



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Aplicación de un Modelo  
Integrado de Activo en la Fase  
Inicial de Desarrollo de un  
Campo en Aguas Profundas**

**TESIS**

Que para obtener el título de

**Ingeniera Petrolera**

**P R E S E N T A**

Andrea Martínez Ramírez

**DIRECTOR DE TESIS**

Ing. Oswaldo Espínola González



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios, por la vida que me ha prestado, permitirme estar aquí y por las personas que ha puesto en mi camino.

A mi madre Elsa Ramírez, mis abuelos Ernestina Jarquín y Adelaido Ramírez, y mis tíos Eloy Ramírez y Elías Ramírez, por estar siempre, por su apoyo incondicional, amor, consejos, esfuerzo y enseñanzas. Son el mejor regalo que Dios me pudo haber dado.

Al Ing. Oswaldo Espínola, por todas las oportunidades que me ha brindado, por compartir su conocimiento, su apoyo, confianza y tiempo para realizar este trabajo.

A Simón Andrés Cruz, gracias por todas tus enseñanzas, amor, amistad, apoyo incondicional, tu paciencia, regaños, anécdotas y momentos tan felices compartidos. Eres una persona maravillosa, te quiero y lo haré siempre.

A mi mejor amigo, Omar Santos, por estar siempre, por las risas, consejos y momentos inolvidables compartidos, que aparecieras en mi vida fue algo realmente increíble. Te amo amigo.

A mi mejor amiga, Guadalupe Guerra Carrasco, porque a pesar de la distancia, nunca te sentí lejana. Gracias por escucharme siempre, por tu confianza, tus consejos y regaños, eres la mejor amiga del mundo.

A Erick Gallardo, por ser y estar siempre, por tu amistad, enseñanzas, tiempo dedicado, paciencia, consejos, risas y momentos compartidos.

A todos mis amigos de la universidad, en especial a Enrique Martínez, Cecilia Mendoza, Diana Domínguez, René Rangel, Omar Mancera y Rafael Valadez. Mi estancia en la universidad no hubiese sido tan placentera sin su compañía.

A mis sinodales, por la revisión de este trabajo, sus valiosos comentarios y compartir su conocimiento.

A Rodrigo Valenzuela, Erika Sandoval, Lilith Cruces, Christian Bravo y Julieta Álvarez, por apoyarme en la elaboración de este trabajo.

A la doña Trini y toda su familia, por sus atenciones y porque siempre me hicieron sentir como en casa.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente a la Facultad de Ingeniería, por todas las oportunidades, aprendizajes y experiencias.

# Índice

<b>Índice De Figuras .....</b>	<b>4</b>
<b>Índice De Tablas.....</b>	<b>7</b>
<b>Objetivo .....</b>	<b>8</b>
<b>Justificación .....</b>	<b>8</b>
<b>Resumen.....</b>	<b>9</b>
<b>Abstract .....</b>	<b>10</b>
<b>Introducción .....</b>	<b>11</b>
<b>CAPÍTULO 1. REVISIÓN DE LA LITERATURA.....</b>	<b>12</b>
<b>1.1 Contexto Internacional de Aguas Profundas .....</b>	<b>12</b>
1.1.1 Zonas de interés.....	16
<b>1.2 Contexto nacional de aguas profundas.....</b>	<b>19</b>
1.2.1 Ronda de licitación 1.4 .....	23
<b>CAPÍTULO 2. PROYECTOS PETROLEROS EN AGUAS PROFUNDAS .....</b>	<b>27</b>
<b>2.1 Fases del ciclo de vida de un proyecto petrolero en aguas profundas.....</b>	<b>27</b>
<b>2.2 Retos identificados en las fases de desarrollo de un proyecto en aguas profundas</b>	<b>28</b>
2.2.1 Exploración.....	28
2.2.2 Perforación .....	29
2.2.3 Cementación .....	29
2.2.4 Terminación.....	30
2.2.5 Infraestructura de producción .....	31
2.2.6 Sistemas artificiales de producción.....	31
2.2.7 Aseguramiento de flujo .....	33
2.2.8 Costos .....	34
2.2.9 Planeación y diseño .....	35
<b>CAPÍTULO 3. MODELO INTEGRADO DE ACTIVO.....</b>	<b>37</b>
<b>3.1 Definición de un Modelo Integrado de Activo .....</b>	<b>37</b>
<b>3.2 Elementos de un Modelo Integrado de Activo .....</b>	<b>38</b>
3.2.1 Modelo del yacimiento .....	38
3.2.2 Modelo de pozos .....	39
3.2.3 Modelo de la red de transporte .....	40
3.2.4 Modelo de instalaciones superficiales.....	41
3.2.5 Modelo económico .....	42
<b>3.3 Construcción de un Modelo Integrado de Activo .....</b>	<b>42</b>
<b>3.4 Importancia del Modelo Integrado de Activo .....</b>	<b>44</b>
<b>CAPÍTULO 4 EJEMPLO DE APLICACIÓN.....</b>	<b>47</b>
<b>4.1 Objetivo del caso de estudio .....</b>	<b>47</b>

<b>4.2 Descripción del sistema sub-superficial .....</b>	<b>48</b>
4.2.1 Modelo de simulación del yacimiento .....	52
<b>4.3 Descripción de la infraestructura de producción .....</b>	<b>52</b>
4.3.1 Modelo de simulación del pozo y red de transporte .....	58
<b>4.4 Retos identificados .....</b>	<b>59</b>
<b>4.5 Modelo Integrado .....</b>	<b>60</b>
4.5.1 Acoplamiento.....	61
<b>4.6 Escenarios simulados.....</b>	<b>65</b>
4.6.1 Comparativa entre la Metodología Convencional y Metodología Integrada.....	69
4.6.2 Incertidumbre del modelo sub-superficial: Localización del Contacto de Fluidos Agua-Aceite .....	69
4.6.3 Sensibilidad del número de pozos .....	71
4.6.4 Alternativas de inicio de producción.....	76
<b>4.7 Resultados.....</b>	<b>77</b>
4.7.1 Aspectos técnicos.....	77
4.7.2 Aspectos económicos.....	96
<b>4.8 Análisis de Resultados .....</b>	<b>113</b>
<b>Conclusiones .....</b>	<b>120</b>
<b>Recomendaciones .....</b>	<b>122</b>
<b>Apéndice A .....</b>	<b>123</b>
<b>Apéndice B .....</b>	<b>127</b>
<b>B.1 Barcos Perforadores .....</b>	<b>130</b>
<b>B.2 Plataformas de piernas tensionadas (TLP).....</b>	<b>130</b>
<b>B.3 Plataformas semi-sumergibles.....</b>	<b>130</b>
<b>B.4 Spar .....</b>	<b>131</b>
<b>B.5 Unidad Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSO).....</b>	<b>131</b>
<b>B.6 Sistemas submarinos .....</b>	<b>132</b>
<b>Apéndice C .....</b>	<b>136</b>
<b>Referencias .....</b>	<b>138</b>

