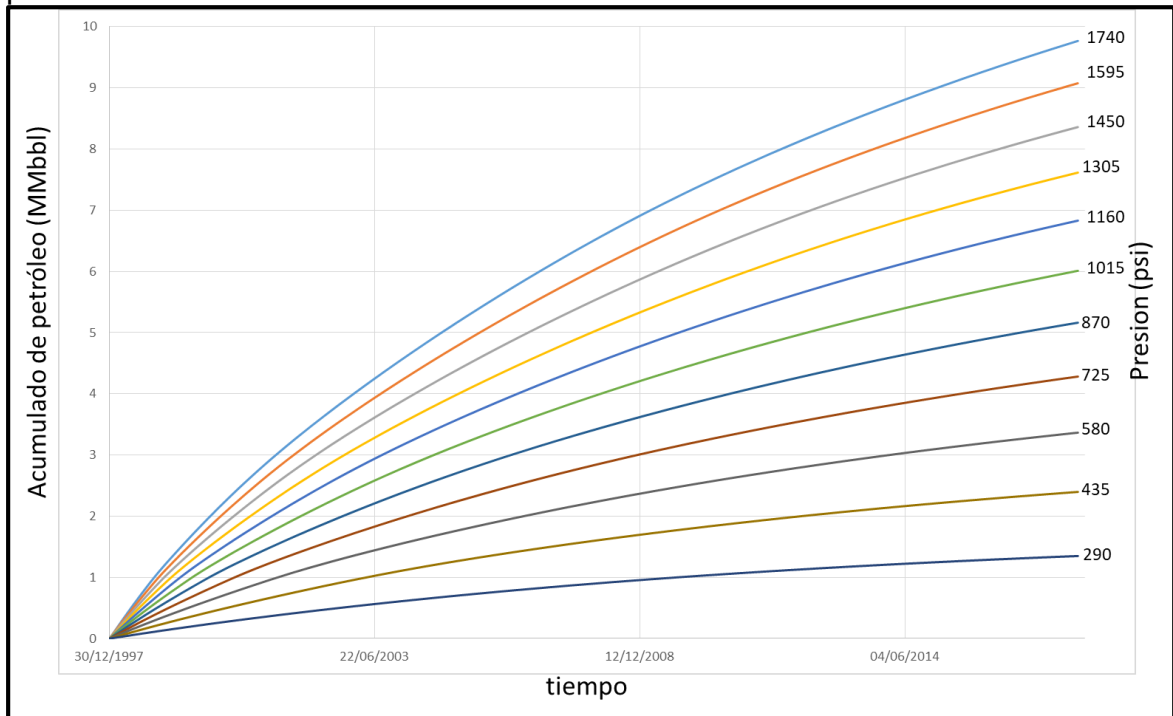
**3.4.2 Descripción del modelo.** Para modelar los cambios en las propiedades petrofísicas, según el artículo "*Results of the Brugge Benchmark Study for Flooding Optimization and History Matching*"<sup>17</sup> el modo de operación del campo tiene una caída de presión de 1740 psi asociada a una producción de 3000 Bbl de crudo. Para objeto de este estudio se utilizó esa caída de presión generando una ventana entre la inicial de 2465 psi y la caída de presión del esquema de operación del campo de 725 psi.

Para contemplar el esquema de sobreexplotación, se generó una ventana de diferentes caídas de presión cada 145 psi (ver Grafica 9), y se generó una simulación que contempla un modelo tradicional sin cambios en sus propiedades petrofísicas para su posterior comparación y análisis contra un modelo con cambios en sus propiedades petrofísicas (ver Figura 16).

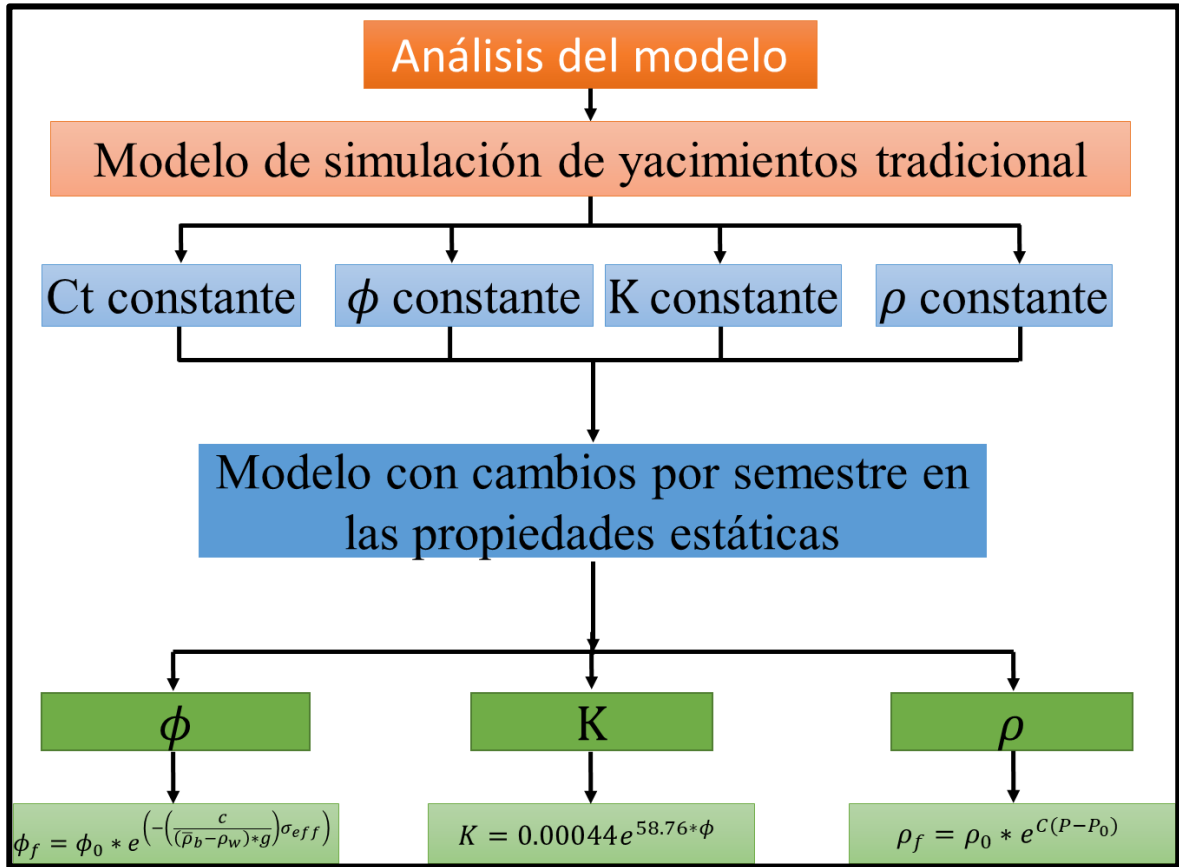
---

<sup>17</sup> E. Peters. Op. cit. P.6

**Gráfica 9.** Esquemas de selección de escenarios a diferentes caídas de presión.

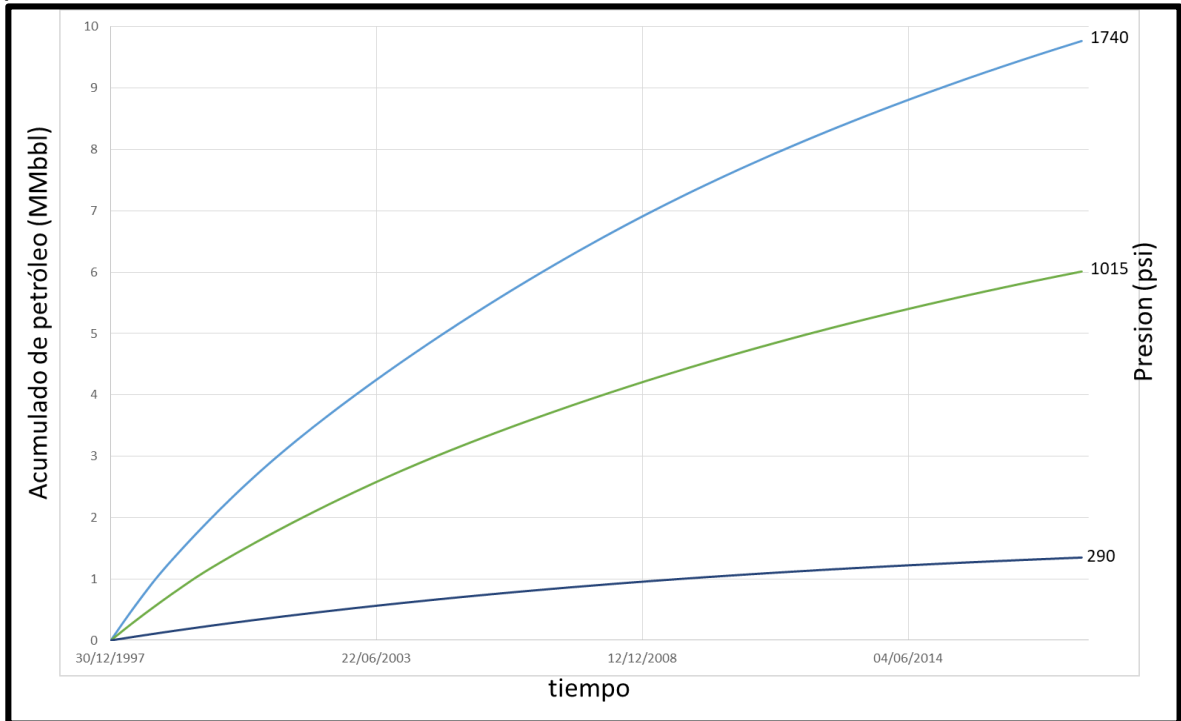


**Figura 16.** Esquema de evaluación de un modelo sin cambios contra uno con cambios.



Sin embargo para enfocar el estudio, se seleccionaron 3 escenarios (ver Grafica 10), los cuales representan un esquema de producción de **alta afectación (DD=1740 psi)**, **media afectación (DD=1015 psi)** y **baja afectación (DD=290 psi)**, con los cambios en las propiedades petrofísicas anteriormente definidas, y contrastando los resultado contra un modelo tradicional el cual resulta muy optimista al hacer pronósticos de producción.

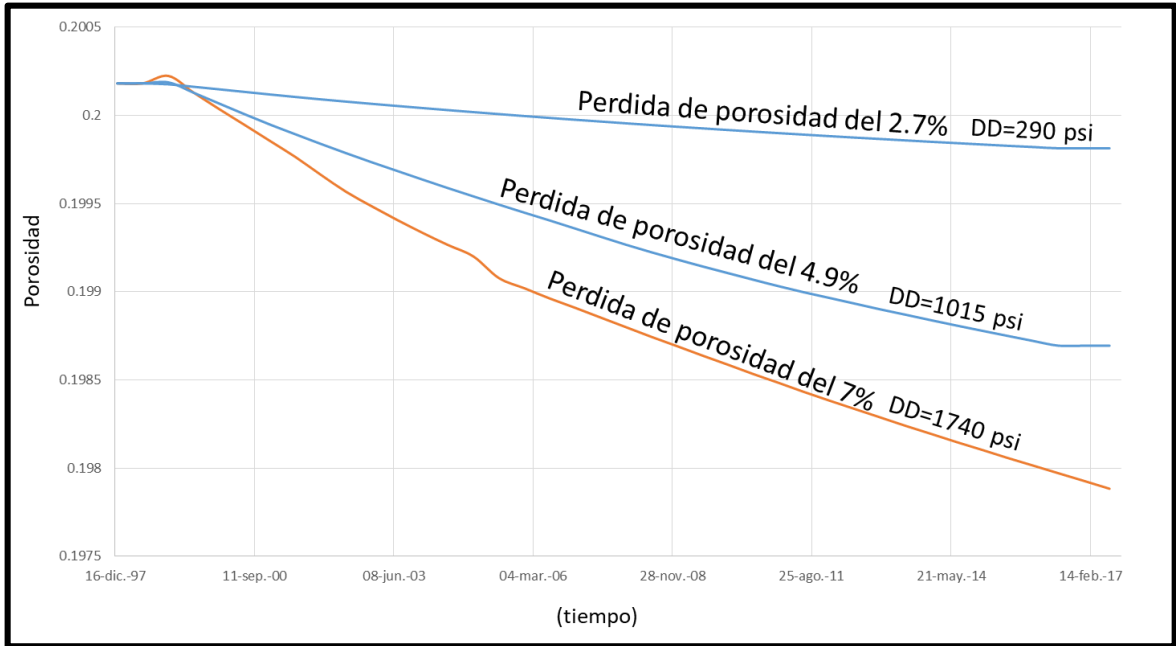
**Gráfica 10.** Escenarios seleccionados para el modelamiento de las propiedades petrofísicas.



Para el periodo de evaluación de 20 años se encontró la caída de porosidad de cada uno de los escenarios, representando el cambio en la porosidad y su afectación según la caída de presión que se le aplicó, siendo el escenario de baja afectación el que menos presentó cambios y el de alta afectación el que presentó un mayor cambio como se muestra en la Gráfica 10, en perspectiva puede no significar un cambio importante como para considerar no producir a altas tasas sin embargo, en el Central Graven, se encuentra un campo llamado Ekofisk, en el cual sus elevadas tasas en etapas tempranas de producción provocaron una pérdida del 40% de porosidad en un periodo de 10 años, presentando fenómenos de compactación y subsidencia y obligando a hacer trabajos de reacondicionamiento de pozo ya que estos habían perdido el objetivo, dañando así las zonas cañoneadas y forzando a hacer inversiones para volver a la mitad de la producción a la cual estaba sometida el yacimiento<sup>18</sup>.

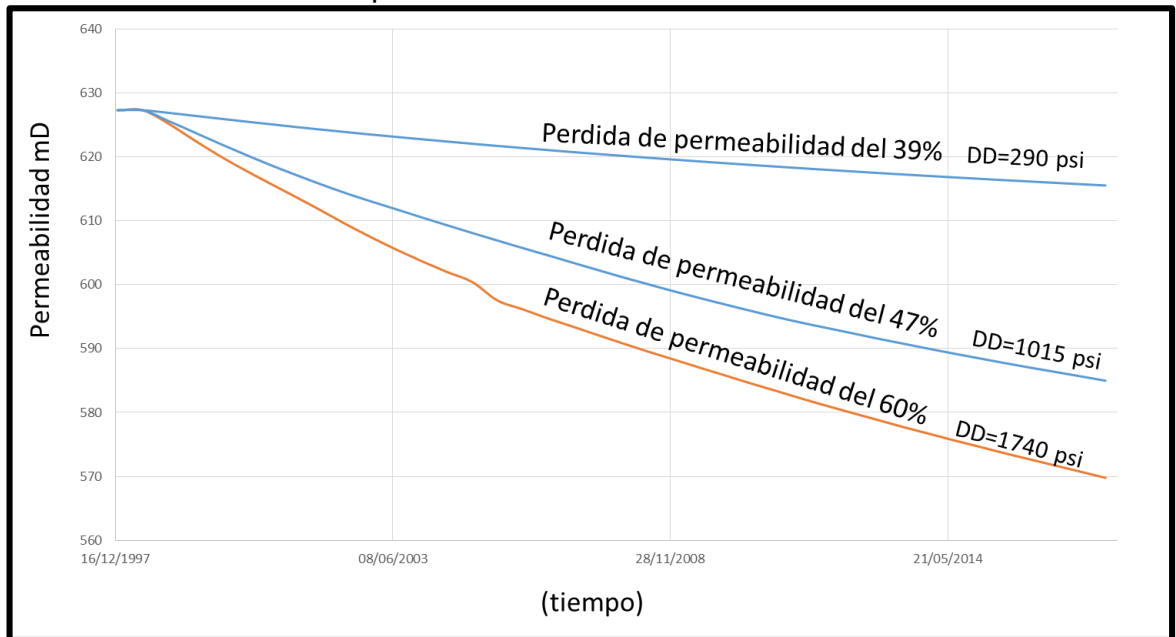
<sup>18</sup> MES, Marius J. "Ekofisk Reservoir Voidage and Seabed Subsidence".SPE 19824. November 1990

**Gráfica 11.** Cambio en la porosidad de cada escenario.



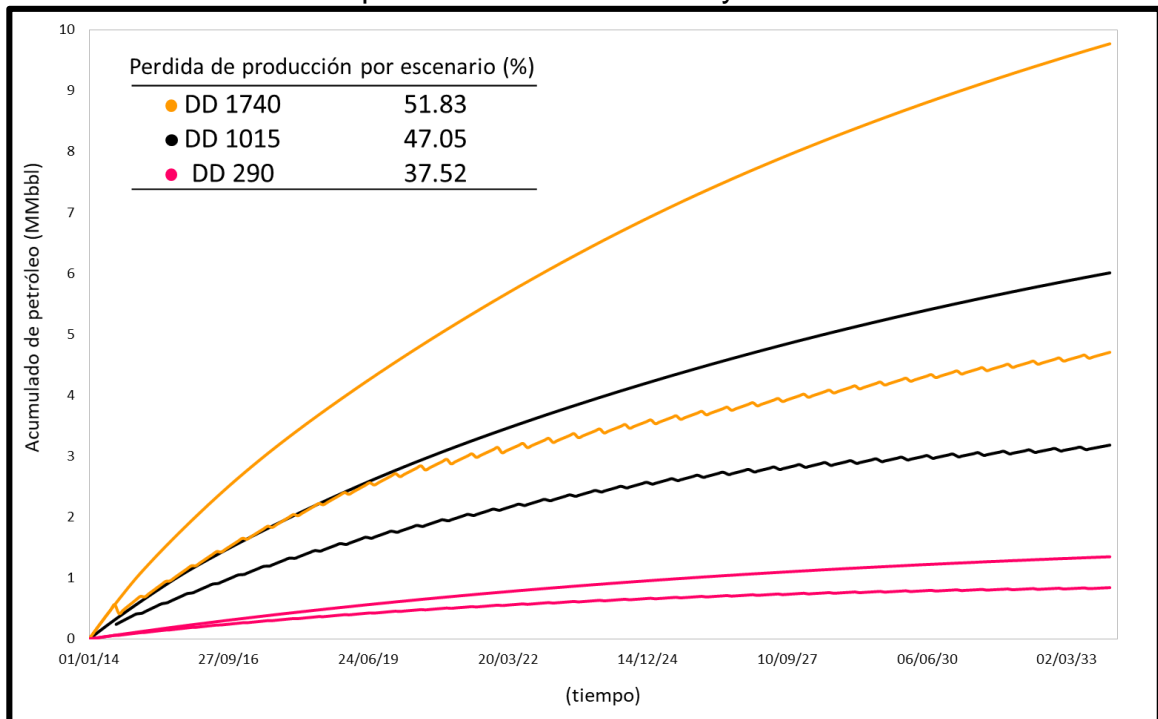
De manera análoga la permeabilidad también se ve afectada, y por tanto también cambia en este periodo de evaluación para cada uno de los escenarios