## Índice de Figuras

<b>Figura 1. 1</b> Evolución del desarrollo de campos y pozos en aguas profundas (Dekker, M., & Reid, D., 2014). .....	14
<b>Figura 1. 2</b> Avance en la tecnología de exploración, perforación y producción en aguas profundas (Deepwater Solutions & Records for Concept Selection, Offshore 2015). .....	15
<b>Figura 1. 3</b> Áreas de desarrollo y/o extracción en aguas profundas 2008 (Velasco Ibañez, 2011). .....	17
<b>Figura 1. 4</b> Proyectos costa afuera en la Cuenca de Campos, Brasil (Villegas González, 2005). .....	19
<b>Figura 1. 5</b> Provincias petroleras del Golfo de México (Velasco Ibañez, 2011). .....	20
<b>Figura 1. 6</b> Producción esperada de aguas profundas para 2017-2025 (Barranco Cicilia, 2012).....	20
<b>Figura 1. 7</b> Pozos perforados por PEMEX en aguas profundas y ultra-profundas (Jornadas técnicas, AIPM 2013).....	22
<b>Figura 1. 8</b> Áreas contractuales de la licitación 1.4 en Aguas Profundas (Rondas México, 2016). .....	24
<b>Figura 2. 1</b> Tiempos estimados para las distintas fases del ciclo de vida de un proyecto en aguas profundas (Reid, D., Wilson, T., & Dekker, M.,2014). .....	27
<b>Figura 2. 2</b> Principales problemas en el aseguramiento de flujo en aguas profundas (Queiroz Galvão E&P, 2015). .....	33
<b>Figura 2. 4</b> Distribución de las inversiones de capital a lo largo de la vida de un proyecto de extracción en aguas profundas (Deepwater Gulf of Mexico more profitable than previously thought, 1997) .....	34

<b>Figura 3. 1</b> Componentes e interacciones presentes en un Modelo Integrado de Activo. ....	38
<b>Figura 3. 2</b> Pasos para la construcción de un Modelo Integrado (Talabi, O. A., et. al., 2016) .....	43
<b>Figura 4. 1</b> Distribución de saturaciones en los yacimientos R1 y R2 en el campo Set.....	50
<b>Figura 4. 2</b> Distribución de la saturación de fluidos en el yacimiento. Corte transversal. ....	51
<b>Figura 4. 3</b> Geometría de pozo tipo en el campo Set .....	54
<b>Figura 4. 4</b> Arreglo de tubería e intervalo disparado en pozo tipo del campo Set.....	55
<b>Figura 4. 5</b> Red de transporte de fluidos del campo Set.....	56
<b>Figura 4. 6</b> Ventanas y condiciones de acoplamiento establecidas para la integración de los modelos utilizando el software comercial IAM® .....	63
<b>Figura 4. 7</b> Ventana de resultados en el software comercial integrador IAM®.....	64
<b>Figura 4. 8</b> Diferentes escenarios simulados .....	68
<b>Figura 4. 9</b> Ubicación del contacto de fluidos agua-aceite .....	71
<b>Figura 4. 10</b> Perforación de 12 pozos utilizando el módulo de Well Path Desing de Petrel® .....	73
<b>Figura 4. 11</b> Perforación de 10 pozos utilizando el módulo de Well Path Desing de Petrel® .....	74
<b>Figura 4. 12</b> Perforación de 8 pozos utilizando el módulo de Well Path Desing de Petrel® .....	76
<b>Figura 4. 13</b> Gastos de aceite y agua para el modelo acoplado y no acoplado .....	78
<b>Figura 4. 14</b> Presión media del campo y producción acumulada de aceite para el modelo acoplado y no acoplado .....	79
<b>Figura 4. 15</b> Tasa de velocidad de erosión y temperatura en el riser de producción para el modelo acoplado y no acoplado.....	80
<b>Figura 4. 16</b> Gastos de aceite y agua para distintas profundidades del contacto agua-aceite .....	81
<b>Figura 4. 17</b> Presiones medias del sistema y producciones acumuladas de aceite para distintas profundidades del contacto agua-aceite .....	82
<b>Figura 4. 18</b> Tasa de Velocidad de Erosión y Temperaturas en el riser de producción para distintas profundidades del contacto agua-aceite .....	83
<b>Figura 4. 19</b> Gastos de aceite y agua para los escenarios de 12, 10 y 8 pozos .....	84
<b>Figura 4. 20</b> Presión media del sistema y producción acumulada de aceite para los escenarios de 12, 10 y 8 pozos .....	85
<b>Figura 4. 21</b> Tasa de Velocidad de Erosión y temperaturas en el riser de producción para los escenarios de 12, 10 y 8 pozos .....	86
<b>Figura 4. 22</b> Gastos de Aceite y agua para distintos esquemas de extracción .....	87
<b>Figura 4. 23</b> Presión media en el sistema y producciones acumuladas de aceite para distintos esquemas de extracción. ....	88
<b>Figura 4. 24</b> Tasa de Velocidad de Erosión y temperaturas en el riser de producción para distintos esquemas de extracción.....	89

<b>Figura 4. 25</b>	Gastos de Aceite y agua para los distintos escenarios simulados.....	91
<b>Figura 4. 26</b>	Presión media en el sistema y producciones acumuladas de aceite para los distintos escenarios simulados. Poner flechas .....	92
<b>Figura 4. 27</b>	Tasa de Velocidad de Erosión y temperaturas en el riser de aceite para los distintos escenarios simulados. ....	94
<b>Figura 4. 28</b>	Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para el VPN del escenario 6.....	100
<b>Figura 4. 29</b>	Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para la TIR del escenario 6. ....	101
<b>Figura 4. 30</b>	Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para la Ei para el escenario 6.....	103
<b>Figura 4. 31</b>	Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para el VPN para el escenario 2. ....	104
<b>Figura 4. 32</b>	Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para la TIR para el escenario 2. .	106
<b>Figura 4. 33</b>	Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para la Ei del escenario 2. ....	107
<b>Figura 4. 34</b>	Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para el VPN del escenario 13.....	109
<b>Figura 4. 35</b>	Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para la TIR para el escenario 13	110
<b>Figura 4. 36</b>	Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para la Ei del escenario 13 .....	112
<b>Figura 4. 37</b>	Comportamiento del VPN para distintos precios de barril de petróleo en los escenarios analizados con los costos de inversión actuales .....	115
<b>Figura 4. 38</b>	Comportamiento de la TIR para distintos precios de barril de petróleo en los escenarios analizados con los costos de inversión actuales .....	116
<b>Figura 4. 39</b>	Comportamiento de la Ei para distintos precios de barril de petróleo en los escenarios analizados con los costos de inversión actuales .....	116
<b>Figura 4. 40</b>	Comportamiento del VPN en los escenarios analizados con variación de las inversiones de capital y precio de barril de aceite de 50 dls .....	117
<b>Figura 4. 41</b>	Comportamiento de la TIR en los escenarios analizados con variación de las inversiones de capital y precio de barril de aceite de 50 dls .....	118
<b>Figura 4. 42</b>	Comportamiento de la Ei en los escenarios analizados con variación de las inversiones de capital y precio de barril de aceite de 50 dls .....	118
<b>Figura A. 1</b>	Proceso de adquisición sísmica (Open Learn, 2011) .....	124
<b>Figura A. 2</b>	Cubo sísmico de un campo de aceite y gas (Veritas DGC, 2010).....	125
<b>Figura B. 1</b>	Sistemas de desarrollo de campos en aguas profundas (Wood Group Mustang and Offshore Magazine, 2011).....	128
<b>Figura B. 2</b>	Consideraciones para elegir el sistema de perforación/producción en aguas profundas (Dorgant Paul, 2001) .....	129
<b>Figura B. 3</b>	Componentes de un FPSO (Rodriguez Toral, 2009) .....	132
<b>Figura B. 4</b>	Ejemplo un grupo de yacimientos desarrollados con desde una plataforma principal (Shell, 2009) .....	134
<b>Figura B. 5</b>	Componentes básicos de una instalación submarina (Shell, 2009) .....	135