**Gráfica 12.** Cambio en la permeabilidad de cada escenario.



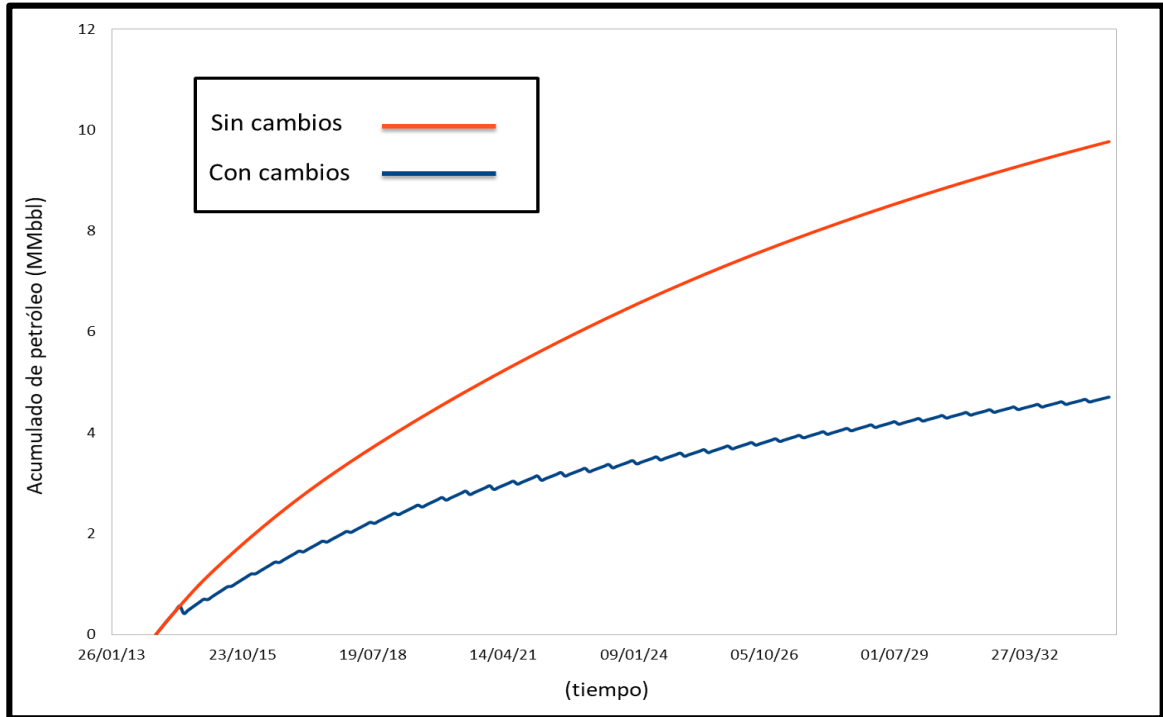
Estos modelos semestrales evidencian el riesgo que implica una simulación tradicional de yacimientos, al sobreestimar el volumen de crudo que puede producir el reservorio sin la aplicación del cambio en las propiedades como porosidad y permeabilidad. Resultando en una pérdida de crudo de 51.83% para el escenario más agresivo, el de alta afectación, con la pérdida de porosidad y permeabilidad más alta, seguido del escenario de media afectación el cual tiene una pérdida de producción de 47.05% y por último el de baja afectación con una pérdida del 37.52%.

**Gráfica 13.** Acumulados para cada escenario con y sin cambios



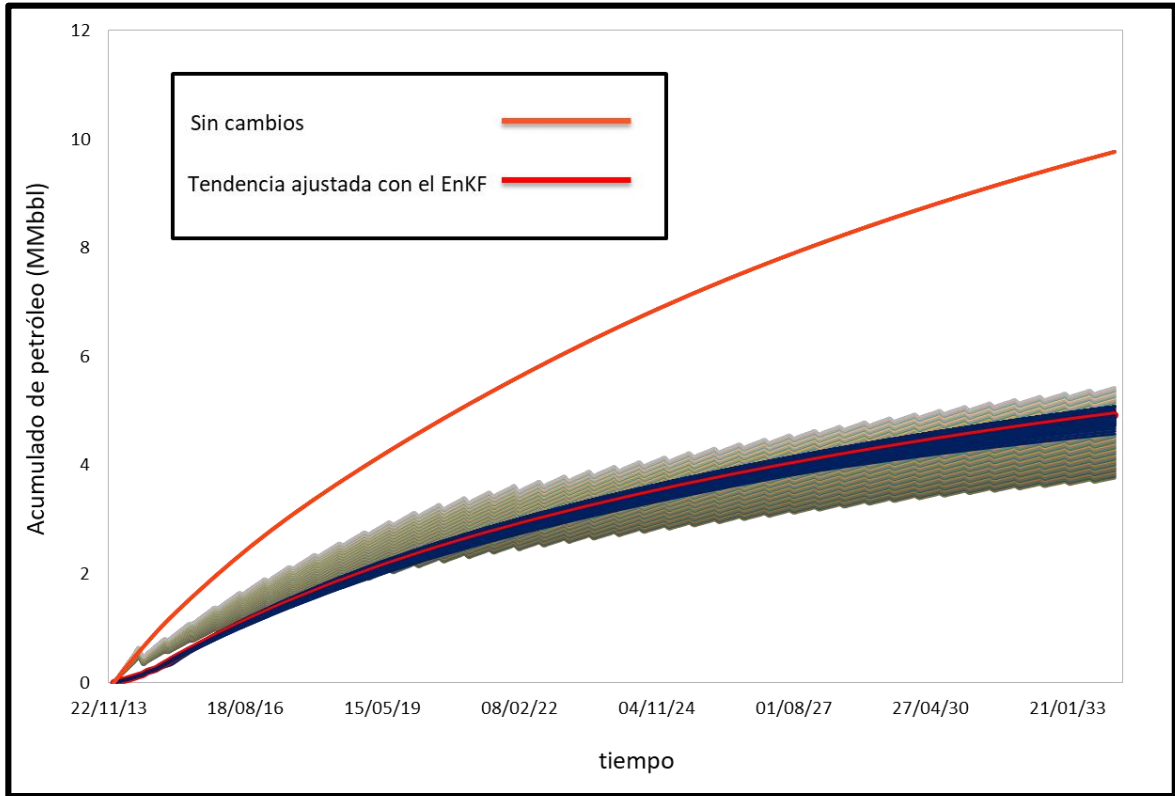
**3.4.3 Análisis de resultados para los escenarios y su ajuste con el EnKf.** A partir de los análisis realizados con los cambios realizados en los escenarios, se procede a analizar los acumulados de cada uno de ellos y su posterior ajuste para que el fenómeno físico sea representativo al momento de pasar el cambio de las propiedades petrofísicas del modelo cartesiano al campo Brugge, para ello en la Gráfica 14, se muestran los acumulados de ajuste del filtro para encontrar la mejor desviación de las propiedades petrofísicas.

**Gráfica 14.** Acumulados del escenario de alta afectación.



Posteriormente se generó una incertidumbre en los acumulados, generando 100 modelos que se actualizan cada 6 meses, y así encontrar el mejor ajuste de la declinación de las propiedades conforme avanza la producción y determinando la mejor tendencia. La grafica 15 representa la curva de un modelo de simulación tradicional cuyas propiedades petrofísicas permanecen constantes contra un esquema ajustado mediante el filtro estadístico, el cual vislumbra una ventana de acumulados variando la porosidad y la permeabilidad en el tiempo y ajustando los modelos semestralmente. Posteriormente, se determinó la media de los modelos de incertidumbre para ajustar los parámetros (porosidad y permeabilidad) en función de los acumulados de producción, resultando en una pérdida de porosidad asociada al esquema de producción más agresivo de un 7.8%.

**Gráfica 15.** Acumulados con curva de ajuste para el escenario de alta afectación.





## 4. ANALISIS DE RESULTADOS DEL CAMPO

Este capítulo involucra los escenarios de producción y los cambios en las propiedades petrofísicas dentro del modelo de simulación del campo Brugge con una metodología la cual evalúa la tendencia que tiene el yacimiento a perder propiedades como la porosidad en función del diferencial de presión asociado a la producción.

No obstante, es necesario hacer una breve introducción al campo Brugge el cual es un modelo de simulación de alta resolución que posee 104 realizaciones geológicas del modelo generadas a partir de diversos métodos de interpolación de datos. La malla de simulación de este modelo de alta resolución tiene veinte millones de celdas cuyas dimensiones son 50x50x0.25m, el cual fue poblado con datos de registros eléctricos y correlaciones geoestadísticas para que el campo sea representativo y simule un campo real. Este modelo de alta resolución fue escalado a una malla de cuatrocientas cincuenta mil (450,000) celdas, siendo igual de representativo que el modelo de alta resolución y formando la base de todas las realizaciones anteriormente mencionadas<sup>19</sup>.

Cada realización es un modelo escalado de la base y posee sesenta mil cuarenta y ocho celdas (139 en i, 48 en j y 9 en k), el cual se le aplica la metodología del D.A.R.S (Deformation Analysis in Reservoir Space: análisis de deformación en un espacio de reservorio) el cual combina experimentos simples de laboratorio sobre la mecánica de la roca y las medidas de los esfuerzos en un yacimiento depletándose. Este análisis se realiza primero para un pozo, en este caso el BR-P-5 y posteriormente se extienden los cambios del estudio al campo, ya que, en términos de esfuerzos en el yacimiento, las variaciones tienden a ser muy poco significativas así que se consideran constantes.

### 4.1 ANÁLISIS DARS

La deformación de un reservorio provocado por la producción de hidrocarburos puede determinar diversos factores como: el deslizamiento de las fallas provocado por el cambio del estado de esfuerzos dentro del yacimiento, pérdida de la capacidad del sello en las zonas falladas, problemas que puedan causar daños en los pozos, etc. Puesto que, la compactación asociada a la producción afecta las propiedades de la roca, como la compresibilidad y la permeabilidad, y puede afectar significativamente los resultados de un modelo de simulación.

---

<sup>19</sup> PETERS, E. TNO. Results of the Brugge Benchmark Study for Flooding Optimization and History Matching. SPE 119094. Presented reservoir simulation symposium held in the Woodlands, Pág 2. Texas, U.S.A. 2-4 February 2009

Para este estudio, debido a que los modelos tradicionales de simulación de yacimientos normalmente ignoran la heterogeneidad del yacimiento y la inelasticidad de la roca, se calculó el grado de compactación asociado a la producción en función del cambio en la porosidad y el cambio en la permeabilidad, ya que las propiedades inelásticas del reservorio son importantes en yacimiento poco consolidados.

El análisis DARS permite hacer una estimación directa de la tasa de compactación y el potencial del reservorio a reactivar fallas durante el depletamiento debido al incremento del esfuerzo vertical efectivo el cual puede traducirse en términos de porosidad y permeabilidad.

**4.1.1 Camino de depleción de esfuerzos.** En la sección anterior se explicó que el DARS permite hacer una estimación directa de la tasa de compactación, esa tasa se le llama camino de depleción de esfuerzos simbolizado por la letra  $A^{20}$ , el cual responde al cambio de la presión del yacimiento durante el depletamiento (ver Ecuación 12).

**Ecuación 12.** Cálculo del camino de depleción de esfuerzos.

$$\left( \frac{\Delta Sh}{\Delta P_p} \right) = \alpha \frac{(1 - 2\nu)}{(1 - \nu)} = A$$

**Fuente.** WINK-KA CHAN. Alvin OP. Cit. P.12

Donde

$\nu$ : Coeficiente de poisson

$\alpha$ : Coeficiente de Biot Donde  $\alpha = 1 - K_b / K_g$

$K_b$ : Modulo de resistencia a la deformación volumen de la roca

$K_g$ : Modulo de resistencia a la deformación volumen de los granos

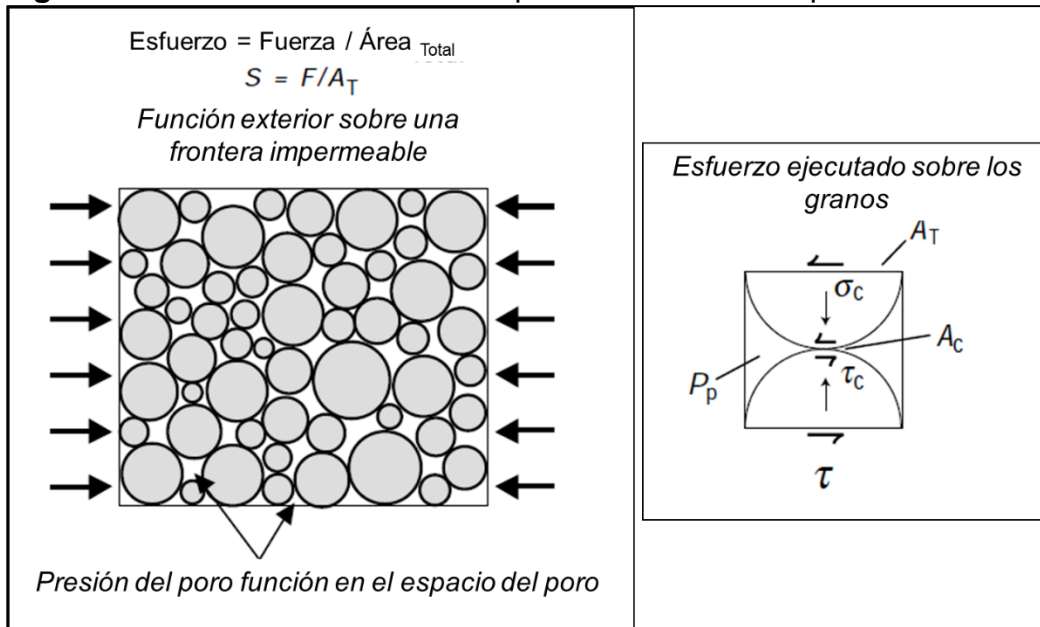
$P_p$ : Presión de poro en el tiempo

Adicionalmente, y como el campo Brugge es un yacimiento sintético, los análisis del tipo de roca se extrajeron de campos pertenecientes a la zona que tuvieran pruebas de presión y granulometría para estimar el valor de  $K_b$  y  $K_g$ , por lo tanto, para la plataforma Horda en el Mar del Norte los valores de  $K_b$  oscilan los 10-30 GPa. Por lo tanto, se evaluó la incertidumbre de este rango de valores para determinar cuál es el camino de depleción de esfuerzos ( $A$ ) más adecuado para el campo.

<sup>20</sup> WING-KA CHAN. Alvin. "PRODUCTION INDUCED RESERVOIR COMPACTION, PERMEABILITY LOSS AND LAND SURFACE SUBSIDENCE" Ph.D Thesis. Stanford University. Pág 12. December 2004

Una vez descritos los caminos de depleción, en el estado de esfuerzos de Anderson se determinó que el campo Brugge pertenece al régimen de fallamiento de cizalla, por este motivo hay límites determinados por la magnitud de los esfuerzos principales, los cuales están sujetos a un coeficiente de fricción determinado por la fuerza que hacen los granos unos contra otros, debido a la fuerza que se le aplique en todas las direcciones (ver Figura 17).

**Figura 17.** Definición del esfuerzo aplicado en un medio poroso.



**Fuente.** ZOBACK. Mark D. "Reservoir Geomechanics". Blackwell. Pág.67. 2007

Por definición este esfuerzo está determinado en la Ecuación 13.

**Ecuación 13.** Ecuación general para determinar los esfuerzos según su régimen de fallamiento.

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_3} = \left( (u^2 + 1)^{\frac{1}{2}} + u \right)^2$$

**Fuente.** ZOBACK, Mark D. OP. Cit. P. 132

Donde

$\sigma_1$  y  $\sigma_3$  representan la diferencia entre las magnitudes del esfuerzo (mayor y menor respectivamente) contra la presión de poro, donde  $\sigma_1$  puede variar según la magnitud del esfuerzo.

Debido a que cada estado de fallamiento es diferente se puede definir un estado de fallamiento normal en la Ecuación 14, un estado de fallamiento de cizalla en la Ecuación 15 y un estado de fallamiento inverso en la Ecuación 16.

**Ecuación 14.** Ecuación general para determinar los esfuerzos en fallamiento normal.

$$\frac{S_V - P_P}{S_{hmin} - P_P} = \left( (u^2 + 1)^{\frac{1}{2}} + u \right)^2$$

**Fuente.** ZOBACK, Mark D. OP. Cit. P. 133

**Ecuación 15.** Ecuación general para determinar los esfuerzos en fallamiento cizalla.

$$\frac{S_{Hmax} - P_P}{S_{hmin} - P_P} = \left( (u^2 + 1)^{\frac{1}{2}} + u \right)^2$$

**Fuente.** ZOBACK, Mark D. OP. Cit. P. 133

**Ecuación 16.** Ecuación general para determinar los esfuerzos en fallamiento inverso.

$$\frac{S_{Hmax} - P_P}{S_V - P_P} = \left( (u^2 + 1)^{\frac{1}{2}} + u \right)^2$$

**Fuente.** ZOBACK, Mark D. OP. Cit. P. 133

Posteriormente se procede a evaluar el camino de depleción de esfuerzos, por lo tanto, se evaluaron una serie de escenarios anteriormente descritos (alta, media y baja afectación) y se graficaron según ciertos parámetros:

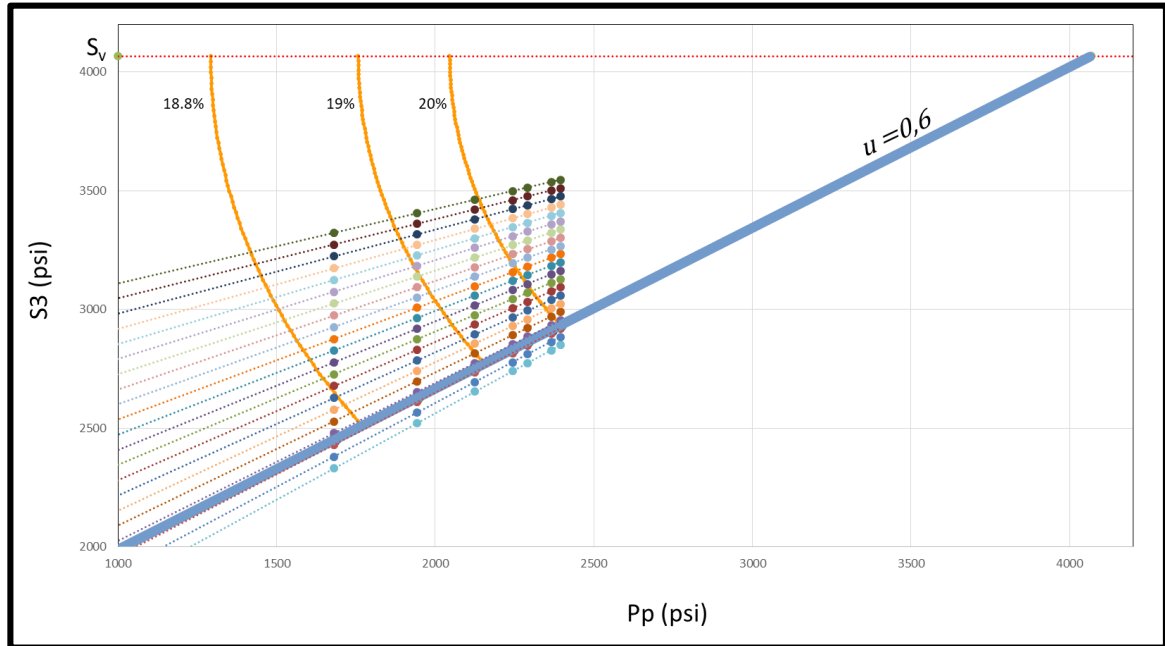
- La presión inicial del yacimiento
- La presión final de yacimiento
- La distancia entre puntos (inicial y final)
- El límite de fallamiento ( $u = 0.6$ )

Donde  $u = 0.6$ <sup>21</sup> se asume es el valor donde la roca está críticamente estresada y tiende a activar las fallas del sistema. Por lo tanto, los caminos de depleción que estén por debajo del coeficiente de fricción tienen la misma tendencia a activar cualquier falla presente en el sistema, por lo tanto, se pueden despreciar (ver Grafica 16).

---

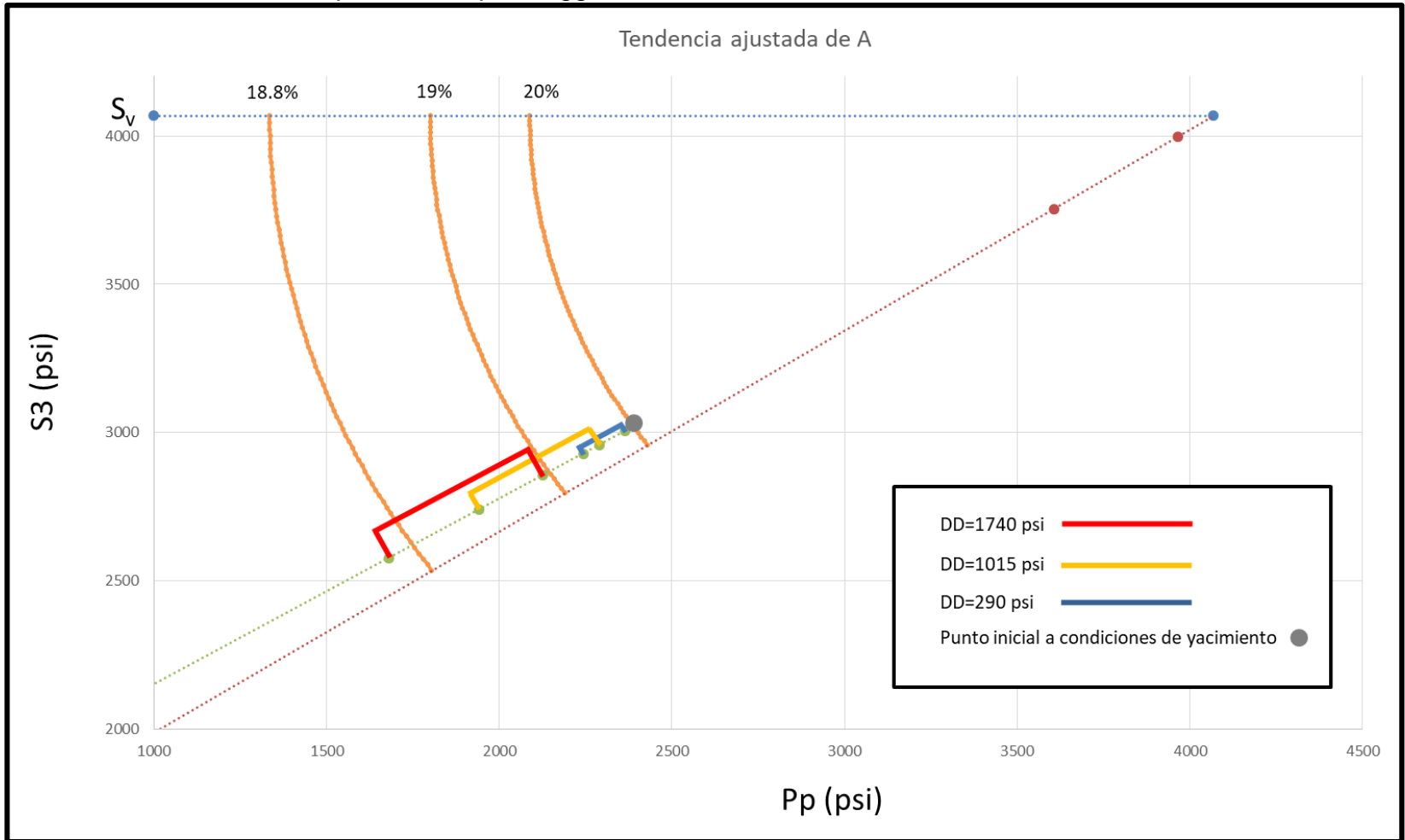
<sup>21</sup> WING-KA CHAN. Alvin. "PRODUCTION INDUCED RESERVOIR COMPACTION, PERMEABILITY LOSS AND LAND SURFACE SUBSIDENCE" Ph.D Thesis. Stanford University. Pág 14. December 2004

**Gráfica 16.** Análisis DARS con diferentes coeficientes de Kb.



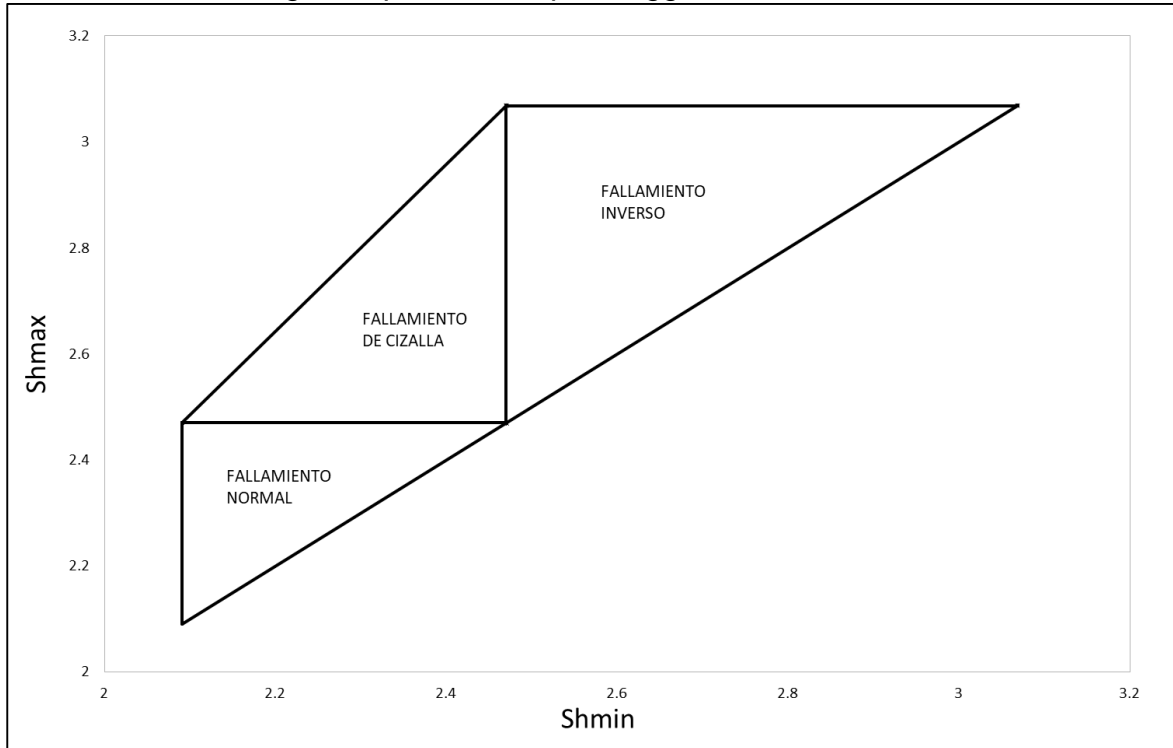
Debido a que el campo Brugge se ubica en una zona donde las fallas son muy sensibles a los esfuerzos, se determinó que la mejor tendencia para el campo a perder propiedades es una curva cercana al límite de fallamiento (ver Gráfica 17). Por lo tanto, se determinó para el campo Brugge el Kb de 15 GPa y el  $u$  de 0.51, adicionalmente se determinó para cada escenario que efectivamente a mayor diferencial de presión, hay mayor cambio en la porosidad del sistema, teniendo el de alta afectación la distancia entre puntos más amplia entre el punto inicial a condiciones de yacimiento y el punto final a 20 años de producción.

Gráfica 17. Analisis DARS para el campo Brugge.



**4.1.2 Zobakograma.** Previamente se definieron los límites en los cuales cada régimen de fallamiento se asocia con la Ecuación 13. Sin embargo, todas tienen algo en común, y es el coeficiente de fricción, el cual determina la de manera indirecta el esfuerzo asociado a la activación de las fallas. Para ello se construyó un polígono el cual representa estos límites basándose en la Ecuación 14 para el límite de fallamiento normal, la Ecuación 15 para el límite de fallamiento de cizalla y la Ecuación 16 para el límite de fallamiento inverso<sup>22</sup>. (Ver Grafica 18)

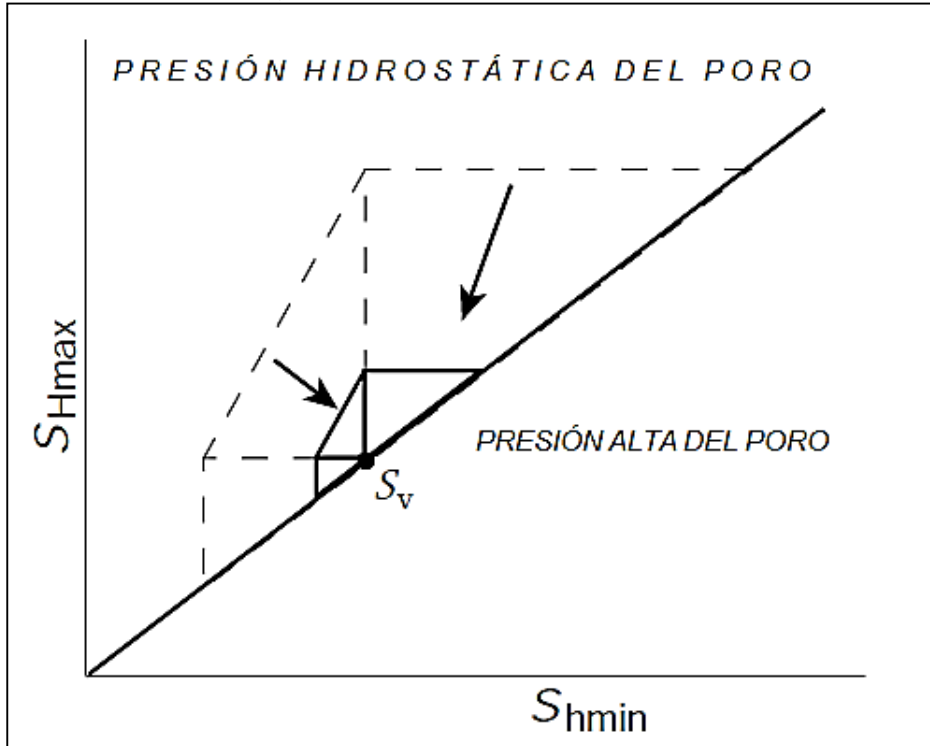
**Gráfica 18.** Zobakograma para el campo Brugge.



La construcción empieza con asumir que en un estado de esfuerzos ideal  $S_{Hmax} = S_{hmin}$  y el punto de corte entre los 3 esfuerzos es igual al  $S_v$ . Este polígono está sujeto a los esfuerzos del reservorio y a los esfuerzos adicionales que puedan generar una sobrepresión en el yacimiento (ver Figura 18), que puede ser ocasionada por un gran aumento en el esfuerzo vertical efectivo ocasionado por: la sobreexplotación del yacimiento, fracturamientos en la perforación, por métodos de recobro secundario, etc.

<sup>22</sup> ZOBACK, Mark D. OP. Cit. P. 138

**Figura 18.** Zobakograma afectado por sobrepresión.



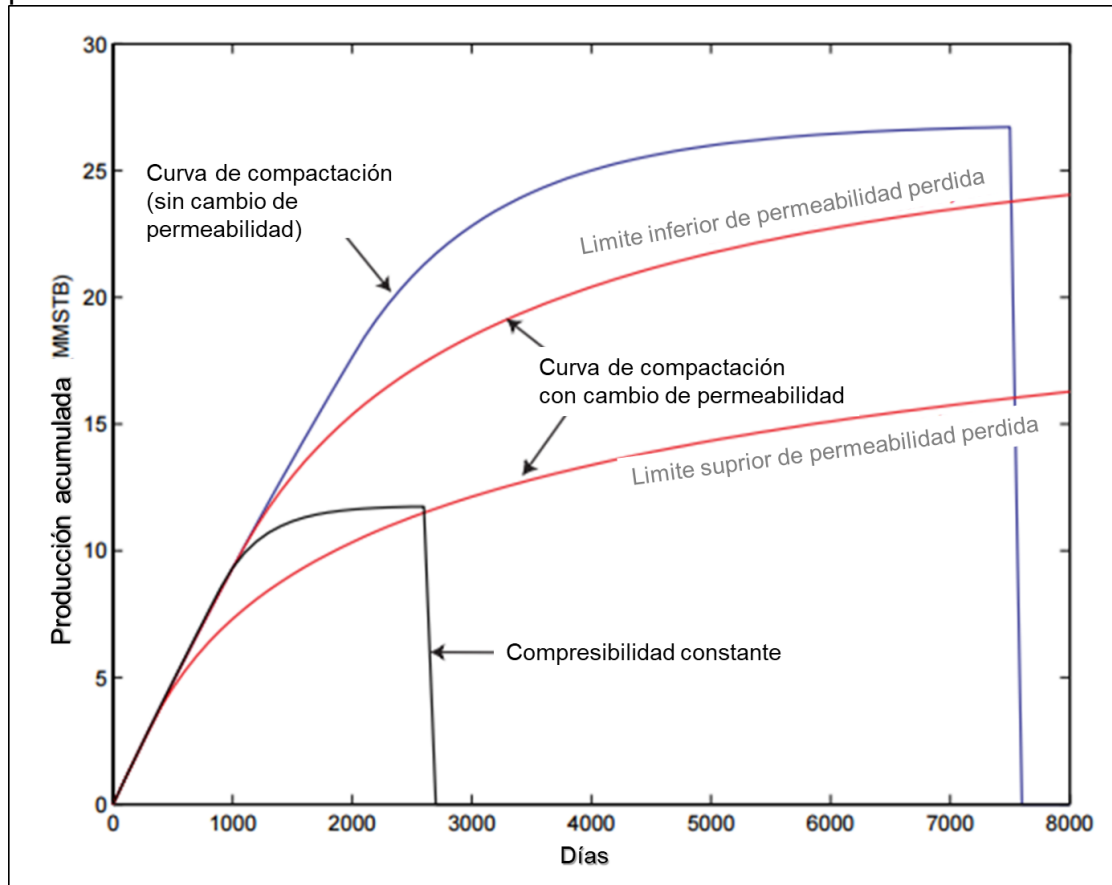
**Fuente.** ZOBACK, Mark D. OP. Cit. P. 138

#### 4.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL CAMPO BRUGGE.

Una vez encontrado el camino de depleción de esfuerzos para el campo, se realizó una gráfica (Ver Figura 19) la cual representa la ventana del daño que puede tener el yacimiento, siendo la curva de compactación (azul) la que representa el cambio en la porosidad, esta curva actúa como un método de recobro por lo que sus valores son muy elevados, sin embargo no hay cambios en la porosidad sin que la permeabilidad se vea afectada por lo tanto es demasiado optimista, por otra parte las curvas rojas actúan como una ventana en la cual la producción del campo puede estar, el límite inferior representa un cambio en la porosidad, por lo que su curva es elevada, pero se ve disminuida debido al cambio en la permeabilidad, el límite inferior representa el daño máximo que puede tener el yacimiento al momento de producir, ya que muestra el daño en la permeabilidad, por tanto la curva negra es la producción del campo de un modelo de simulación tradicional el cual no presenta cambios en ninguna de sus propiedades estáticas.



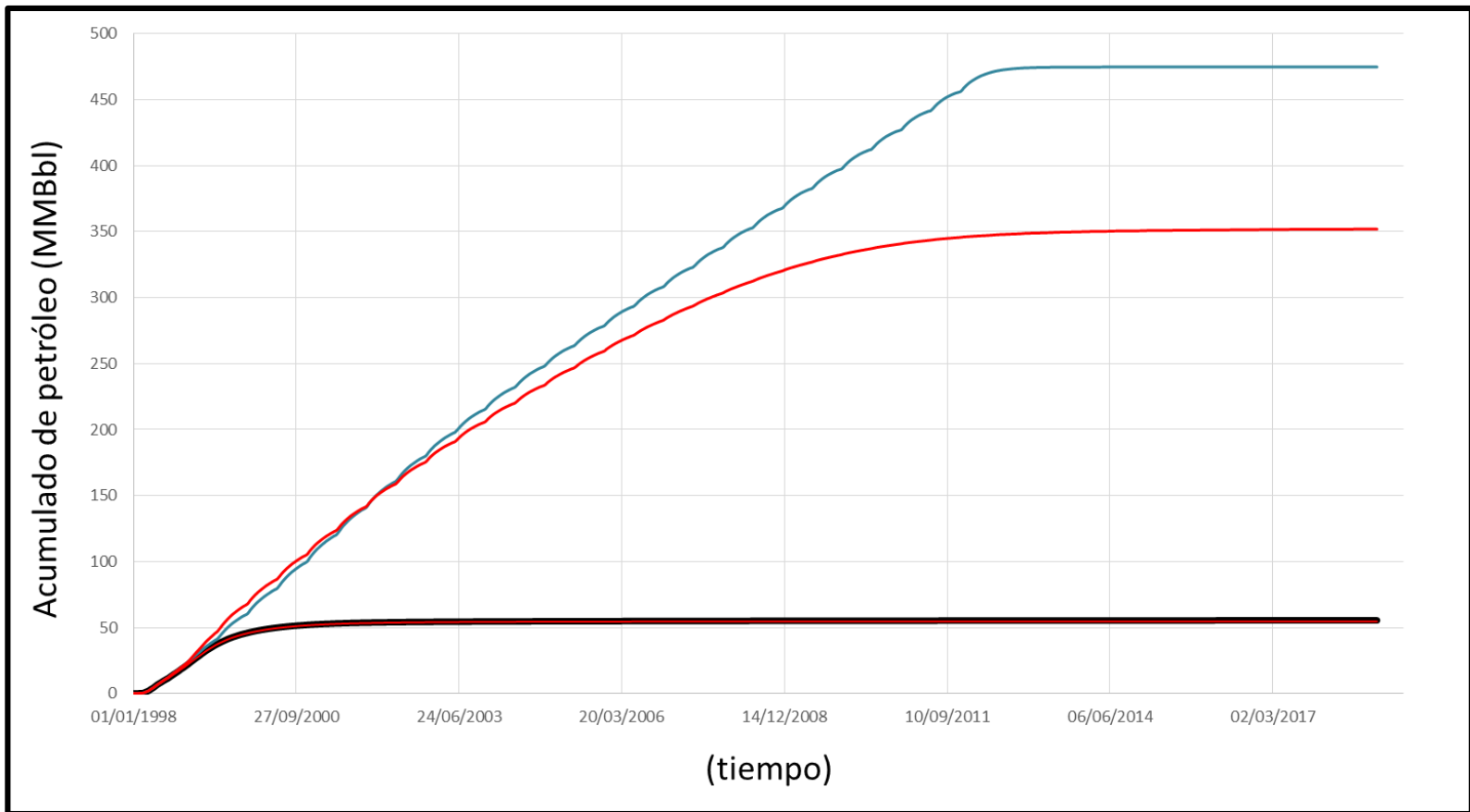
**Figura 19.** Análisis de las curvas de producción con daño inducido en porosidad y permeabilidad.