## Índice de Tablas

<b>Tabla 1. 1</b> Campos importantes en aguas profundas alrededor del mundo. Elaboración propia. ....	18
<b>Tabla 1. 2</b> Pozos perforados por PEMEX en aguas ultra-profundas de 2012 a la fecha. Elaboración propia.....	21
<b>Tabla 1. 3</b> Bloques adjudicados en la Cuenca Salina (CNH, 2016).....	25
<b>Tabla 1. 4</b> Bloques adjudicados en el Cinturón Plegado de Perdido (CNH 2016).....	25
<b>Tabla 4. 1</b> Características generales del campo Set.....	49
<b>Tabla 4. 2</b> Datos de la malla de simulación del campo Set en ECLIPSE ®.....	52
<b>Tabla 4. 3</b> Características de los pozos a perforar en el campo Set.....	53
<b>Tabla 4. 4</b> Características de la línea de flujo 3 (cabezal de cada pozo a cabezal de recolección más cercano).....	57
<b>Tabla 4. 5</b> Características de la línea de flujo 2 (Manifold 2 - Manifold 1) .....	57
<b>Tabla 4. 6</b> Características de la línea de flujo 1 (Manifold 1- Base de riser).....	58
<b>Tabla 4. 7</b> Características del Riser de producción.....	58
<b>Tabla 4. 8</b> Características de la red de transporte del campo Set en Pipesim®.....	59
<b>Tabla 4. 9</b> Características de los diferentes escenarios simulados. ....	68
<b>Tabla 4. 10</b> Condiciones iniciales como consecuencia de la incertidumbre del contacto de fluidos agua-aceite .....	70
<b>Tabla 4. 11</b> Condiciones iniciales de operación de 12 pozos .....	72
<b>Tabla 4. 12</b> Condiciones iniciales de operación de 10 pozos .....	73
<b>Tabla 4. 13</b> Condiciones iniciales de operación de 8 pozos .....	75
<b>Tabla 4. 14</b> Resultados para todos los escenarios .....	95
<b>Tabla 4. 15</b> Indicadores económicos para todos los escenarios.....	97
<b>Tabla 4. 16</b> Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para el VPN para el escenario 6 ....	99
<b>Tabla 4. 17</b> Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para la TIR para el escenario 6.....	99
<b>Tabla 4. 18</b> Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para la Ei para el escenario 6 .....	102
<b>Tabla 4. 19</b> Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para el VPN para el escenario 2 ..	102
<b>Tabla 4. 20</b> Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para la TIR para el escenario 2....	105
<b>Tabla 4. 21</b> Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para la Ei para el escenario 2 .....	105
<b>Tabla 4. 22</b> Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para el VPN para el escenario 13	108
<b>Tabla 4. 23</b> Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para la TIR para el escenario 13..	108
<b>Tabla 4. 24</b> Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para la Ei del escenario 13.....	111
<b>Tabla B. 1</b> Máximas profundidades de operación de algunos equipos costa afuera.Elaboración propia	129

## **Objetivo**

Evaluar la importancia de la implementación de un Modelo Integrado de Activo en un campo en aguas profundas desde su fase inicial de planeación, considerando:

- La Incertidumbre sub-superficial: Localización del Contacto de Fluidos Agua-Aceite
- La Sensibilidad del número de pozos
- Alternativas de inicio de producción

Para definir distintas estrategias de desarrollo en el caso de estudio.

## **Justificación**

En la industria petrolera ha sido una práctica común la planeación de desarrollo de campos desde distintas perspectivas: yacimiento, pozo e instalaciones superficiales; sin que sus elementos se encuentren vinculados entre sí. Estas simplificaciones han permitido la solución de muchas de las problemáticas encontradas en los desarrollos convencionales, no obstante, dada la sensibilidad de las estrategias para el desarrollo de campos en aguas profundas y los altos costos involucrados, la toma de decisiones debe fundamentarse en un análisis integral del sistema; considerando desde el inicio del proyecto las variables que impactan de manera relevante los planes de desarrollo de los campos petroleros.

Estos son algunos de los motivos por los que resulta necesaria la elaboración de un plan de desarrollo integrado que considere un panorama amplio de posibles escenarios, en función de distintas estrategias de extracción e incertidumbres geológicas, petrofísicas y económicas. Lo anterior, con el objetivo de realizar el diseño óptimo del mismo, de las instalaciones superficiales y la estimación de perfiles de producción adecuados, sin importar finalmente qué escenario se elija para ejecutar.

## Resumen

Debido a sus altas complejidades, como lo son las profundidades elevadas, los cambios bruscos de temperatura, las limitaciones de espacio operacional, el manejo de la producción, entre otras; los proyectos en aguas profundas usualmente no disponen de información detallada y requieren del uso de tecnologías complejas respecto a los desarrollos terrestres, lo que deriva en una incertidumbre elevada y altos costos de inversión. Adicionalmente, los desarrollos marinos son altamente sensibles a los precios de los hidrocarburos, por ejemplo, el punto de equilibrio para asegurar la rentabilidad de estos proyectos, actualmente se encuentra cercano a los \$50 dólares. Por esta razón, optimizar el esquema de extracción y diseño de las instalaciones es indispensable para maximizar su valor, con los niveles de incertidumbre manejados.

En este sentido, los Modelos Integrados de Activo se han convertido una práctica cada vez más usual, que fortalece la toma de decisiones, al permitir un análisis conjunto del efecto de las variables involucradas, por lo que su uso en proyectos de aguas profundas debe ser fomentado como una mejor práctica a nivel mundial. En México, a raíz de la Reforma de 2013, se espera que los desarrollos en aguas profundas se vean beneficiados; por ello, entender la aplicación de los modelos integrados en esta fase es de suma importancia para obtener el mayor beneficio de los recursos disponibles.

En este trabajo se aplica un Modelo Integrado a un campo de aguas profundas en su fase inicial de planeación, a partir de parámetros de yacimiento y red de transporte estáticos y dinámicos, para definir comparar resultados técnicos y de rentabilidad de un modelo integrado respecto a un modelo tradicional y generar distintas estrategias de desarrollo que consideran incertidumbres del sistema sub-superficial, superficial y de mercado.

## **Abstract**

Due to its high complexities, such as high depths, sudden temperature changes, limitations of operational space, production management, etc.; deepwater projects usually do not have detailed information and require the use of complex technologies with respect to terrestrial developments, resulting in high uncertainty and high investment costs. In addition, marine developments are highly sensitive to hydrocarbon prices, for example, the break-even point to ensure the profitability of these projects, currently close to \$ 50 dollars. For this reason, optimizing the scheme of extraction and design of the facilities is indispensable to maximize its value, with the levels of uncertainty handled.

In this sense, Integrated Asset Models have become an increasingly common practice, which strengthens decision making, by allowing a joint analysis of the effect of the variables involved, so their use in deepwater projects must be promoted as a best practice worldwide. In Mexico, following the 2013 Reform, deepwater developments are expected to benefit; understanding the application of the integrated models in this phase has a great importance to obtain the greatest benefit from the available resources.

In this work, an Integrated Model is applied to a deepwater field in its initial planning phase, based on static and dynamic reservoir and transport network parameters, to compare the technical and profitability results of an integrated model with respect to a traditional approach and generate different development strategies that consider uncertainties of the sub-superficial, superficial systems and market.

## Introducción

Los proyectos petroleros de exploración y extracción costa afuera profundos han tomado gran importancia en la industria energética mundial, por tal motivo, a lo largo de sus cuatro capítulos, este trabajo busca proporcionar al lector un conocimiento general de las características, retos técnicos y la importancia de implementar un Modelo Integrado de Activo para los planes de desarrollo de los mismos.

En el **Capítulo 1** se trata la evolución y situación actual de algunos de los proyectos más importantes costa afuera profundos alrededor del mundo, para después abordar brevemente las zonas de interés en las aguas profundas de México, así como algunos aspectos relevantes de la Ronda de Licitación 1.4 como resultado de la reciente Reforma Energética Nacional.