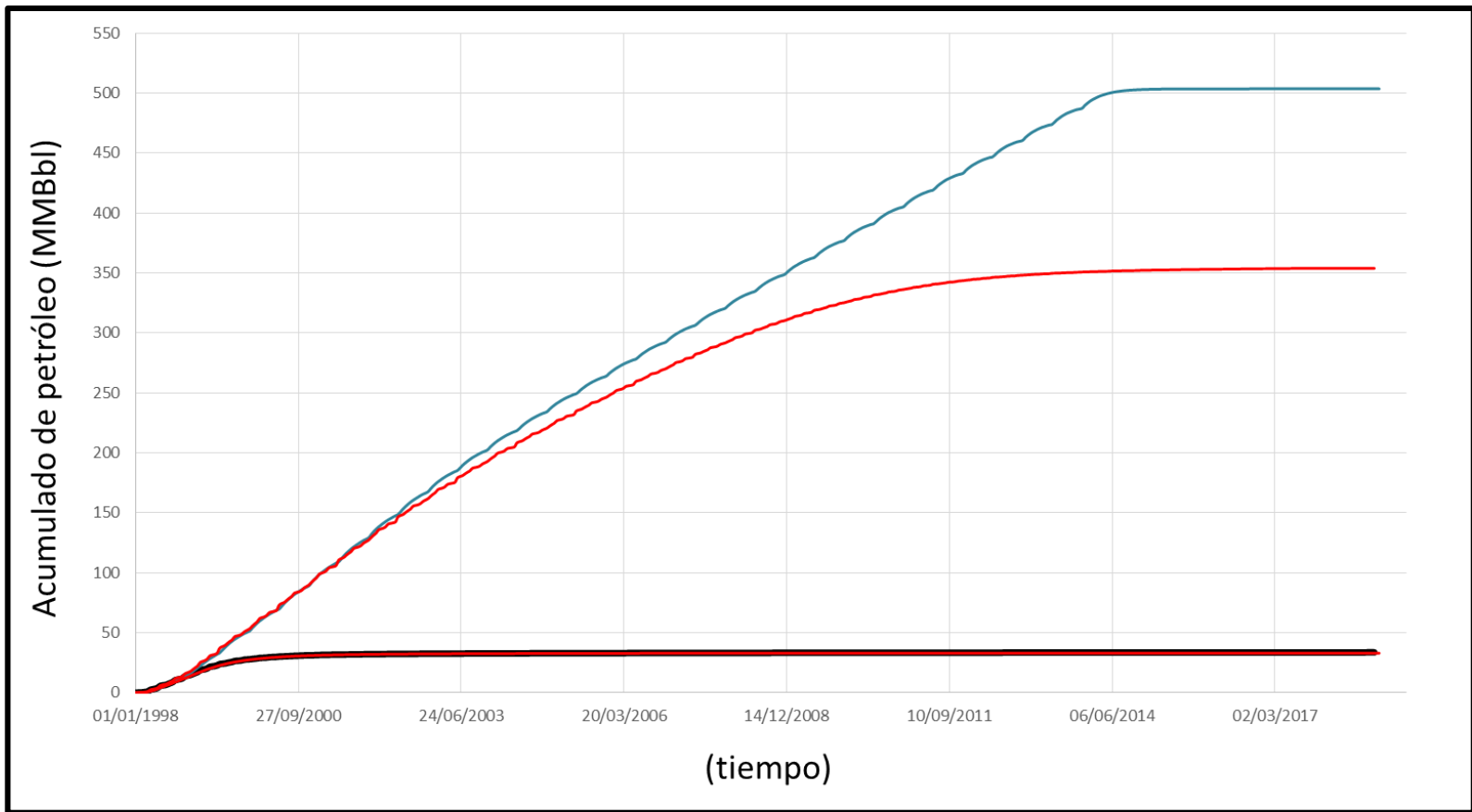
**Fuente.** WINK-KA CHAN. Alvin OP. Cit. P.63

En el siguiente análisis se evaluaron los diferentes escenarios en sus diferentes caídas de presión, permitiendo interpretar los diferentes caminos de depleción de esfuerzos dentro del yacimiento, el daño presente en cada escenario, evidenciando un daño en la porosidad y en la permeabilidad, dando lugar a fenómenos como la compactación y la subsidencia y limitando el factor máximo de recobro que se puede recuperar en ese yacimiento al dejar reservas económicamente no explotables. Para ello en las Grafica 19, Grafica 20 y grafica 21 se representan los escenarios de alta, media y baja afectación respectivamente, los cuales, en sus curvas de producción acumulada se evidencia que el campo ha sido producido sobre el límite de mayor daño.

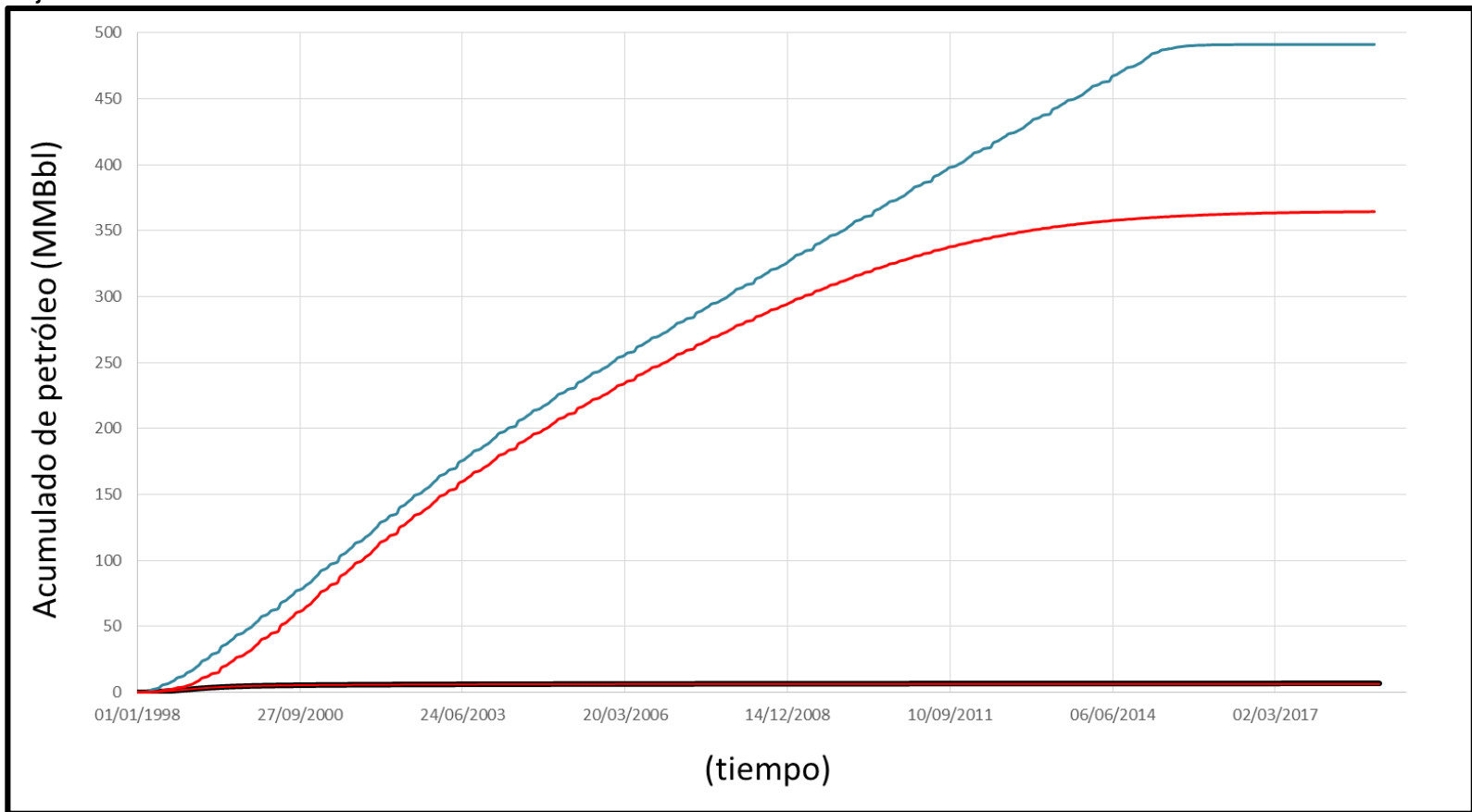
**Gráfica 19.** Análisis de las curvas de producción con daño inducido en porosidad y permeabilidad en el escenario de alta afectación.



**Gráfica 20.** Análisis de las curvas de producción con daño inducido en porosidad y permeabilidad en el escenario de media afectación.



**Gráfica 21.** Análisis de las curvas de producción con daño inducido en porosidad y permeabilidad en el escenario de baja afectación.



## 5. ANÁLISIS FINANCIERO

Inicialmente el campo Brugge es un modelo de yacimiento sintético extraído de un modelo real del Mar del Norte, el cual pretende reproducir diferentes modelos de trabajo en torno a los yacimientos con características típicas del Grupo Brent (Ver Capítulo 1), a partir de la operación original del campo, el cual consiste en un sistema de inyección de agua periférica con diez (10) pozos inyectoros los cuales son utilizados para el mantenimiento de la presión y mejoramiento de la producción de fluidos en los (20) veinte pozos productores que conforman el esquema de producción del campo Brugge.

El objeto de estudio en este trabajo, se enfoca en los cambios que genera la sobreexplotación en las propiedades petrofísicas, debido a tasas inadecuadas de producción en la etapa temprana de explotación, estas propiedades tienden a cambiar y no se consideran en los modelos de simulación tradicionales. A través de un estudio geomecánico, se permite cuantificar el cambio de estas propiedades y su impacto en los pronósticos de producción e inyección de fluidos, mediante cinco (5) escenarios los cuales fueron seleccionados a partir de una evaluación de perfiles de presión que representan una alta, media y baja afectación a las propiedades, afectación original y sin inyectoros.

La evaluación financiera del proyecto se hace desde el punto de vista de una compañía operadora, se realizará mediante el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN), la tasa de interés de oportunidad, TIO, fijada para este campo la cual es del 10% efectivo anual, con un horizonte de tiempo de veinte (20) años con periodos anuales, como unidad monetaria de valor constante se tiene el dólar estadounidense (USD), adicionalmente se hará un análisis de costos de operación y de ingresos.

### 5.1 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

El OPEX (Costos Operacionales) puede traducirse como el costo permanente para el funcionamiento de un sistema o equipo. En esta sección se realizará la descripción de los costos de tratamiento del agua que se quiere tener en superficie y el costo de inyección de agua hacia el yacimiento, para este ejercicio se tomará costos de tratamiento y de inyección de agua constantes. (Ver Tabla 5) El precio de tratamiento e inyección es constante para todos los periodos, calculando el valor total de los ingresos para cada periodo en cada escenario.

En este análisis se contempla un yacimiento produciendo por flujo natural con un método de recuperación secundaria temprana (inyección de agua), por lo tanto la energía del yacimiento permite producir fluidos sin necesidad de sistemas de levantamiento artificial (SLA) definido en el documento "*Results of the Brugge*

*Benchmark Study for Flooding Optimization and History Matching*”, por lo que el costo de levantamiento (*lifting cost*) no se considera para este estudio.

**Tabla 5.** Parámetros a considerar en el análisis de costos.

PARAMETRO	VALOR
Costo de tratamiento agua (USD/Bbl)	5
Costo de inyección de agua (USD/Bbl)	5

**Fuente.** Production Optimization Using Free Methods Applied To Brugge Field Case P.26

**5.1.1 Costos de inyección y tratamiento de Agua.** A continuación, se muestran los costos de inyección y tratamiento de agua por periodo (ver ANEXO B), presentando al final de cada escenario, un resumen donde se encuentran los costos totales asociados a estos procesos.

**5.1.1.1 Escenario base original.** En este escenario toma la realización 92 del paquete original del campo, la cual no contiene cambios en sus propiedades petrofísicas, siendo fiel a un modelo de simulación tradicional de yacimientos.

A continuación, en la Tabla 6 se presentan los costos de inyección y de producción de agua por periodo para el escenario base original.

**Tabla 6.** Costos de operación escenario base original.

Periodo	Inyección de agua por periodo (Bbl)	Producción de agua por periodo (Bbl)	Costo inyección de agua (USD/Bbl)	Costo producción de agua (USD/Bbl)	Costo Total por periodo (USD)
1	0	144,887	0	724,435	724,435
2	3,744,002	450,019	3,744,002	2,250,095	20,970,105
3	14,336,027	1,275,270	14,336,027	6,376,350	78,056,485
4	14,600,032	2,260,985	14,600,032	11,304,925	84,305,085
5	14,600,026	3,108,013	14,600,026	15,540,065	88,540,195
6	14,640,029	3,915,234	14,640,029	19,576,170	92,776,315
7	14,600,013	4,616,215	14600013	23,081,075	96,081,140
8	14,600,044	5,288,778	14,600,044	26,443,890	99,444,110
9	14,600,044	5,204,866	14,600,044	26,024,330	99,024,550
10	14,640,048	9,628,147	14,640,048	48,140,735	121,340,975
11	13,360,007	17,882,818	13,360,007	89,414,090	156,214,125
12	14,600,044	13,857,827	14,600,044	69,289,135	142,289,355
13	14,599,981	11,583,135	14599981	57,915,675	130,915,580
14	14,640,048	10,970,570	14,640,048	54,852,850	128,053,090

Tabla 6 (Continuación)

Periodo	Inyección de agua por periodo (Bbl)	Producción de agua por periodo (Bbl)	Costo inyección de agua (USD/Bbl)	Costo producción de agua (USD/Bbl)	Costo Total por periodo (USD)
15	14,600,044	10,877,543	14,600,044	54,387,715	127,387,935
16	14,600,044	10,998,119	14,600,044	54,990,595	127,990,815
17	14,599,981	11,180,398	14,599,981	55,901,990	128,901,895
18	14,640,048	11,395,384	14,640,048	56,976,920	130,177,160
19	14,600,044	11,544,264	14600044	57,721,320	130,721,540
20	14,599,981	11,706,541	14,599,981	58,532,705	131,532,610

**5.1.1.2 Escenario base sin inyectores.** En este escenario se toma la realización 92 del paquete original, modificando su esquema de producción e inhabilitando la inyección de agua en el modelo, sin alterar las propiedades petrofísicas.

A continuación, en la Tabla 7 se presentan los costos de inyección y producción de agua por periodo en escenario base sin inyectores.

**Tabla 7. Costos de operación del escenario base sin inyectores**

Periodo	Producción de agua por periodo (Bbl)	Costo producción de agua (USD/Bbl)	Costo Total por periodo (USD)
1	139,775	698,875	698,875
2	396,991	1,984,955	1,984,955
3	1,062,168	5,310,840	5,310,840
4	1,580,879	7,904,395	7,904,395
5	1,918,653	9,593,265	9,593,265
6	1,168,372	5,841,860	5,841,860
7	276,551	1,382,755	1,382,755
8	113,355	566,775	566,775
9	58,898	294,490	294,490
10	40,223	201,115	201,115
11	24,838	124,190	124,190
12	21,316	106,580	106,580
13	17,234	86,170	86,170
14	14,712	73,560	73,560
15	12,944	64,720	64,720
16	11,391	56,955	56,955
17	10,083	50,415	50,415
18	8,969	44,845	44,845
19	8,045	40,225	40,225
20	7,246	36,230	36,230

### 5.1.1.3 Escenario de alta afectación (DD=1740 psi)-costo de inyección de agua.

Este escenario es una modificación del escenario base sin inyectores, el cual posee un cambio en las propiedades petrofísicas en función de la presión.

A continuación, en la Tabla 8 se presentan los costos de inyección y producción de agua por periodo para el escenario de alta afectación.

**Tabla 8.** Costos de operación del escenario de alta afectación.

Periodo	Producción de agua por periodo (Bbl)	Costo producción de agua (USD/Bbl)	Costo Total por periodo (USD)
1	2,124,388	10,621,940	10,621,940
2	4,194,668	20,973,340	20,973,340
3	1,771,162	8,855,810	8,855,810
4	572,216	2,861,080	2,861,080
5	188,845	944,225	944,225
6	93,240	466,200	466,200
7	59,395	296,975	296,975
8	40,160	200,800	200,800
9	29,222	146,110	146,110
10	22,241	111,205	111,205
11	17,800	89,000	89,000
12	14,662	73,310	73,310
13	12,479	62,395	62,395
14	10,944	54,720	54,720
15	9,944	49,720	49,720
16	9,032	45,160	45,160
17	8,252	41,260	41,260
18	7,541	37,705	37,705
19	6,900	34,500	34,500
20	6,302	31,510	31,510

### 5.1.1.4 Escenario de media afectación (DD=1015 psi)-costo de inyección de agua.

Este escenario es una modificación del escenario base sin inyectores, el cual posee un cambio en las propiedades petrofísicas en función de la presión.

A continuación, en la Tabla 9 se presentan los costos de inyección y producción de agua por periodo para escenario de media afectación.



**Tabla 9.** Costos de operación escenario de media afectación.

Periodo	Producción de agua por periodo (Bbl)	Costo producción de agua (USD/Bbl)	Costo Total por periodo (USD)
1	578,552	2,892,760	2,892,760
2	1,088,238	5,441,190	5,441,190
3	410,948	2,054,740	2,054,740
4	117,954	589,770	589,770
5	48,335	241,675	241,675
6	29,786	148,930	148,930
7	20,262	101,310	101,310
8	15,205	76,025	76,025
9	11,927	59,635	59,635
10	9,922	49,610	49,610
11	8,423	42,115	42,115
12	7,364	36,820	36,820
13	6,652	33,260	33,260
14	6,063	30,315	30,315
15	5,561	27,805	27,805
16	5,077	25,385	25,385
17	4,666	23,330	23,330
18	4,307	21,535	21,535
19	3,987	19,935	19,935
20	3,674	18,370	18,370

**5.1.5.1 Escenario de baja afectación (DD=290 psi)-costo de inyección de agua.**

Este escenario es una modificación del escenario base sin inyectores, el cual posee un cambio en las propiedades petrofísicas en función de la presión.

A continuación, en la Tabla 10 se presentan los costos de inyección y producción de agua por periodo para escenario de baja afectación.

**Tabla 10.** Costos de operación del escenario de baja afectación.

Periodo	Producción de agua por periodo (Bbl)	Costo producción de agua (USD/Bbl)	Costo Total por periodo (USD)
1	33,764	168,820	168,820
2	27,747	138,735	138,735
3	16,772	83,860	83,860
4	12,229	61,145	61,145
5	9,865	49,325	49,325
6	8,269	41,345	41,345
7	7,144	35,720	35,720
8	6,228	31,140	31,140
9	5,534	27,670	27,670
10	4,973	24,865	24,865
11	4,496	22,480	22,480
12	4,054	20,270	20,270
13	3,700	18,500	18,500
14	3,398	16,990	16,990
15	3,136	15,680	15,680
16	2,884	14,420	14,420
17	2,667	13,335	13,335
18	2,472	12,360	12,360
19	2,309	11,545	11,545
20	2,163	10,815	10,815

## 5.2 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

En esta sección se presentan los volúmenes de producción de petróleo por periodo en cada uno de los escenarios anteriormente mencionados (Ver ANEXO B). En este análisis se omiten los costos de producción, debido a que esta se asocia a inyección de agua temprana como método de recobro mejorado (EOR) permitiendo obtener una mejor producción por flujo natural, por lo que no es necesario implementar ningún sistema e levantamiento artificial.

A continuación, en la Tabla 11 se muestra la producción de petróleo por periodo y escenario.

**Tabla 11.** Producción de petróleo por periodo y escenario.

Periodo	Base con inyectores (Bbl)	Base sin inyectores (Bbl)	Escenario de alta afectación (Bbl)	Escenario de media afectación (Bbl)	Escenario de baja afectación (Bbl)
1	7,281,725	5,911,821	25,134,183	16,513,758	3,036,630
2	12,139,953	12,019,662	21,770,062	11,861,396	2,010,263
3	12,832,304	13,280,919	5,371,338	2,896,038	579,983
4	11,843,608	12,257,705	1,512,719	847,949	288,155
5	10,992,012	9,184,212	521,224	364,872	181,003
6	10,223,774	3,623,223	247,712	219,143	129,253
7	9,496,740	707,799	158,082	153,666	101,638
8	8,803,288	269,129	115,135	118,909	81,736
9	8,213,240	164,755	94,995	94,089	68,477
10	12,259,793	123,010	78,956	78,635	60,326
11	13,633,677	75,736	67,899	67,527	53,275
12	8,153,298	63,722	60,212	57,552	46,872
13	5,651,147	49,300	52,010	50,998	41,834
14	4,702,580	39,236	46,394	46,192	37,399
15	4,217,510	35,085	42,790	41,966	33,518
16	3,912,391	31,348	39,261	37,965	29,870
17	3,664,698	28,053	36,129	34,864	26,700
18	3,451,725	25,084	33,217	32,097	23,870
19	3,239,947	22,492	30,663	29,606	21,423
20	3,058,360	19,882	28,499	27,141	19,454
Σ	157,771,770	57,932,173	55,441,480	33,574,363	6,871,679

### 5.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

En esta sección se calcula los ingresos que genera cada escenario seleccionado, estos están directamente relacionados con los volúmenes de producción estimada de petróleo simulado en los escenarios.

Para hacer posible la comparación con el documento “Results of the Brugge Benchmark Study for Flooding Optimization and History Matching”, se utilizó en este trabajo el precio de venta del petróleo a 80 USD/Bbl (ver Tabla 12), suma que se tiene en cuenta en este documento, Adicionalmente no se contempla impuestos ni regalías.

**Tabla 12.** Precio de referencia de venta de petróleo.

PARAMETRO	VALOR
Precio de venta del petróleo (USD/bbl)	80

**Fuente.** Production Optimization Using Free Methods Applied to Brugge Field Case P.26

El precio de venta es constante para todos los periodos, calculando el valor total de los ingresos para cada periodo en cada escenario.

**Ecuación 17.** Total ingresos.

$$\text{Total ingresos (USD)} = \text{Produccion de petroleo por periodo} * \text{Precio de venta}$$

La Tabla 13 muestra la producción de petróleo neta y producción de petróleo por periodo del escenario base original.

**Tabla 13.** Ingresos escenario base original.

Periodo	Precio de venta (USD/Bbl)	Producción de petróleo (Bbl)	Total de ingresos por periodo (USD)
1	80	7,281,725	582,538,000
2	80	12,139,953	971,196,240
3	80	12,832,304	1,026,584,320
4	80	11,843,608	947,488,640
5	80	10,992,012	879,360,960
6	80	10,223,774	817,901,920
7	80	9,496,740	759,739,200
8	80	8,803,288	704,263,040
9	80	8,213,240	657,059,200
10	80	12,259,793	980,783,440
11	80	13,633,677	1090,694,160
12	80	8,153,298	652,263,840
13	80	5,651,147	452,091,760
14	80	4,702,580	376,206,400
15	80	4,217,510	337,400,800
16	80	3,912,391	312,991,280
17	80	3,664,698	293,175,840
18	80	3,451,725	276,138,000
19	80	3,239,947	259,195,760
20	80	3,058,360	244,668,800

La Tabla 14 muestra la producción de petróleo neta y producción de petróleo por periodo del escenario base sin inyectores.

**Tabla 14.** Ingresos escenario base sin inyectores.

<b>Periodo</b>	<b>Precio de venta (USD/Bbl)</b>	<b>Producción de petróleo (Bbl)</b>	<b>Total de ingresos por periodo (USD)</b>
1	80	5,911,821	472,945,680
2	80	12,019,662	961,572,960
3	80	13,280,919	1,062,473,520
4	80	12,257,705	980,616,400
5	80	9,184,212	734,736,960
6	80	3,623,223	289,857,840
7	80	707,799	56,623,920
8	80	269,129	21,530,320
9	80	164,755	13,180,400
10	80	123,010	9,840,800
11	80	75,736	6,058,880
12	80	63,722	5,097,760
13	80	49,300	3,944,000
14	80	39,236	3,138,880
15	80	35,085	2,806,800
16	80	31,348	2,507,840
17	80	28,053	2,244,240
18	80	25,084	2,006,720
19	80	22,492	1,799,360
20	80	19,882	1,590,560

La Tabla 15 muestra la producción de petróleo neta y producción de petróleo por periodo del escenario de alta afectación (DD=120Bar)

**Tabla 15.** Ingresos escenario de alta afectación.

<b>Periodo</b>	<b>Precio de venta (USD/Bbl)</b>	<b>Producción de petróleo (Bbl)</b>	<b>Total de ingresos por periodo (USD)</b>
1	80	25,134,183	2,010,734,640
2	80	21,770,062	1,741,604,960
3	80	5,371,338	429,707,040
4	80	1,512,719	121,017,520
5	80	521,224	41,697,920
6	80	247,712	19,816,960
7	80	158,082	12,646,560
8	80	115,135	9,210,800
9	80	94,995	7,599,600
10	80	78,956	6,316,480
11	80	67,899	5,431,920
12	80	60,212	4,816,960
13	80	52,010	4,160,800
14	80	46,394	3,711,520

Tabla 15 (Continuación)

<b>Periodo</b>	<b>Precio de venta (USD/Bbl)</b>	<b>Producción de petróleo (Bbl)</b>	<b>Total de ingresos por periodo (USD)</b>
15	80	42,790	3,423,200
16	80	39,261	3,140,880
17	80	36,129	2,890,320
18	80	33,217	2,657,360
19	80	30,663	2,453,040
20	80	28,499	2,279,920

La Tabla 16 muestra la producción de petróleo neta y producción de petróleo por periodo del escenario media afectación (DD=70Bar)

**Tabla 16.** Ingresos escenario de media afectación.

<b>Periodo</b>	<b>Precio de venta (USD/Bbl)</b>	<b>Producción de petróleo (Bbl)</b>	<b>Total de ingresos por periodo (USD)</b>
1	80	16,513,758	1,321,100,640
2	80	11,861,396	948,911,680
3	80	2,896,038	231,683,040
4	80	847,949	67,835,920
5	80	364,872	29,189,760
6	80	219,143	17,531,440
7	80	153,666	12,293,280
8	80	118,909	9,512,720
9	80	94,089	7,527,120
10	80	78,635	6,290,800
11	80	67,527	5,402,160
12	80	57,552	4,604,160
13	80	50,998	4,079,840
14	80	46,192	3,695,360
15	80	41,966	3,357,280
16	80	37,965	3,037,200
17	80	34,864	2,789,120
18	80	32,097	2,567,760
19	80	29,606	2,368,480
20	80	27,141	2,171,280

La Tabla 17 muestra la producción de petróleo neta y producción de petróleo por periodo del escenario baja afectación (DD=20Bar)

**Tabla 17.** Ingresos escenario de baja afectación.

<b>Periodo</b>	<b>Precio de venta (USD/Bbl)</b>	<b>Producción de petróleo (Bbl)</b>	<b>Total de ingresos por periodo (USD)</b>
1	80	3,036,630	242,930,400
2	80	2,010,263	160,821,040
3	80	579,983	46,398,640
4	80	288,155	23,052,400
5	80	181,003	14,480,240
6	80	129,253	10,340,240
7	80	101,638	8,131,040
8	80	81,736	6,538,880
9	80	68,477	5,478,160
10	80	60,326	4,826,080
11	80	53,275	4,262,000
12	80	46,872	3,749,760
13	80	41,834	3,346,720
14	80	37,399	2,991,920
15	80	33,518	2,681,440
16	80	29,870	2,389,600
17	80	26,700	2,136,000
18	80	23,870	1,909,600
19	80	21,423	1,713,840
20	80	19,454	1,556,320

#### 5.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

Esta sección pretende realizar evaluaciones financieras de los escenarios y simulaciones con caudales óptimos de producción mediante la técnica del flujo de caja descontado a través del valor presente neto (VPN).

La Ecuación 18 presenta el cálculo del valor presente neto (VPN), el cual es una sumatoria de los flujos de caja puestos al día de hoy.

**Ecuación 18.** Valor Presente Neto.

$$VPN(i) = \sum_{i=1}^n \frac{\text{flujo neto}}{(1+i)^n}$$

**Fuente.** ALLEN. Franklin., BREALEY. Richard A., MYERS. Stewart C. "Principios de finanzas corporativas", novena edición, pág 122. México 2010.

Donde:

VPN: Valor presente neto del flujo de caja realizado

i: Tasa de interés de oportunidad

flujo neto: flujo de caja neto en cada periodo

n: Numero de periodos existentes entre el periodo descontado y el presente

Si el  $VPN > 0$  el proyecto es atractivo para el inversionista ya que le presenta una ganancia extraordinaria adicional a la TIO, si el  $VPN = 0$  el proyecto será indiferente financieramente para el inversionista, si el  $VPN < 0$  no cumple con las expectativas del inversionista.

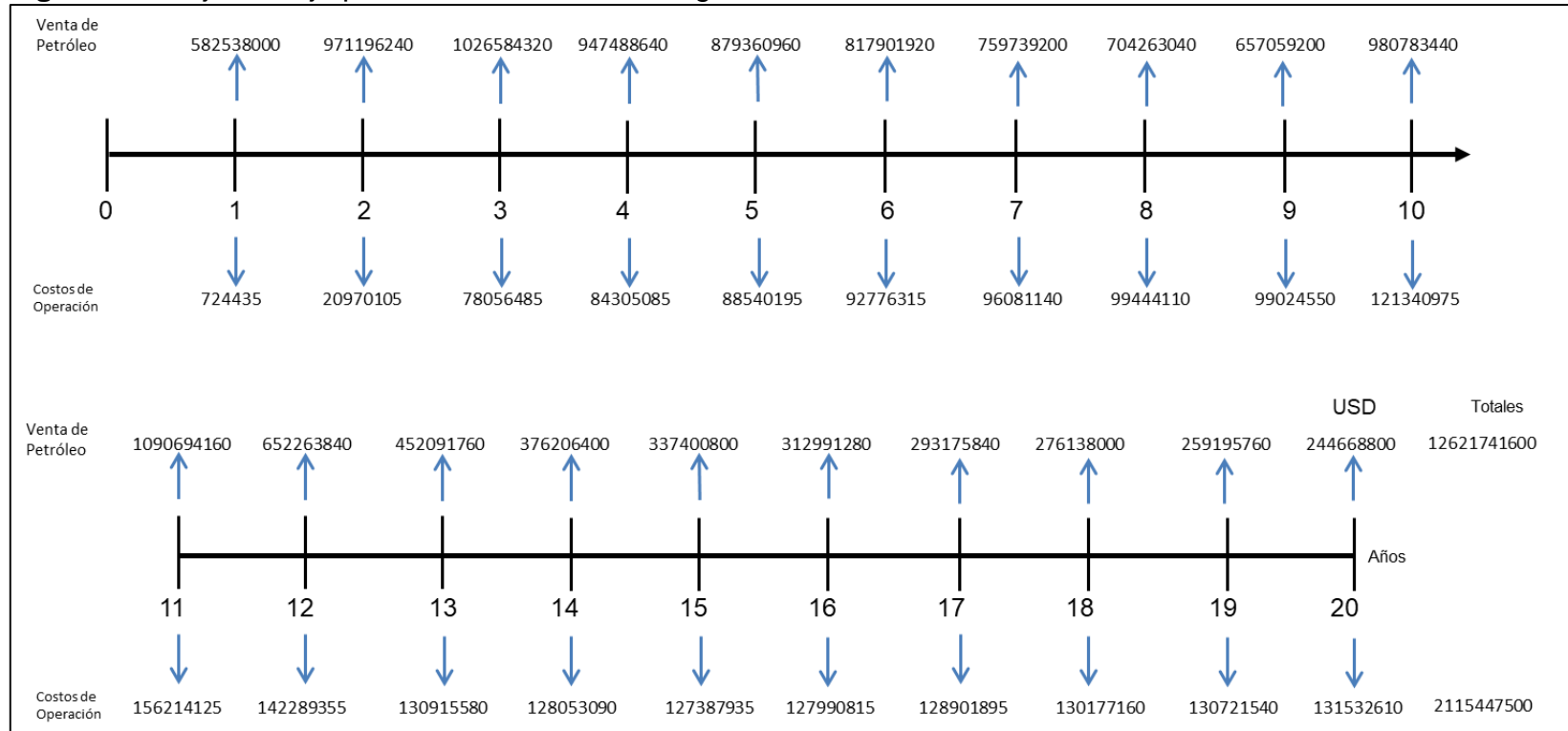
La TIO es la tasa de interés mínima a la que el inversor, está dispuesto a ganar al invertir en un proyecto. Para los análisis financieros de los escenarios seleccionados se empleó una TIO de 10% efectivo anual, valor que es manejado en el documento "Results of the Brugge Benchmark Study for Flooding Optimization and History Matching" y por consiguiente en este estudio, aplicándose en el cálculo del Valor Presente Neto (VPN).

**5.4.1 Flujos de caja.** El flujo de caja de un proyecto representa gráficamente los flujos de entrada y salida de dinero (Ingresos y egresos). Las siguientes gráficas representan los ingresos por concepto de venta de petróleo y los egresos por concepto de tratamiento y producción de agua.

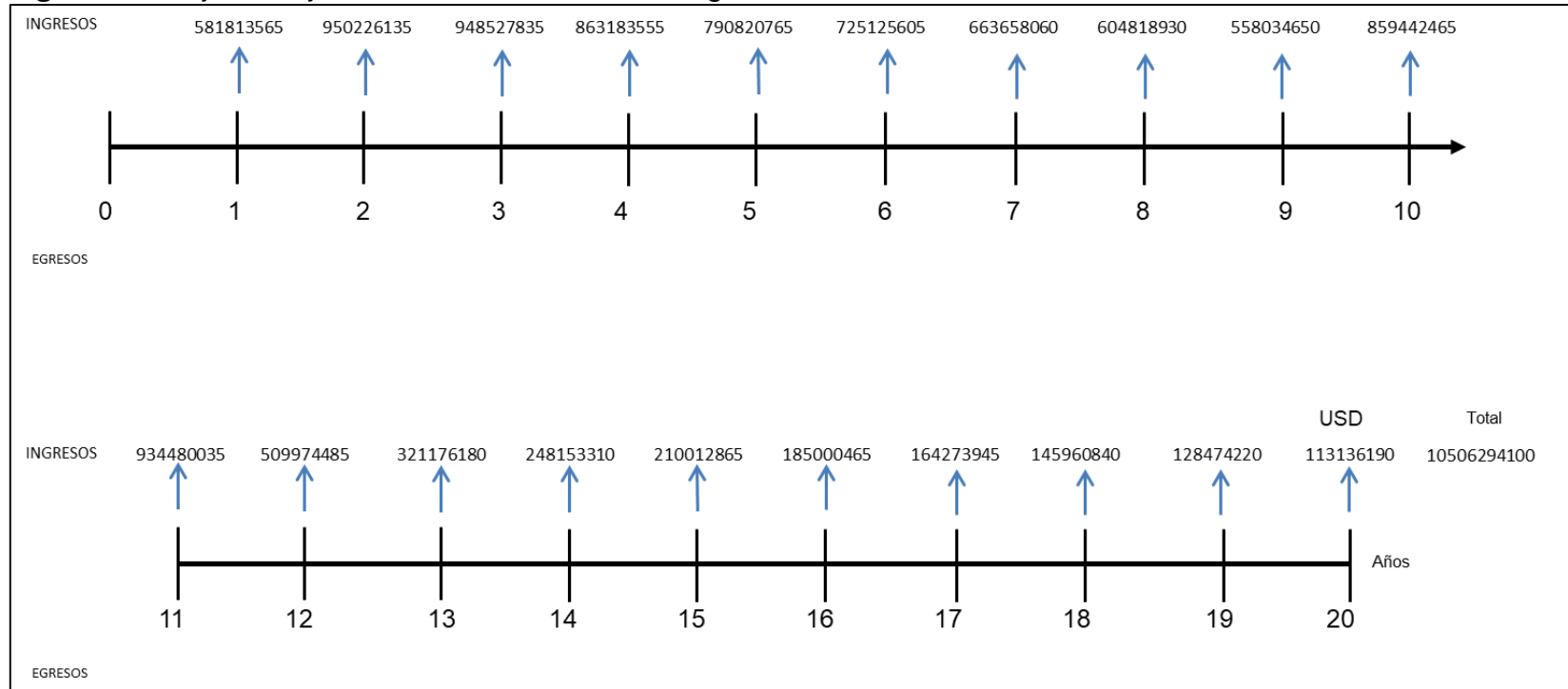
**5.4.1.1 Escenario base original.** En la Figura 20 Figura 21 y Ecuación 19 se presenta el flujo de caja y el flujo de caja neto y el valor presente neto respectivamente para el escenario base original.