Posteriormente en el **Capítulo 2**, se tratan las características y retos técnicos y económicos identificados en este tipo de proyectos a lo largo de las operaciones de exploración, perforación y planeación. Estas complejidades técnicas y financieras propias de los campos costa afuera profundos, demandan mejores estrategias de desarrollo, que consideren un alto grado de interacción interdisciplinaria para lograr una administración eficiente de recursos en un entorno de alta incertidumbre. En este sentido, en el **Capítulo 3** se presentan las características de los Modelos Integrados de Activo, una metodología que fortalece la toma de decisiones en los planes de desarrollo de campos petroleros, al permitir un análisis conjunto del sistema integral de producción: yacimiento, pozo, líneas de flujo e instalaciones de proceso.

Para finalizar en el **Capítulo 4**, se incluye un ejemplo de aplicación de un Modelo Integrado de Activo de un campo en Aguas Profundas en su fase inicial de desarrollo, con el objetivo de comparar el comportamiento de la metodología convencional con la integrada, y considerar distintas incertidumbres técnicas y financieras en los elementos del sistema integral de producción para seleccionar el mejor escenario de extracción en el caso de estudio seleccionado.

# CAPÍTULO 1. Revisión de la literatura

## 1.1 Contexto Internacional de Aguas Profundas

Las actividades de exploración y extracción en la industria petrolera se distribuyen alrededor del mundo en campos localizados en tierra o costa afuera. Estos últimos, de acuerdo con el tirante de agua, pueden clasificarse, de acuerdo al tirante de agua, como someros, profundos y ultra-profundos. Sin embargo, no existe una profundidad estándar a nivel mundial a partir de la cual a un campo petrolero se le clasifique como de aguas profundas, toda vez que su definición depende de la experiencia técnica con la que cuenta cada institución o país. Algunas de las definiciones, referenciadas con base en la distancia entre el nivel medio del mar y el lecho marino (tirante de agua), son:

1. 300 metros para el Servicio de Administración de Minerales de EE. UU. (MMS, por sus siglas en inglés).
2. 500 metros en México<sup>1</sup>
3. 400 metros para Noruega<sup>2</sup>.
4. Entre 610 y 1380 metros para el Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés).

Una síntesis esquemática de la evolución del desarrollo de campos operados por la compañía Shell en aguas profundas se presenta en la **Figura 1. 1** donde se observa que, si bien las primeras operaciones costa afuera se realizaron en el Golfo de México a profundidades cercanas a los 300 metros, con el paso del tiempo diferentes naciones como Brasil, Noruega y Nigeria han incorporado reservas a mayores tirantes de agua.

Como es de esperar, a la par de la evolución de los métodos de exploración y prospección para localizar yacimientos en zonas más profundas, surgieron nuevos retos en las actividades de perforación y producción. Debido a las condiciones técnicas cada vez más complejas, estos proyectos demandan el avance tecnológico que permita perforar hasta el intervalo objetivo ejecutando operaciones seguras con ayuda de personal capacitado y herramientas óptimas. En la **Figura 1. 2** puede

observarse que el avance en las actividades de perforación y producción en aguas profundas no ha evolucionado simultáneamente. Por ejemplo, la profundidad récord de perforación de un pozo exploratorio en 2015 era a más de 3,000 m de tirante de agua, mientras que los récords de instalación de un árbol submarino y las capacidades de operación del equipo costa afuera no excedían tal distancia. Adicionalmente, mientras la perforación de un pozo a 2,134 m de tirante de agua se realizó en el año 1983, no fue hasta el año 2001 cuando se superó este récord para una instalación submarina y hasta 2007 una instalación costa afuera fue instalada para operar a ese tirante de agua.

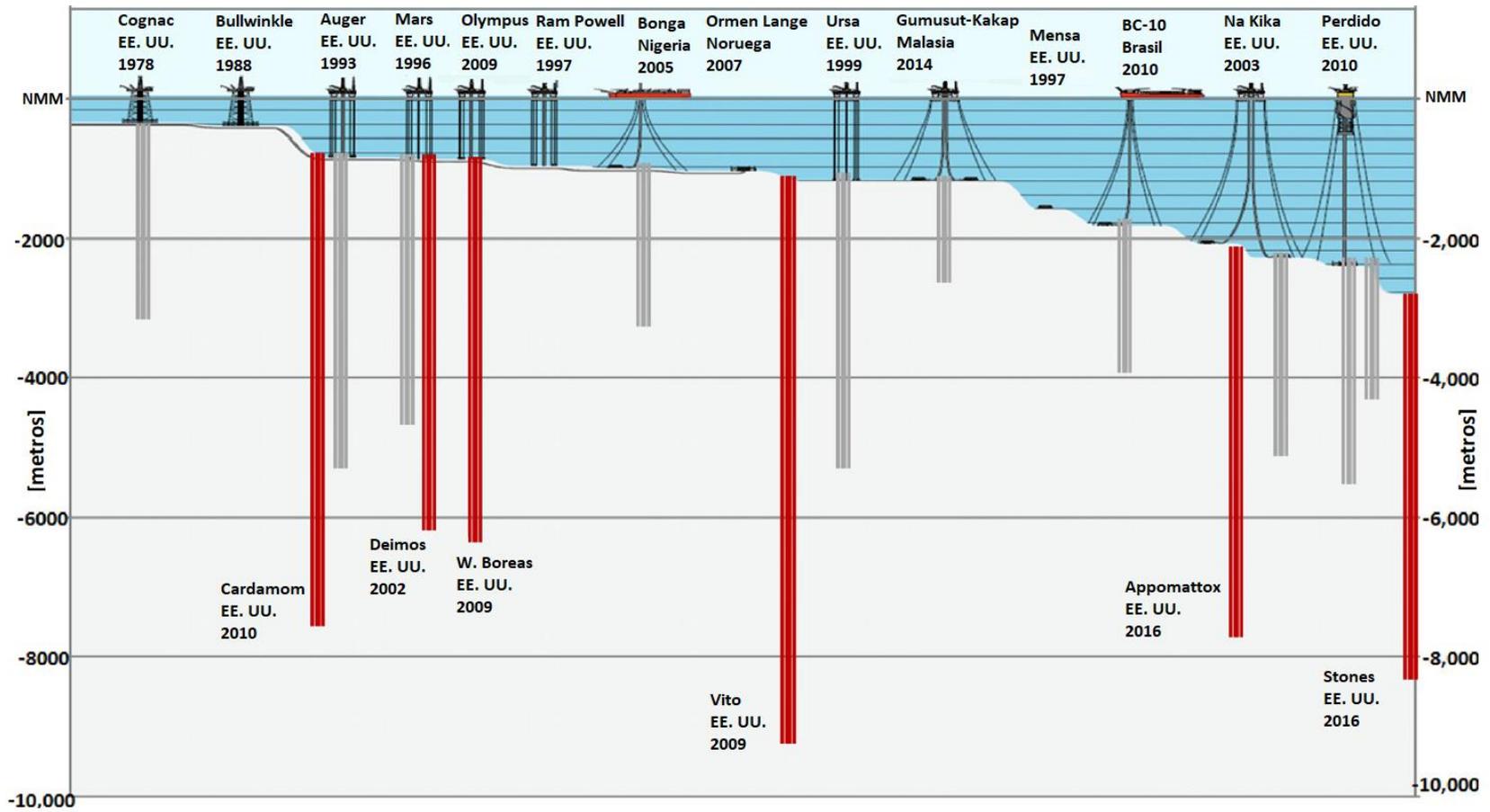


Figura 1. 1 Evolución del desarrollo de campos y pozos en aguas profundas (Dekker, M., & Reid, D., 2014).

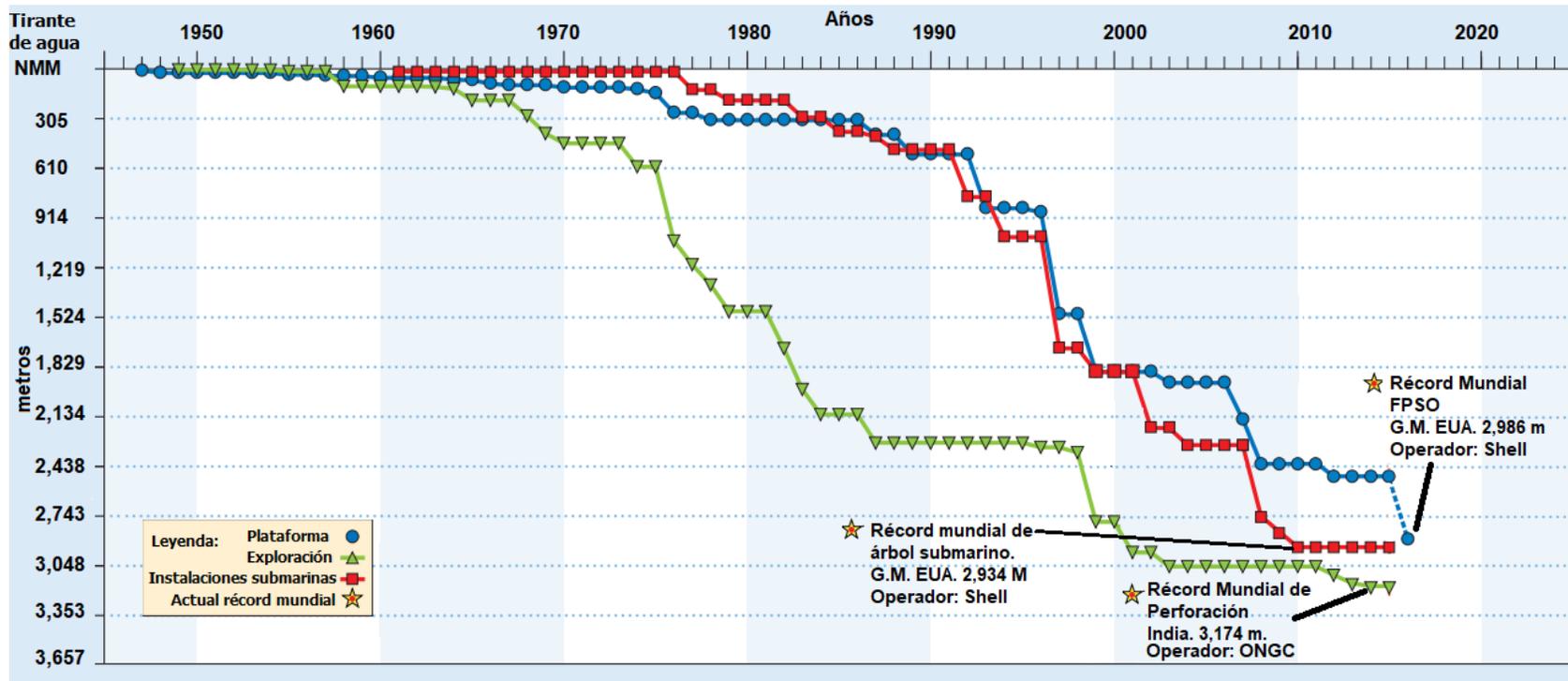


Figura 1. 2 Avance en la tecnología de exploración, perforación y producción en aguas profundas (Deepwater Solutions & Records for Concept Selection, Offshore 2015).

### 1.1.1 Zonas de interés

Alrededor del mundo las zonas marinas que destacan por su alto potencial de reservas o extracción de hidrocarburos en aguas profundas se encuentran en el mar del Norte, India, Indonesia, Brasil, Golfo de México, Angola, Congo, Nigeria, Guinea Ecuatorial, Costa de Marfil, el Mar Mediterráneo y Australia. El incremento en los precios del barril de petróleo entre 2007 y 2008<sup>3</sup> propició el interés en los proyectos en aguas profundas en zonas previamente identificadas, **Figura 1. 3**. Para facilitar su estudio, las cuencas de interés se han agrupado en las siguientes<sup>4</sup>:

1. Golfo de México.
2. Brasil.
3. Delta del Níger.
4. Litoral Occidental de Australia.
5. Zona sur del Mar de China.
6. Litoral de Japón e India.
7. Mar Mediterráneo.
8. Costas de Noruega, al margen del Océano Atlántico.
9. Norte de Escocia.