**Figura 20.** Flujo de caja para el escenario base original.



**Figura 21.** Flujo de caja neto del escenario base original.



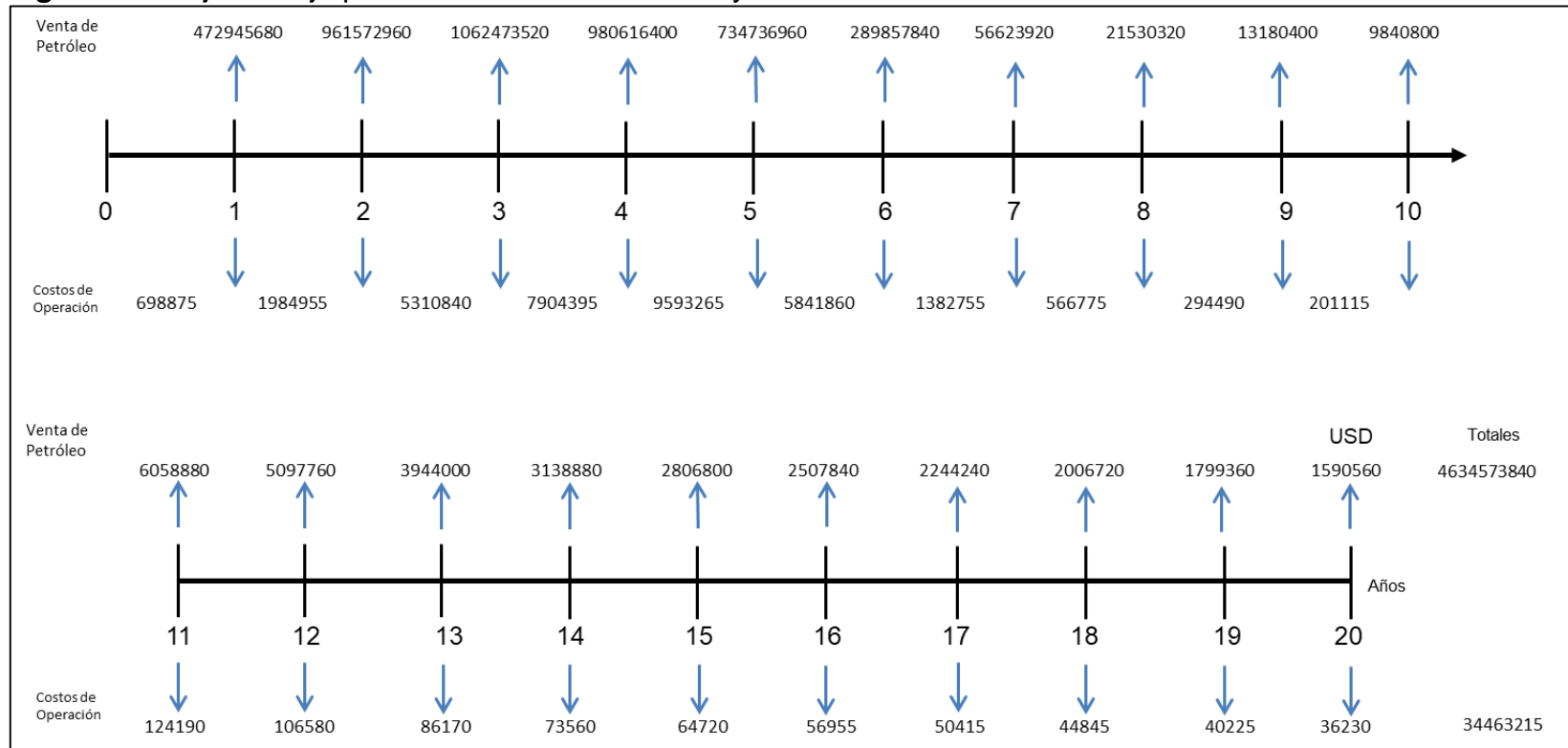
**Ecuación 19.** Flujo de caja neto para el escenario base original.

$$\begin{aligned}
 \text{VPN (0.1)} = & \frac{581,813,565}{(1 + 0.1)^1} + \frac{950,226,135}{(1 + 0.1)^2} + \frac{948,527,835}{(1 + 0.1)^3} + \frac{863,183,555}{(1 + 0.1)^4} + \frac{790,820,765}{(1 + 0.1)^5} + \frac{725,125,605}{(1 + 0.1)^6} + \frac{663,658,060}{(1 + 0.1)^7} \\
 & + \frac{604,818,930}{(1 + 0.1)^8} + \frac{558,034,650}{(1 + 0.1)^9} + \frac{859,442,465}{(1 + 0.1)^{10}} + \frac{934,480,035}{(1 + 0.1)^{11}} + \frac{509,974,485}{(1 + 0.1)^{12}} + \frac{321,176,180}{(1 + 0.1)^{13}} + \frac{248,153,310}{(1 + 0.1)^{14}} \\
 & + \frac{210,012,865}{(1 + 0.1)^{15}} + \frac{185,000,465}{(1 + 0.1)^{16}} + \frac{164,273,945}{(1 + 0.1)^{17}} + \frac{145,960,840}{(1 + 0.1)^{18}} + \frac{128,474,220}{(1 + 0.1)^{19}} + \frac{113,136,190}{(1 + 0.1)^{20}}
 \end{aligned}$$

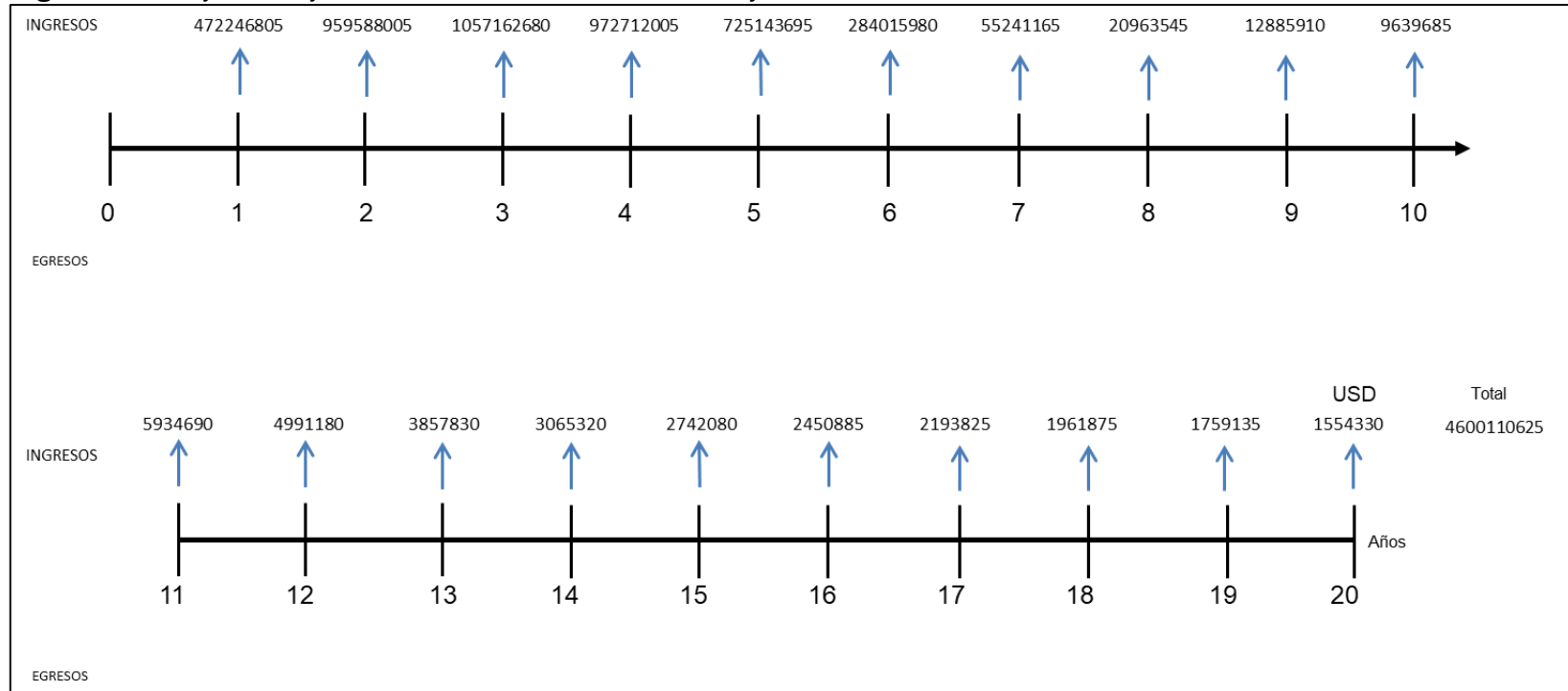
**VPN (0.1) = 5,543,037,156**

**5.4.1.2 Escenario base sin inyectores.** En la Figura 22, Figura 23 y Ecuación 20 se presenta el flujo de caja y el flujo de costo neto y el valor presente neto respectivamente para el escenario base sin inyectores.

**Figura 22.** Flujo de caja para el escenario base sin inyectores.



**Figura 23.** Flujo de caja neto del escenario base sin inyectores.



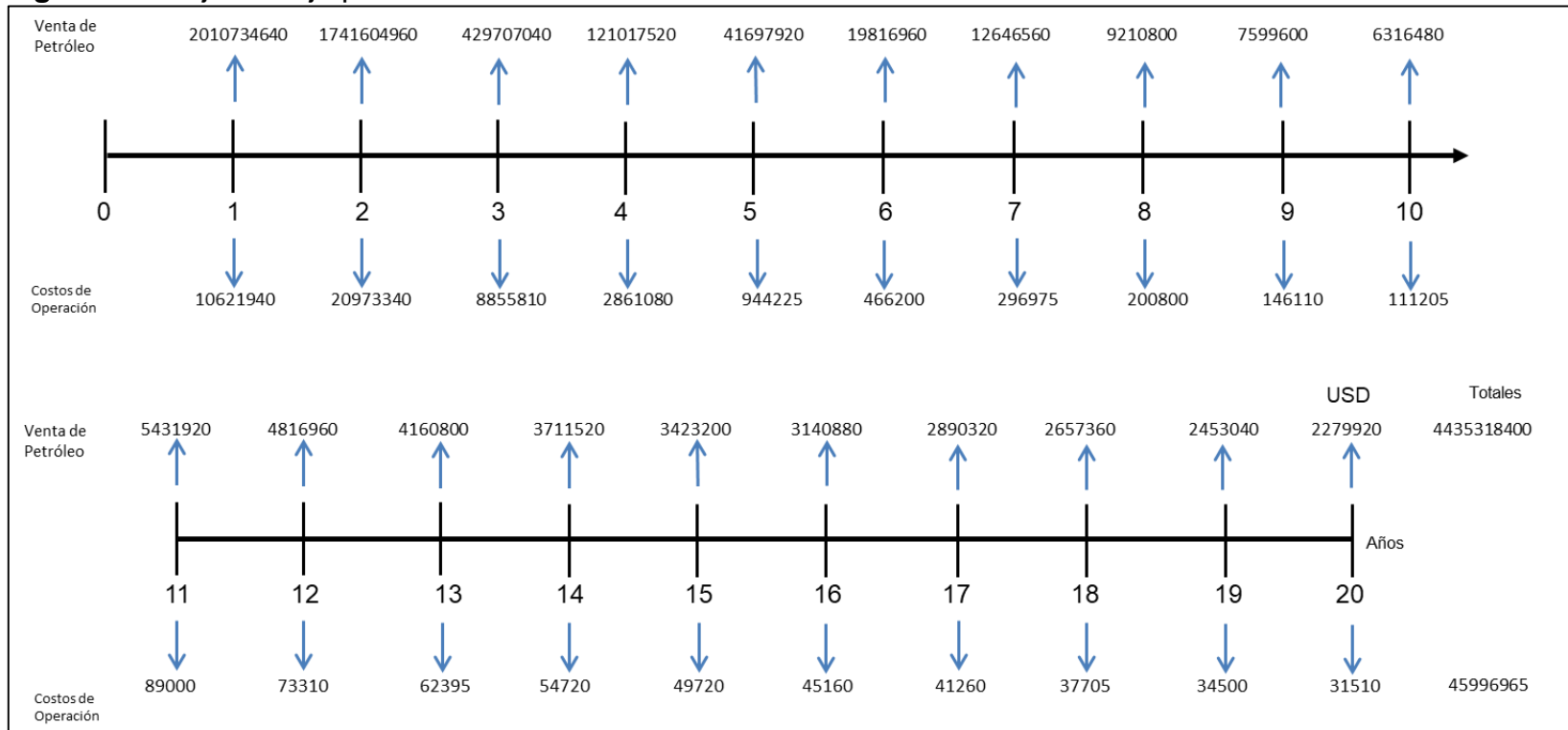
**Ecuación 20.** Flujo de caja neto para el escenario base sin inyectores.

$$\begin{aligned}
 \text{VPN (0.1)} = & \frac{472,246,805}{(1 + 0.1)^1} + \frac{959,588,005}{(1 + 0.1)^2} + \frac{1,057,162,680}{(1 + 0.1)^3} + \frac{972,712,005}{(1 + 0.1)^4} + \frac{725,143,695}{(1 + 0.1)^5} + \frac{284,015,980}{(1 + 0.1)^6} + \frac{55,241,165}{(1 + 0.1)^7} \\
 & + \frac{20,963,545}{(1 + 0.1)^8} + \frac{12,885,910}{(1 + 0.1)^9} + \frac{9,639,685}{(1 + 0.1)^{10}} + \frac{5,934,690}{(1 + 0.1)^{11}} + \frac{4,991,180}{(1 + 0.1)^{12}} + \frac{3,857,830}{(1 + 0.1)^{13}} + \frac{3,065,320}{(1 + 0.1)^{14}} + \frac{2,742,080}{(1 + 0.1)^{15}} \\
 & + \frac{2,450,885}{(1 + 0.1)^{16}} + \frac{2,193,825}{(1 + 0.1)^{17}} + \frac{1,961,875}{(1 + 0.1)^{18}} + \frac{1,759,135}{(1 + 0.1)^{19}} + \frac{1,554,330}{(1 + 0.1)^{20}}
 \end{aligned}$$

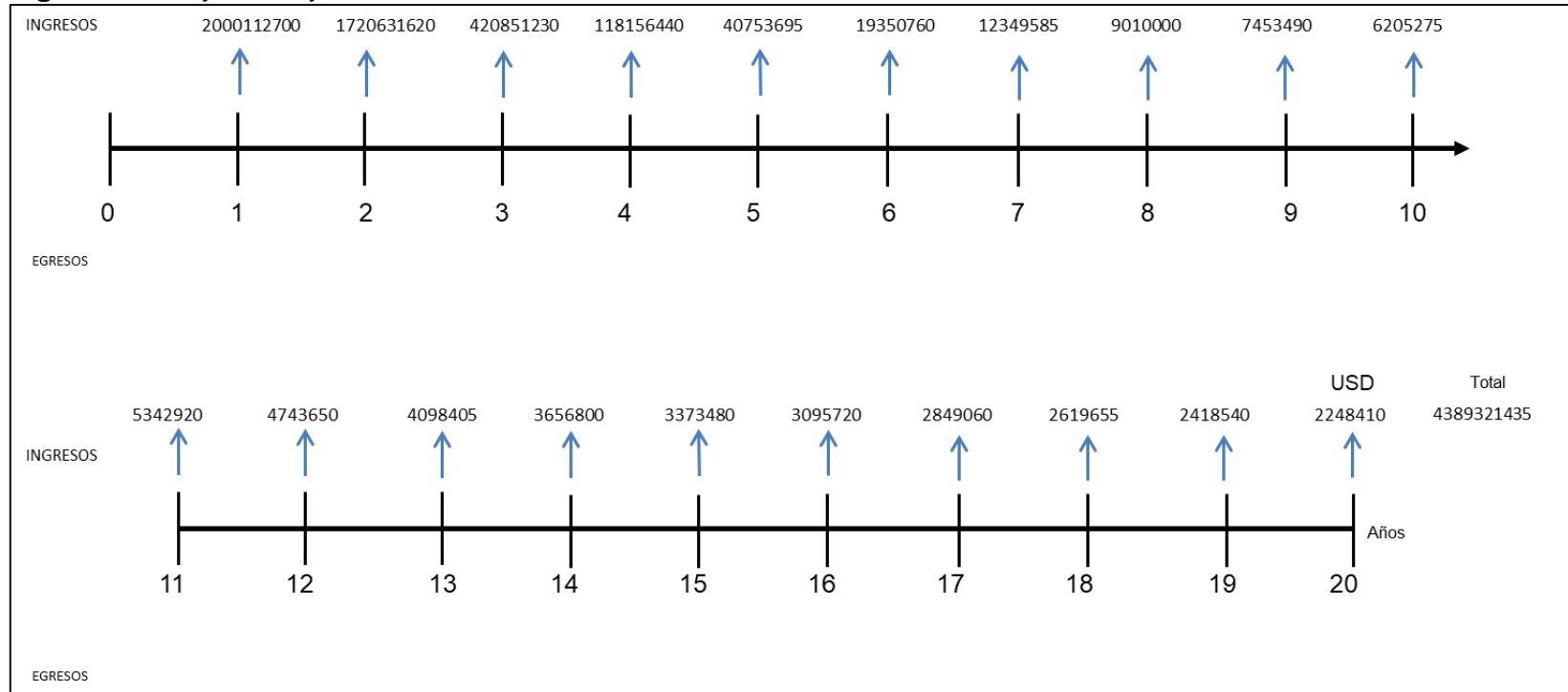
$$\text{VPN (0.1)} = 3,346,976,345$$

**5.4.1.3 Escenario de alta afectación (DD=1740 psi).** En la Figura 24, Figura 23 y Ecuación 21 se presenta el flujo de caja y el flujo de caja neto y el valor presente neto respectivamente para el escenario de alta afectación.