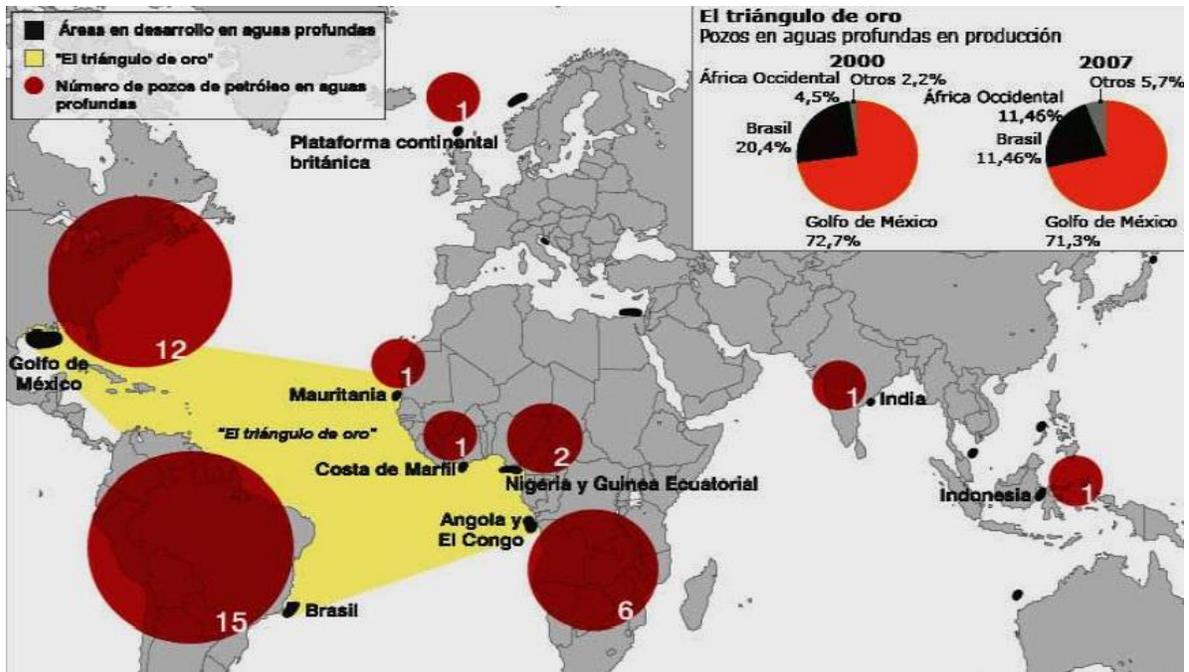


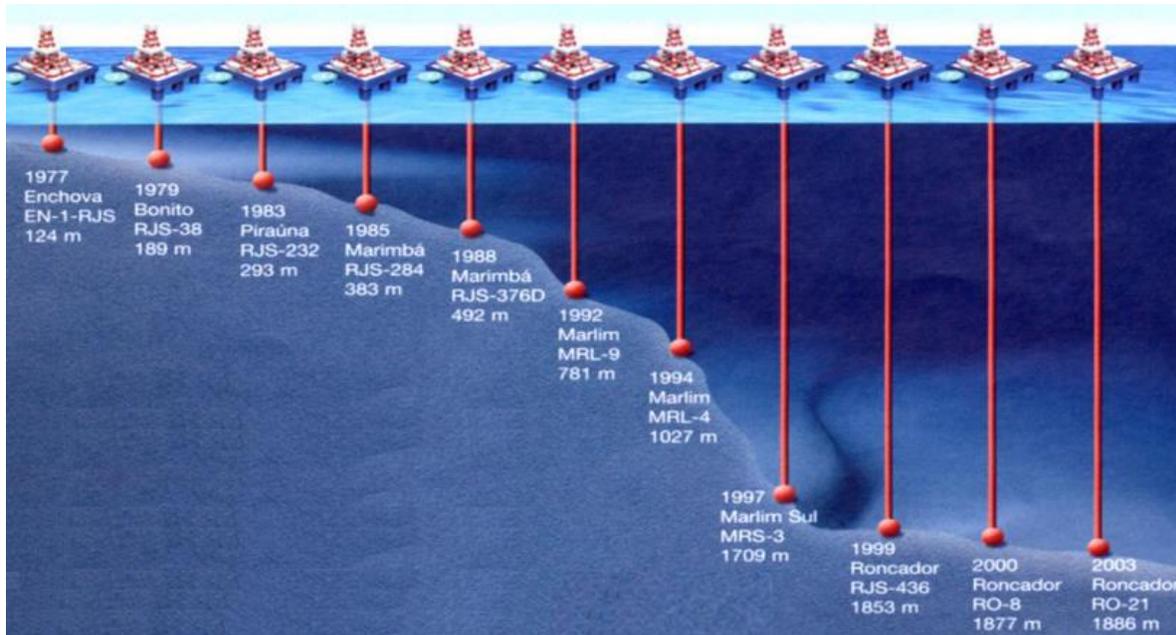
Figura 1. 3 Áreas de desarrollo y/o extracción en aguas profundas 2008 (Velasco Ibañez, 2011).

En la **Tabla 1.1**, se muestran datos puntuales de los campos más importantes alrededor del mundo. Como se observa, con el paso del tiempo los descubrimientos realizados han aumentado en profundidad y complejidad técnica. No obstante, el tiempo requerido desde el descubrimiento del campo hasta su primera producción también ha aumentado. Para esta recopilación de datos, en promedio, tal característica toma 8.5 años, siendo el campo Cognac, el primero en perforarse y más somero, el que muestra el menor tiempo y los campos Laverda y 2A-2B los que más tiempo tomarán.

En América, pese a que el mayor número de activos en aguas profundas se ha hecho en Estados Unidos, son remarcables los avances tenidos en Brasil, que pasó de tirantes de agua de 124 m en 1977 a 1,886 m para 2013, **Figura 1.4**.

**Tabla 1. 1 Campos importantes en aguas profundas alrededor del mundo. Elaboración propia.**

PAÍS	CAMPO	TIRANTE DE AGUA (m)	FECHAS		DATOS IMPORTANTES
			Descubrimiento	Inicio de Producción	
NIGERIA	Bonga <sup>5</sup>	900-1200	1996	2005	En 2015 había producido 600 millones de barriles de aceite.
ANGOLA	Girasol <sup>6</sup>	1350	1996	2002	En 2002 alcanzó una producción de 200,000 bpd.
AUSTRALIA	Laverda <sup>7</sup>	809	2000	2019	1. Las reservas 2P ascienden a 69 MMbpe. 2. Implementará un sistema de bombas multifásicas submarinas, con una inversión general calculada en \$1.9 billones de dólares.
BRASIL	Marlim <sup>8</sup>	900	1985	1991	Cuenta con el primer sistema de separación de aceite pesado para aguas profundas en el lecho marino, con un costo de \$90 millones de dólares.
ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA	Cognac	312	1975	1979	Primer campo desarrollado en aguas profundas.
	Auger <sup>9</sup>	830	1984	1994	Fue producido con una plataforma originalmente diseñada para una capacidad de producción de 40,000 bpd, una vez alcanzado el pico de producción su capacidad tuvo que incrementarse a más de 100,000 bpd.
INDIA	2A-2B <sup>10</sup>	300-3,200	2000	2019-2020	Se esperan producciones diarias de 77,305 b/d y 3.81 MMsm <sup>3</sup> /d.
MALASIA	Kikeh <sup>11</sup>	1,330	2002	2007	Mantuvo gastos de producción de 120,000bpd por dos años.
INDONESIA	West <sup>12</sup>	800-1,200	1998	2003	Producción de 40,000 bpd.
FILIPINAS	Malampaya <sup>13</sup>	820	1998	2001	Tasas de producción de 1.17 MMm <sup>3</sup> .
ISRAEL	Leviathan <sup>14</sup>	1,500	2010	2017	El primer pozo exploratorio Leviathan-1 a una profundidad de 5,170 metros costó \$92.5 millones de dólares.
NORUEGA	Ormen Lange <sup>15,16</sup>	820	1997	2007	1. Su producción diaria es de 400 MMsm <sup>3</sup> de gas. 2. Shell ha utilizado la mejor tecnología subsea para desarrollar el campo.



**Figura 1. 4 Proyectos costa afuera en la Cuenca de Campos, Brasil (Villegas González, 2005).**

## 1.2 Contexto nacional de aguas profundas

México considera los yacimientos localizados bajo un tirante de agua de más de 500 metros como proyectos costa afuera profundos y ultra-profundos a los que se ubican en más de 1,500 m<sup>17</sup>. En el Golfo de México se han identificado tres áreas de interés en aguas profundas: Área Perdido, Golfo de México Sur y Golfo de México B, **Figura 1. 5**.

Procedente de las zonas antes mencionadas, como se muestra en la **Figura 1. 6**, para 2025 la Secretaría de Energía estima alcanzar una producción de aceite de 800 Mbdp, principalmente con una aportación principal del Área de Perdido.

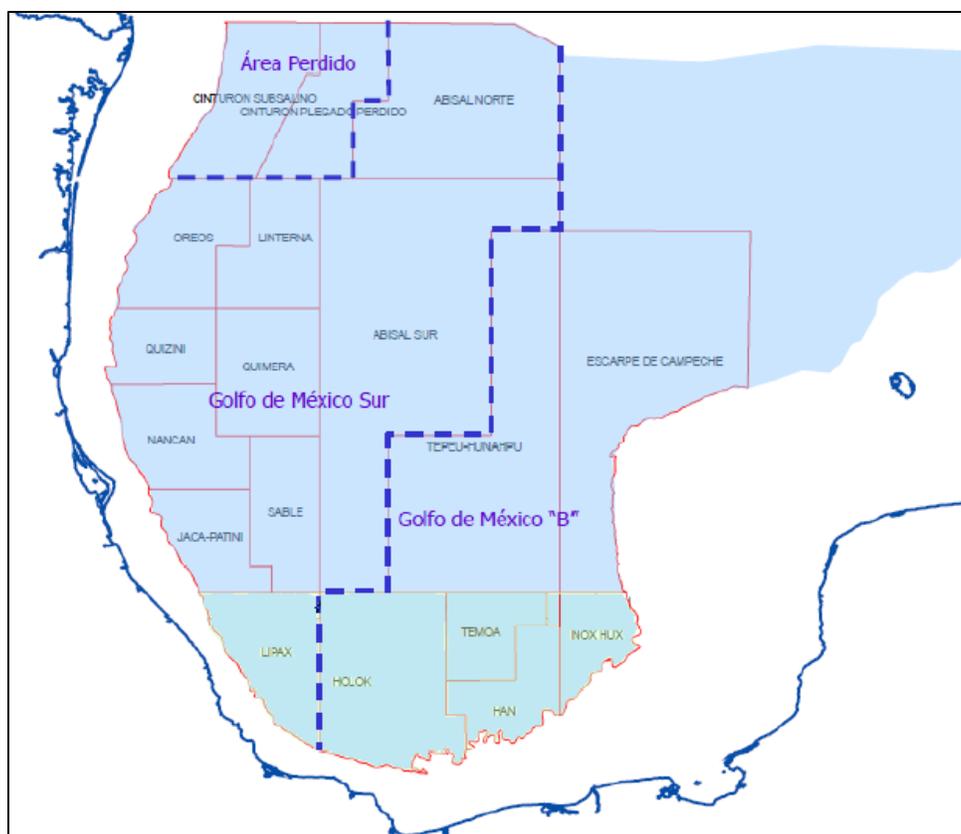


Figura 1. 5 Provincias petroleras del Golfo de México (Velasco Ibañez, 2011).