**Figura 24.** Flujo de caja para el escenario de alta afectación.



**Figura 25.** Flujo de caja neto del escenario de alta afectación.





**Ecuación 21.** Flujo de caja neto para el escenario de alta afectación.

$$\begin{aligned} \text{VPN (0.1)} = & \frac{2,000,112,700}{(1 + 0.1)^1} + \frac{1,720,631,620}{(1 + 0.1)^2} + \frac{420,851,230}{(1 + 0.1)^3} + \frac{118,156,440}{(1 + 0.1)^4} + \frac{40,753,695}{(1 + 0.1)^5} + \frac{19,350,760}{(1 + 0.1)^6} + \frac{12,349,585}{(1 + 0.1)^7} \\ & + \frac{9,010,000}{(1 + 0.1)^8} + \frac{7,453,490}{(1 + 0.1)^9} + \frac{6,205,275}{(1 + 0.1)^{10}} + \frac{5,342,920}{(1 + 0.1)^{11}} + \frac{4,743,650}{(1 + 0.1)^{12}} + \frac{4,098,405}{(1 + 0.1)^{13}} + \frac{3,656,800}{(1 + 0.1)^{14}} + \frac{3,373,480}{(1 + 0.1)^{15}} \\ & + \frac{3,095,720}{(1 + 0.1)^{16}} + \frac{2,849,060}{(1 + 0.1)^{17}} + \frac{2,619,655}{(1 + 0.1)^{18}} + \frac{2,418,540}{(1 + 0.1)^{19}} + \frac{2,248,410}{(1 + 0.1)^{20}} \end{aligned}$$

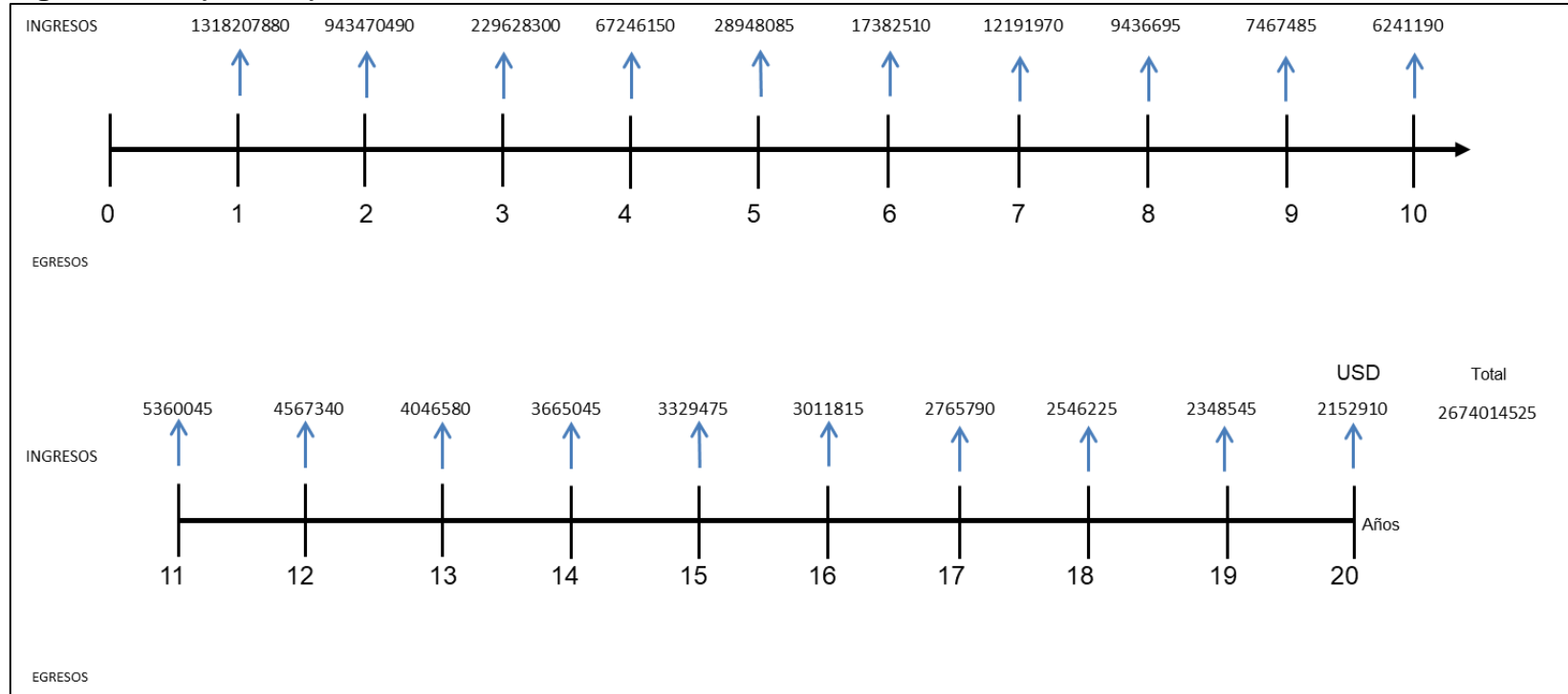
$$\text{VPN (0.1)} = 3,698,289,892$$

**5.4.1.4 Escenario de media afectación (DD=1015 psi).** En la Figura 26, Figura 27 y Ecuación 22 se presenta el flujo de caja y el flujo de caja neto y el valor presente neto respectivamente para el escenario de media afectación.

**Figura 26.** Flujo de caja para el escenario de media afectación.



**Figura 27.** Flujo de caja neto del escenario de media afectación.



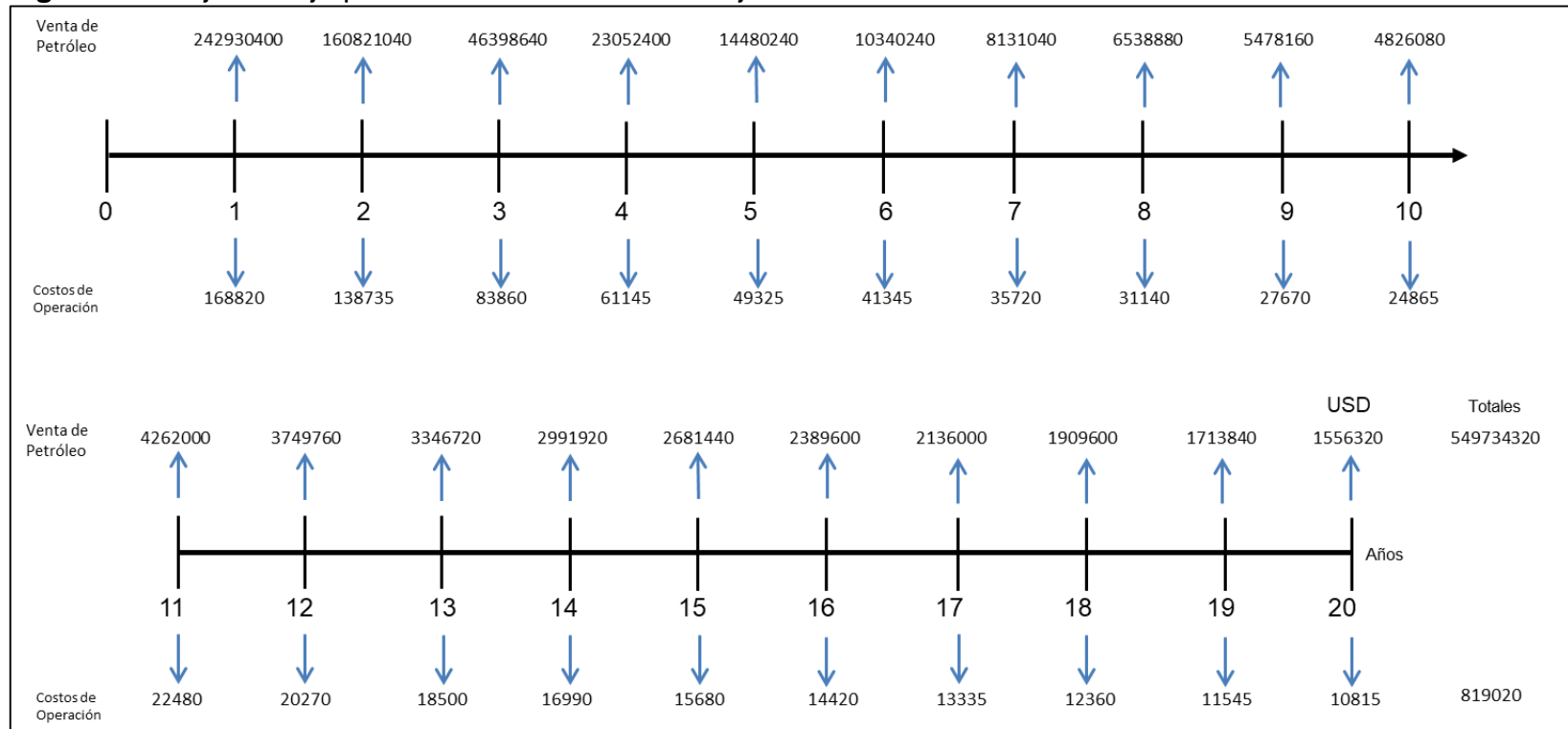
**Ecuación 22.** Flujo de caja neto para el escenario de media afectación.

$$\begin{aligned}
 \text{VPN (0.1)} = & \frac{1,318,207,880}{(1 + 0.1)^1} + \frac{743,470,490}{(1 + 0.1)^2} + \frac{229,628,300}{(1 + 0.1)^3} + \frac{67,246,150}{(1 + 0.1)^4} + \frac{28,948,085}{(1 + 0.1)^5} + \frac{17,382,510}{(1 + 0.1)^6} + \frac{12,192,970}{(1 + 0.1)^7} + \frac{9,436,695}{(1 + 0.1)^8} \\
 & + \frac{7,467,485}{(1 + 0.1)^9} + \frac{6,241,190}{(1 + 0.1)^{10}} + \frac{5,360,045}{(1 + 0.1)^{11}} + \frac{4,567,340}{(1 + 0.1)^{12}} + \frac{4,046,580}{(1 + 0.1)^{13}} + \frac{3,665,045}{(1 + 0.1)^{14}} + \frac{3,329,475}{(1 + 0.1)^{15}} + \frac{3,011,815}{(1 + 0.1)^{16}} \\
 & + \frac{2,765,790}{(1 + 0.1)^{17}} + \frac{2,546,225}{(1 + 0.1)^{18}} + \frac{2,348,545}{(1 + 0.1)^{19}} + \frac{2,152,910}{(1 + 0.1)^{20}}
 \end{aligned}$$

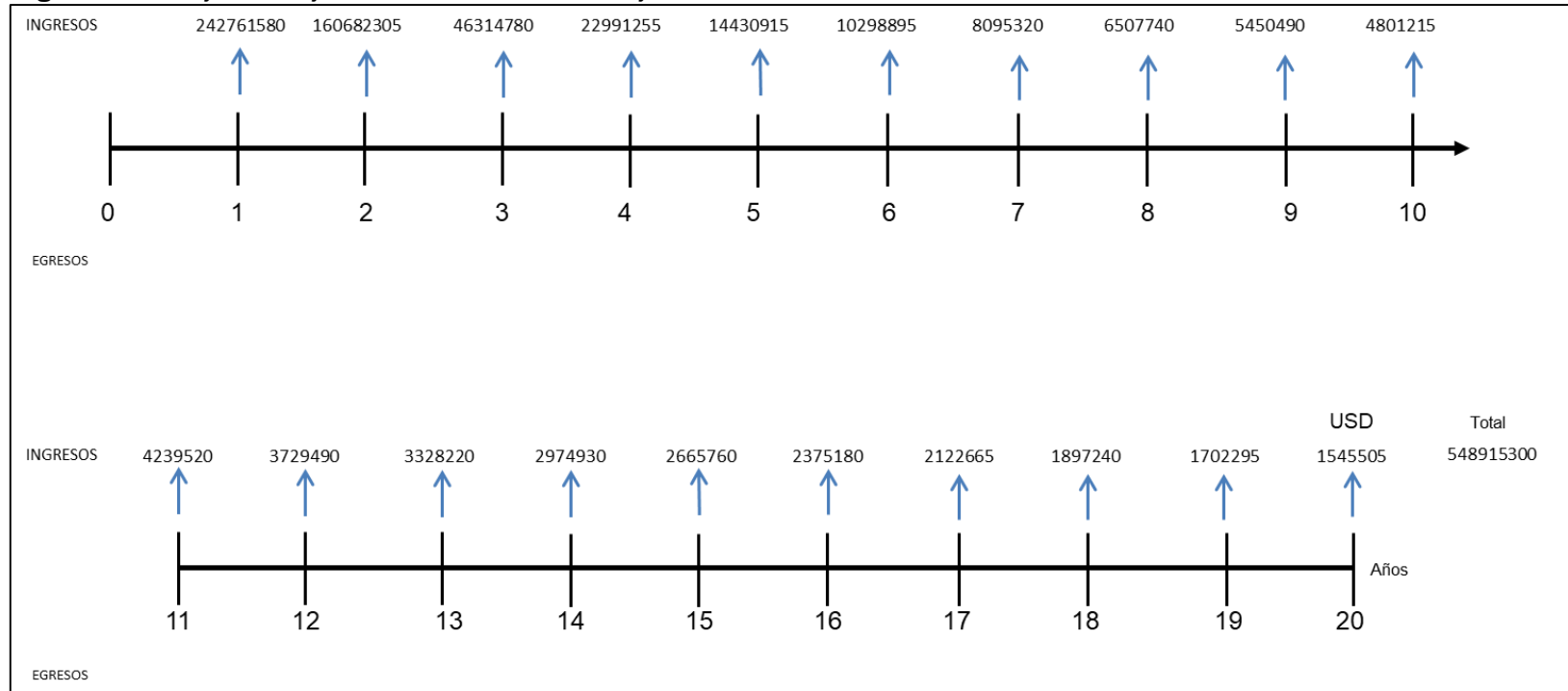
**VPN (0.1) = 2,249,202,906**

**5.4.1.5 Escenario de baja afectación (DD=290 psi).** En la Figura 28, Figura 29 y Ecuación 23 se presenta el flujo de caja y el flujo de caja neto y el valor presente neto respectivamente para el escenario de baja afectación.

**Figura 28.** Flujo de caja para el escenario base de baja afectación.



**Figura 29.** Flujo de caja neto del escenario baja afectación.



**Ecuación 23.** Flujo de caja neto para el escenario baja afectación.

$$\begin{aligned}
 \text{VPN (0.1)} = & \frac{242,761,580}{(1 + 0.1)^1} + \frac{160,682,305}{(1 + 0.1)^2} + \frac{46,314,780}{(1 + 0.1)^3} + \frac{22,991,255}{(1 + 0.1)^4} + \frac{14,430,915}{(1 + 0.1)^5} + \frac{10,298,895}{(1 + 0.1)^6} + \frac{8,095,320}{(1 + 0.1)^7} + \frac{6,507,740}{(1 + 0.1)^8} \\
 & + \frac{5,450,490}{(1 + 0.1)^9} + \frac{4,801,215}{(1 + 0.1)^{10}} + \frac{4,239,520}{(1 + 0.1)^{11}} + \frac{3,729,490}{(1 + 0.1)^{12}} + \frac{3,328,220}{(1 + 0.1)^{13}} + \frac{2,974,930}{(1 + 0.1)^{14}} + \frac{2,665,760}{(1 + 0.1)^{15}} + \frac{2,375,180}{(1 + 0.1)^{16}} \\
 & + \frac{2,122,665}{(1 + 0.1)^{17}} + \frac{1,897,240}{(1 + 0.1)^{18}} + \frac{1,702,295}{(1 + 0.1)^{19}} + \frac{1,545,505}{(1 + 0.1)^{20}}
 \end{aligned}$$

**VPN (0.1) = 436,960,626**

**Tabla 18.** Tabla comparativa del VPN de todos los escenarios.

Escenario	VPN	FR (%)
Escenario base original	5,543,037,181	20.56
Escenario base sin inyectores	3,346,976,273	7.54
Escenario de alta afectación	3,698,289,922	7.22
Escenario de media afectación	2,249,203,026	4.37
Escenario de baja afectación	436,960,628	0.89

## **5.5 CONCLUSIONES FINANCIERAS**

Desde el punto de vista financiero, todos los escenarios son atractivos para el inversionista, porque le ofrece una ganancia extraordinaria más la tasa de interés de oportunidad (TIO). En cuanto a los a los escenarios donde se modificaron las propiedades petrofísicas del campo la mejor opción para el inversionista es utilizar en los próximos 20 años el escenario de alta afectación porque le representa una ganancia extraordinaria superior en un 9.5% frente al escenario base sin inyectores (351,313,547 USD), en un 39.18% frente al escenario de media afectación (1,449,086,986 USD), en un 88.18% frente al escenario de baja afectación (3,261,329,266 USD), originado en los mayores caudales de explotación del campo.



## 6. CONCLUSIONES

- El campo Brugge es un modelo sintético de simulación de yacimientos creado para probar metodologías y algoritmos que permitan realizar un buen ajuste histórico y una optimización con un alto componente de incertidumbre inmerso en su descripción estratigráfica al involucrar diferentes puntos de vistas depositacionales provistos por diferentes profesionales. Se generaron 104 realizaciones geológicas con las varias visiones del activo y el objeto del ejercicio es diseñar estrategias óptimas que permitan maximizar el valor presente neto del campo teniendo en cuenta drivers de costos y precios fijos de crudo. El campo Brugge es una herramienta importante para el aprendizaje y la prueba de diversas metodologías para mejorar la forma como se explota y maneja un campo petrolero.
- La pérdida de porosidad y su consecuente daño a la formación afecta directamente la producción de fluidos en el campo. Se seleccionó el pozo BR-P-5 en la realización 92, la cual dispone de un mejor ajuste en la producción, donde se analiza el cambio de esas propiedades al someterle a diferentes estrategias de desarrollo, determinando el impacto de la producción acelerada sobre el estado de presiones y esfuerzos dentro del yacimiento, dando lugar a una sobreestimación de los acumulados de petróleo de 51.83% en el escenario de alta afectación, de 47.05% en el escenario de media afectación y de 37.52% en el escenario de baja afectación.
- El modelo cartesiano de pozo BR-P-5 permite modelar con más detalle el comportamiento de presiones y saturaciones de fluidos en áreas del yacimiento cercanas al mismo. Se observó el cambio de la presión de poro en la vecindad del pozo, donde las presiones iniciales del modelo base frente a los escenarios, presentan un cambio del 80% en el perfil de presión. Estos perfiles se utilizan para poder aplicar la metodología DARS antes de propagarla al modelo de campo.
- Los análisis geomecánicos permitieron ayudar a estimar, no solo análisis adicionales como la ventana de lodo generada por la presión de poro y el esfuerzo mínimo principal, también permitieron determinar el impacto en la productividad del yacimiento y el cambio de la porosidad y la permeabilidad como variables dinámicas, resultando en un análisis que permite cuantificar el daño asociado a diferentes esquemas de producción, efecto que se ve reflejado en los factores de recobro obtenidos dentro del periodo de evaluación de 20 años los cuales no superan el 8%.

- Al realizarse un estudio geomecánico en un modelo de simulación de yacimientos que no involucra cambios en la compresibilidad, a través de herramientas que no están diseñadas para este tipo de estudios, se utilizó el análisis DARS para modelar estos cambios y predecir la afectación en la productividad del yacimiento contemplando el cambio en las propiedades petrofísicas. El no incluir los análisis de pérdida de propiedades petrofísicas dentro de los planes de desarrollo de campo, pueden generar una sobreestimación de la productividad del yacimiento en casi un 50%.
- Los estudios geomecánicos permitieron cuantificar el cambio que se generó a corto, mediano y largo plazo, usando diferentes estrategias de desarrollo, se observó una disminución de la porosidad entre un 2.7% y un 7%, a su vez la permeabilidad experimenta una pérdida que puede oscilar entre un 39% y un 60%.
- La sobreexplotación del campo mediante tasas inadecuadas de producción de fluidos, pueden generar daños irreversibles a la formación productora. Esto conlleva, no solo a pérdida de propiedades petrofísicas en un 7% en porosidad y 60% en la permeabilidad, si no a reservas recuperables que no podrían ser extraídas de forma económica.
- El OOIP para este caso es de 767,370,639 Bbl, teniendo en cuenta esto, el escenario que obtuvo mayor factor de recobro fue el de la caída de presión en los pozos de 120 bares, presentando un 7,23%, seguido por el escenario que tiene una caída de presión de 70 bares, el cual tiene un factor de recobro intermedio, del 4,37% y por último el escenario con caída de presión de 20 bares con un factor de recobro bajo de 0.89%.
- En la evaluación de los escenarios se evidenció que la inyección de agua en etapa temprana ayuda no solo al restablecimiento de la presión, sino a incrementar la producción de crudo y su factor de recobro último, por ejemplo, el escenario base, sin inyectores, tiene un factor de recobro del 7.55%, por el contrario, el mismo caso con un esquema de inyección de agua desde el principio alcanza un factor de recobro del 20,56%.
- Desde el punto de vista financiero, entre los escenarios, el que alcanzo el mayor VPN fue el escenario de alta afectación, logrando un VPN de 3.7E+09, seguido del escenario de media afectación con un VPN de 2.25 E+09 y por último el escenario de baja afectación con un VPN de 4.37e+08, lo que infiere que producir de manera acelerada genera mayores ingresos, sin embargo, el daño asociado a esta producción, el cual no se contempló en el análisis financiero,

sugiere que hay que reacondicionar el esquema de producción, de tal manera que la ganancia instantánea que proporciona sobreexplotar el yacimiento es vulnerable a inversiones futuras.