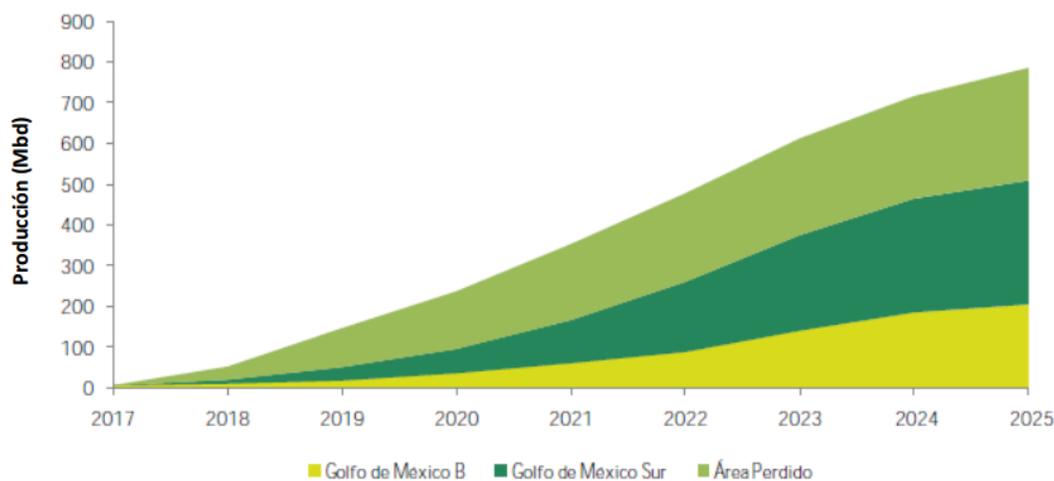


Figura 1. 6 Producción esperada de aguas profundas para 2017-2025 (Barranco Cicilia, 2012)

Con el objetivo de identificar y extraer los recursos de este tipo, la **Figura 1. 7** muestra esquemáticamente los pozos en aguas profundas y ultra-profundas que habían sido perforados por PEMEX hasta el 2012, diez de los cuales resultaron improductivos/ no

comerciales<sup>17</sup>. La **Tabla 1. 2** complementa los datos anteriores, ofreciendo información de los últimos pozos perforados por PEMEX en el Golfo de México de 2012 a 2016.

**Tabla 1. 2 Pozos perforados por PEMEX en aguas ultra-profundas de 2012 a la fecha. Elaboración propia**

<b>NOMBRE DEL POZO</b>	Tirante de agua (M)	Profundidad (mdnm)	Año de perforación	Resultado
MAXIMINO-1 <sup>18</sup>	2,922	6,860	2012	Aceite ligero
EXPLORATUS-1 <sup>19</sup>	2,500	6,130	2013	Gas y condensado
NOBILIS <sup>20</sup>	3,030	6,000	2016	Aceite ligero

De acuerdo con los descubrimientos de PEMEX al primero de enero de 2015, se incorporaron a la cuenca del golfo de México profundo 550 MMbpce en reservas 3P<sup>21</sup>, lo cual representa el 66% del total de las reservas posibles incorporadas hasta ese año en el país. Sin embargo, en comparación con las operaciones realizadas en el territorio estadounidense del Golfo de México<sup>22</sup>, los descubrimientos de PEMEX en aguas profundas son indiscutiblemente, menores. A mediados de 2016, Petróleos Mexicanos anunció que los campos aprobados por la Secretaría de Energía para su explotación en tierra requerirían inversiones por \$1,900 MM\$ frente a los \$19,300 MM\$ necesarios para los proyectos Maximino, Trión y Exploratus; y aunque en términos de reservas los primeros acumulan 728 MMbpce en reservas 3P y los ubicados en aguas profundas 1,007 MMbpce<sup>23</sup>, la implementación de tecnología y los riesgos que conllevan los desarrollos no convencionales, resultan demasiado grandes para ser asumidos por una sola empresa<sup>24</sup>. Esta fue una de las razones por las que el gobierno mexicano propuso en 2013 la reforma energética, de la cual se mencionarán más adelante aspectos de interés para el enfoque de este trabajo.