## 7. RECOMENDACIONES

- Realizar un análisis conjunto entre un ajuste histórico, optimización y producción y un estudio geomecánico.
- Realizar un análisis geomecánico a los pozos inyectores para determinar el impacto que tiene sobre yacimiento
- Incorporar los análisis geomecánicos a los flujos de trabajo de planes de desarrollo de campo.
- Extender el periodo de evaluación para determinar el cambio en las propiedades petrofísicas en proyecciones a largo plazo.
- Incorporar flujos de trabajo que permitan mejorar la interacción de un modelo geomecánico en un simulador tipo black oil.

## BIBLIOGRAFÍA

ALLEN, Philip A. ALLEN, John R. "Basin Analysis principles and aplicaciones". Blackwell. Second edition. Pág 355-356. USA 2005.

ALLEN. Franklin., BREALEY. Richard A., MYERS. Stewart C. "Principios de finanzas corporativas", novena edición, pág 122. México 2010.

Disponible en línea:  
<http://cup.aos.wisc.edu/group/research/DatAssim/DataAssimilation.html> en abril 2017. [En línea]

*Disponible en línea: <http://www.npd.no/> . Consultado en abril 2017.*

*Disponible en línea: <http://www.opm-project.org/> consultado en septiembre de 2017. Ente Nazionale Idrocarburi. "Encyclopaedia of Hydrocarbons". Instituto della enciclopedia italiana, pág 553-592. Italia 2005.*

*Fjellanger, Erik., Olsen, Tina R., Rubino, Jean Loup. "Sequence stratigraphy and paleogeography of the Middle Jurassic Brent and Vestland deltaic systems, Northern North Sea". Norsk Geologisk Tidsskrift. Vol.76, pag 75-106. Oslo 1996.*

*Geel, K., Description of The Brugge Field and Property Realizations, Unpublished Technical Report, 2008.*

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: ICONTEC, 2008. .

\_\_\_\_\_. Referencias bibliograficas para la elaboracion del documento Norma Técnica Colombiana NTC 5613. Sexta Actualizacion. Bogotá: ICONTEC.

\_\_\_\_\_. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. Norma Técnica Colombiana NTC 4490. Última versión. Bogotá: ICONTEC, 1998.

*JOHNSEN, Jan R. Jurassic reservoirs; field examples from the Oseberg and Troll fields: Horda Platform area. En: Petroleum Exploration and Exploitation in Norway. Vol 4. 9 – 11 Diciembre 1991, páginas 231-232.*

*PETERS, E. TNO. Results of the Brugge Benchmark Study for Flooding Optimization and History Matching. SPE 119094. Presented reservoir simulation symposium held in the Woodlands, Texas, U.S.A. 2-4 February 2009.*

Production Optimization Using Free Methods Applied To Brugge Field Case P.26.  
Spedal, Magne S. Class Notes.

*THULIN, Kristian. "Ensemble Kalman Filter For Field Estimation". University of Bergen. Pág 11. September 2015.*

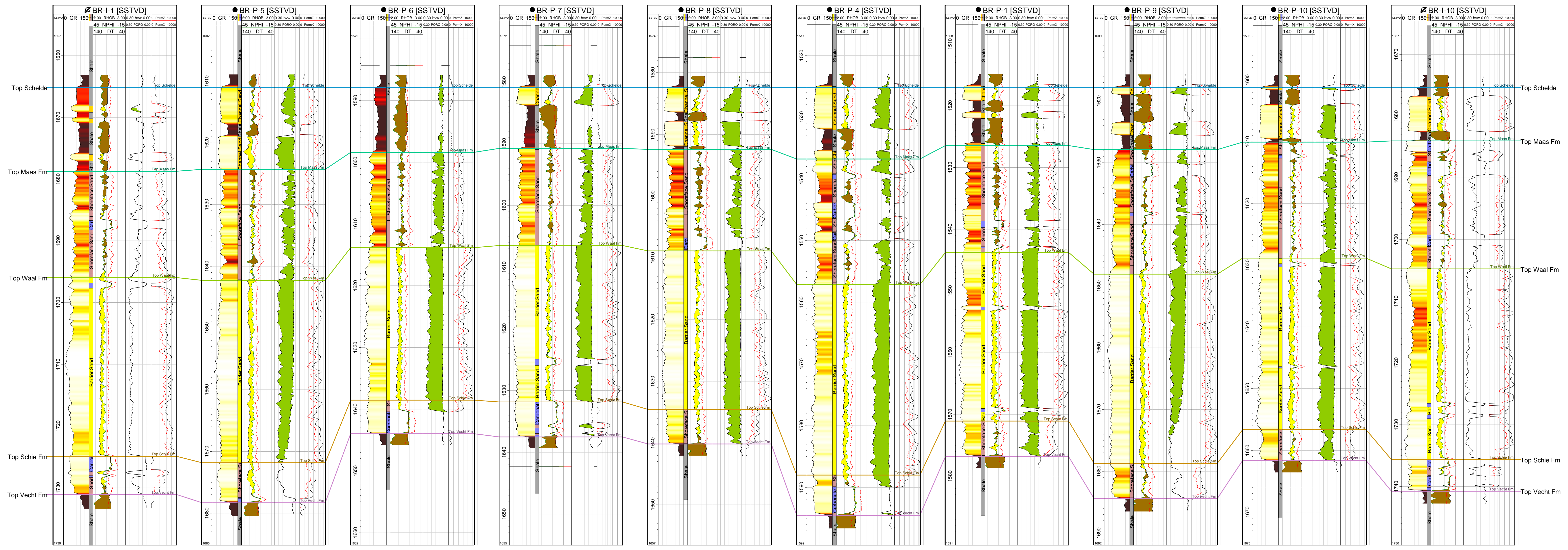
WING-KA CHAN. Alvin. "PRODUCTION INDUCED RESERVOIR COMPACTION, PERMEABILITY LOSS AND LAND SURFACE SUBSIDENCE" Ph.D Thesis. Stanford University. Pág 12. December 2004.

*ZOBACK, Mark D., "Reservoir Geomechanics". Cambridge University press. 505 p.*

## **ANEXOS**

**ANEXO A.  
REGISTROS ELECTRICOS DEL CAMPO BRUGGE**

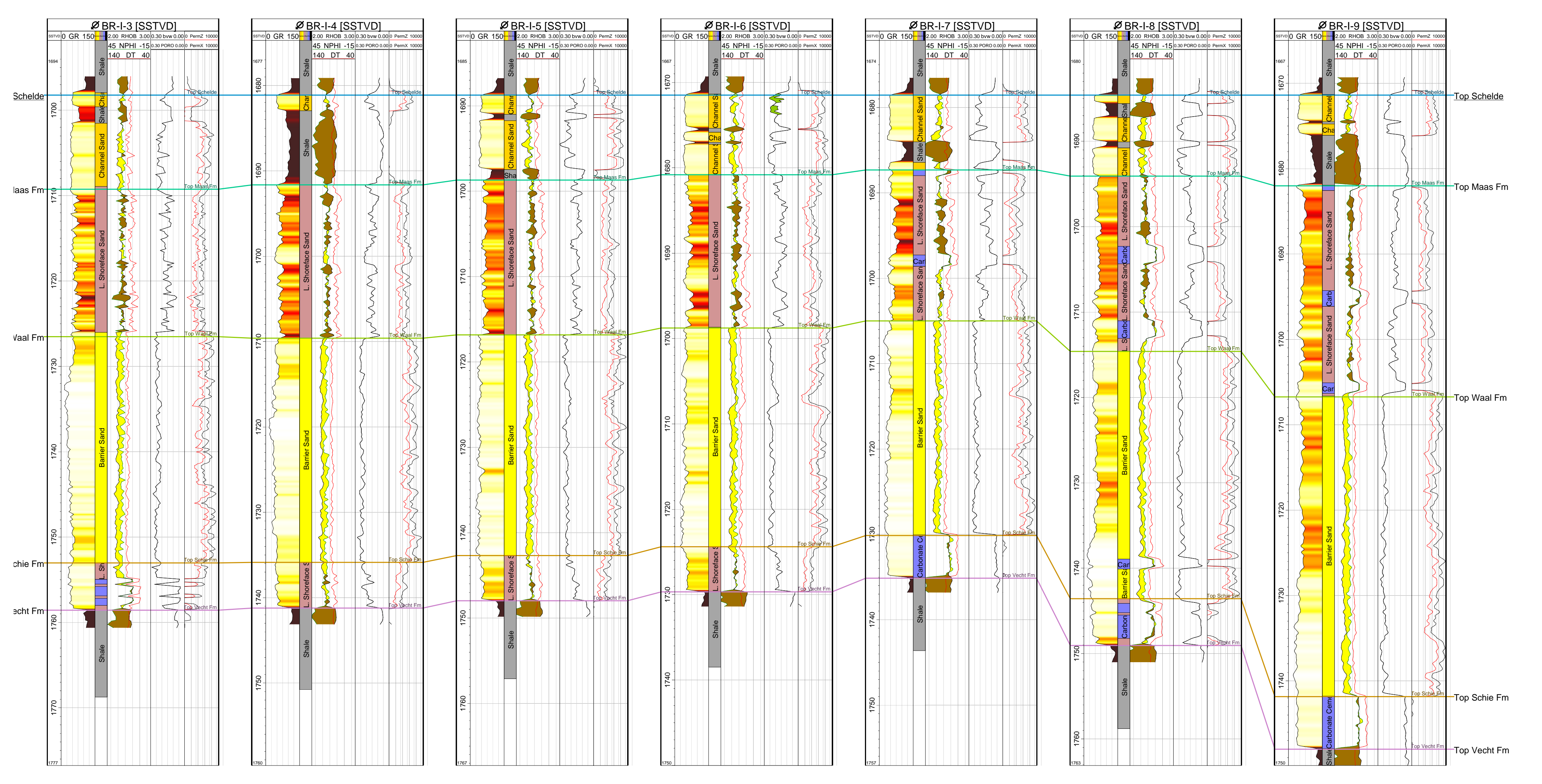






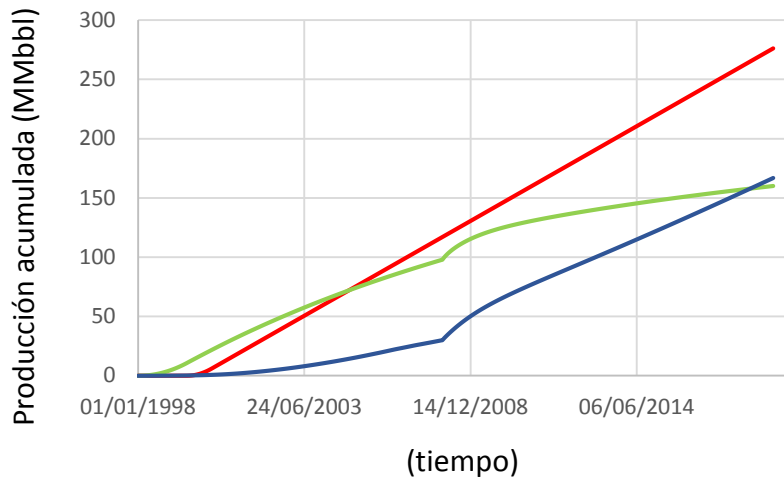




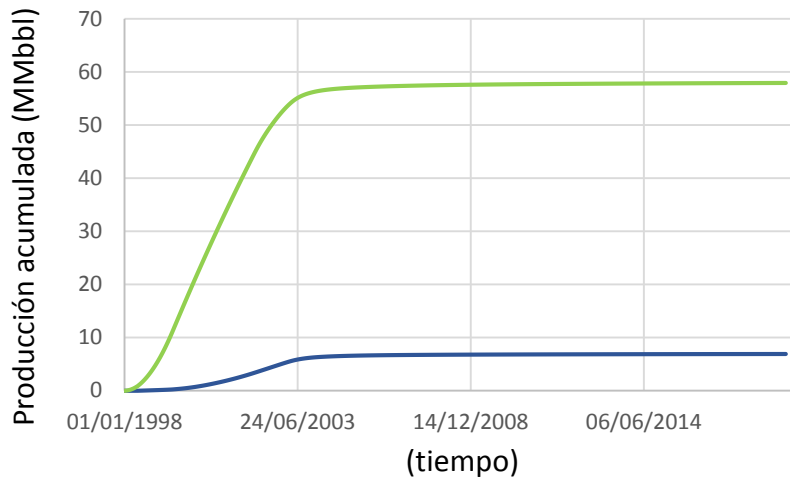


**ANEXO B.**  
**ACUMULADOS DE PRODUCCIÓN DE LOS ESCENARIOS**

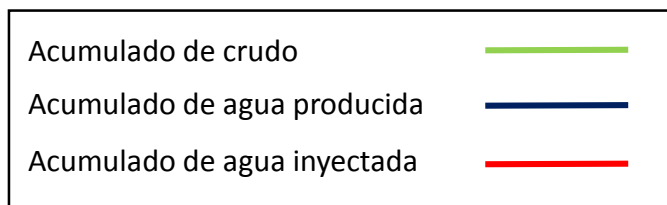
### Escenario base original



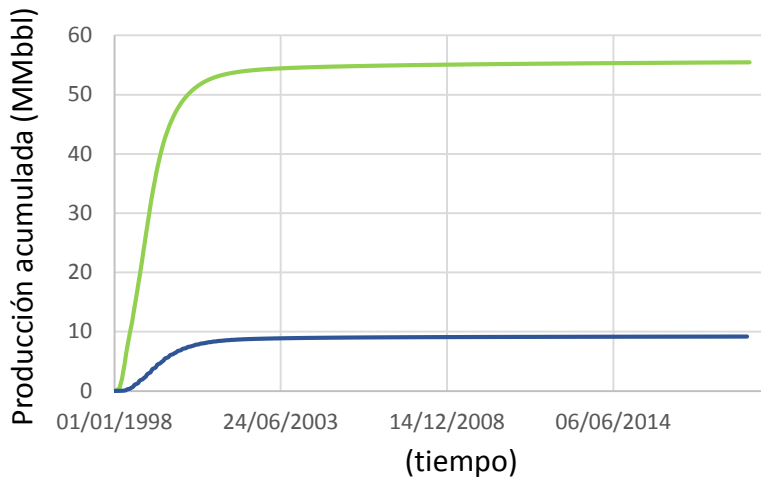
### Escenario base sin inyectores



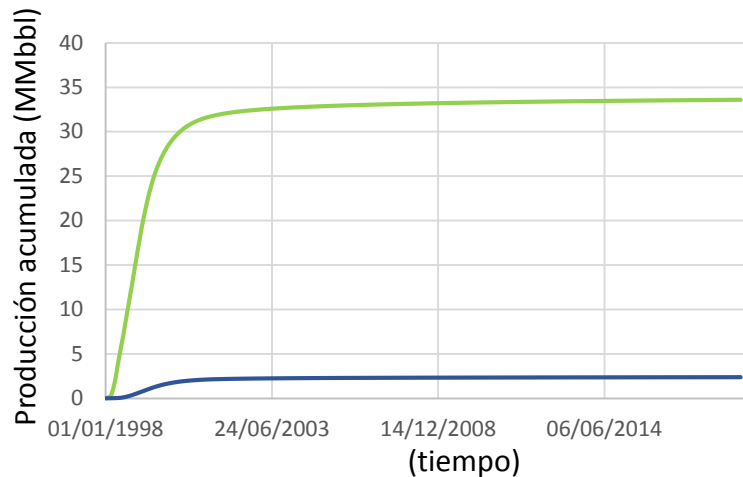
Estos acumulados son los resultantes del análisis DARS y posteriormente evaluados financieramente



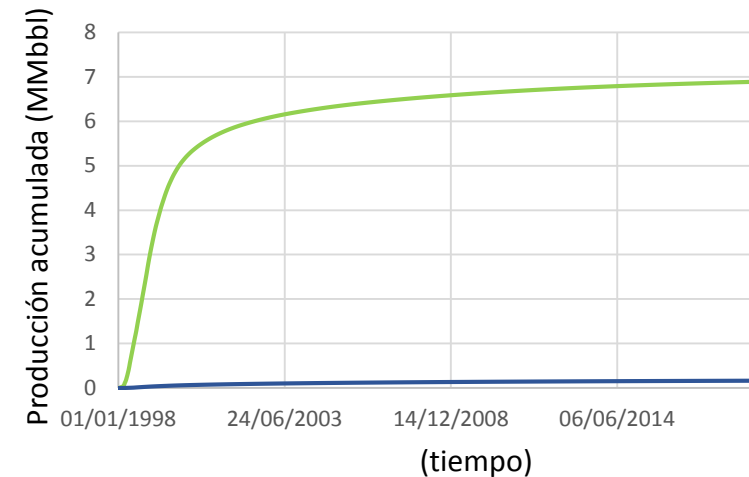
### Escenario de alta afectación




### Escenario de media afectación



### Escenario de baja afectación



 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016


## AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Yo Michael Alexander Gómez Chaves en calidad de titular de la obra ANÁLISIS DEL IMPACTO AL CAMBIO EN LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS DEL CAMPO BRUGGE UBICADO EN EL MAR DEL NORTE DEBIDO A LA SOBREPLOTACIÓN, MEDIANTE SOFTWARE DE CODIGO ABIERTO, elaborada en el año 2016, autorizo al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que me corresponde y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autor manifiesto conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autor establezco las siguientes condiciones de uso de mi obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016



**Atribución- no comercial- sin derivar:** permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.



**Atribución – no comercial:** permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.



**Atribución – no comercial – compartir igual:** permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.

Licencias completas: [http://co.creativecommons.org/?page\\_id=13](http://co.creativecommons.org/?page_id=13)

**Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a su autor.**

De igual forma como autor autorizo la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

**AUTORIZO (AUTORIZAMOS)**

La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso

SI NO

x

La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación

x

**Información Confidencial:** este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaré, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.

SI NO

x

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá, a los 4 días del mes de octubre del año 2017.

**EL AUTOR:**

**Autor**

**Nombres**

Michael Alexander

**Documento de identificación No**

1019073683

**Apellidos**

Gómez Chaves

**Firma**