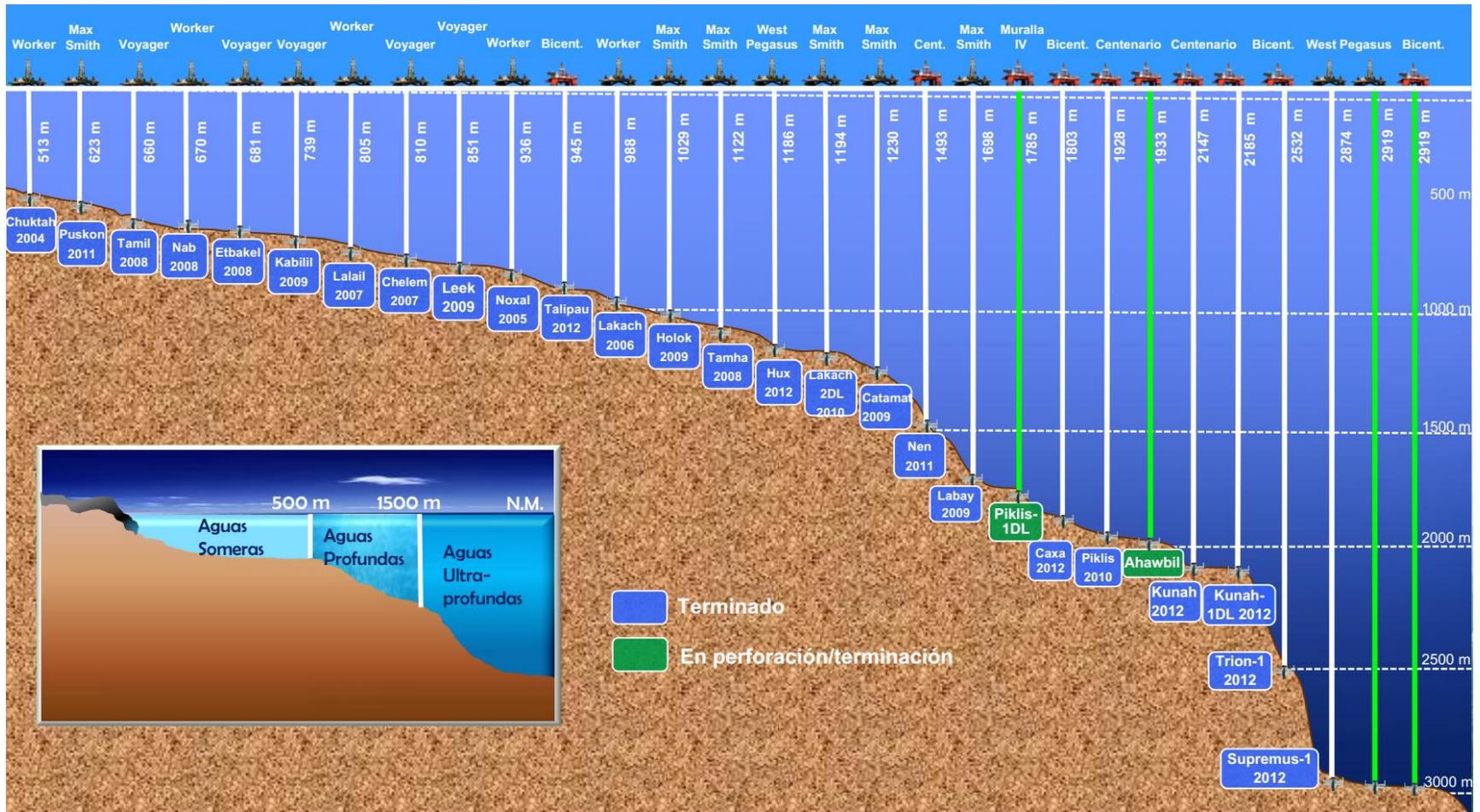


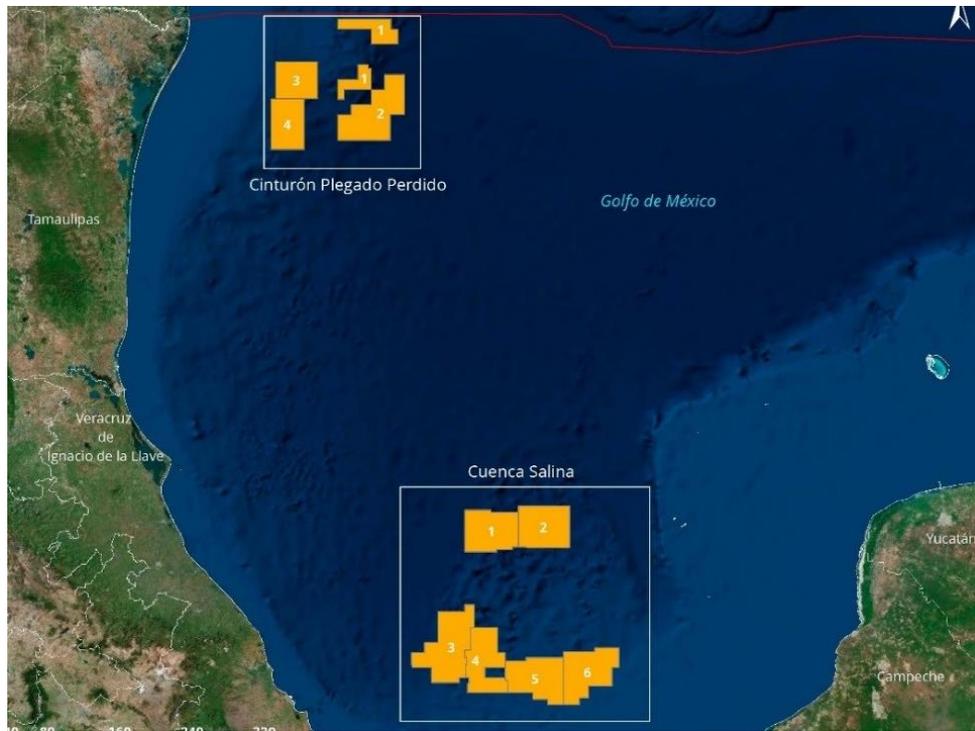
Figura 1. 7 Pozos perforados por PEMEX en aguas profundas y ultra-profundas (Jornadas técnicas, AIPM 2013)

### 1.2.1 Ronda de licitación 1.4

El 5 de diciembre de 2016 CNH llevó a cabo la apertura de propuestas correspondientes a la cuarta licitación de la ronda 1 “Contratos de Licencia para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en aguas profundas”, como resultado de la *Reforma Energética* de 2013. Además de las diez áreas contractuales del Cinturón Plegado de Perdido y la Cuenca Salina del Istmo, que se muestran en la **Figura 1. 8**, se ofertó el campo Trión en asociación de PEMEX, quien posee derechos de explotación y producción, con BHP Billiton, a quien se le transfieren algunos de estos derechos (Acuerdo farm-out). Esta subasta demandó mayor profesionalismo por parte de los órganos reguladores y secretarías federales involucradas en el diseño de las bases de licitación, por la compleja naturaleza de las 10 áreas contractuales a licitar en modelo de contrato tipo Licencia<sup>a</sup>. Además, incrementó los requisitos para los participantes, atrayendo a aquellas compañías con amplia capacidad financiera y larga trayectoria.

---

<sup>a</sup> Contrato que le permite al Estado mexicano otorgar a una empresa privada o en sociedad con Pemex un área para la exploración o extracción de hidrocarburos, a cambio de una contraprestación (derechos e impuestos, parte en regalías y parte de utilidades), que se constituirá en ingresos para los mexicanos. Secretaria de Energía.



**Figura 1. 8 Áreas contractuales de la licitación 1.4 en Aguas Profundas (Rondas México, 2016).**

La **Tabla 1. 3** y **Tabla 1. 4** resumen los datos de los bloques adjudicados para la cuenca Salina y el Cinturón Plegado de Perdido respectivamente.

**Tabla 1. 3 Bloques adjudicados en la Cuenca Salina (CNH, 2016).**

<b>Bloque</b>	<b>Ganador</b>	<b>Regalía adicional ofrecida al Estado</b>
1	Statoil E&P México -BP Exploration Mexico- Total E&P México	10%
2	Desierta	NA
3	Statoil E&P Mexico	10%
4	PC Calgari Mexico Operation	22.9%
5	Murphy Sur	26.91%
6	Desierta	NA

**Tabla 1. 4 Bloques adjudicados en el Cinturón Plegado de Perdido (CNH 2016).**

<b>Bloque</b>	<b>Ganador</b>	<b>Regalía adicional ofrecida al Estado</b>
1	China Offshore Oil Corporation	17.02%
2	Total E&P México	5%
3	Chevron Energía de México & Pemex	7.44%
4	China Offshore Oil	15.01%

Rebasando la expectativa del 40% de éxito que tenía la Secretaría de Energía, el proceso y sus resultados fueron vistos como un gran éxito por el gobierno. La primera

firma de contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas en el área de Perdido se consolidó a finales de febrero de 2017 entre Pemex, Chevron e INPEX, este suceso representa un gran avance en los esfuerzos de México para atraer inversión privada para su sector energético en un momento de dificultades financieras para las compañías petroleras internacionales.

El valor agregado de esta cuarta licitación será la aportación de recursos tecnológicos para aguas profundas por parte de las empresas que en adelante llevarán a cabo la exploración y extracción de hidrocarburos en estos proyectos considerados “no convencionales”<sup>25</sup>. Según datos de SENER/CNH se espera un incremento de producción cercano a 1 millón de barriles, el aumento de 2,000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente en recursos prospectivos y una inversión extranjera directa de 40,000 millones de dólares en los próximos 8 a 10 años.

Fueron tan relevantes los alcances de la ronda 1.4 que, a mediados de 2017 se anunció que la cuarta licitación de contratos para la exploración y explotación de hidrocarburos en aguas profundas de la Ronda 2 se llevará a cabo el próximo 31 de enero del 2018. Busca ofertar 30 áreas contractuales, con recursos prospectivos de 4,228 millones de barriles<sup>b</sup>, distribuidas en el área del Cinturón Plegado Perdido, Cordilleras Mexicanas, Cuenca Salina, y una en la Plataforma de Yucatán<sup>26</sup>.

De modo que, aún queda mucho por hacer para facilitar el desarrollo gradual de tecnologías sofisticadas entorno a los campos de aguas profundas, y resulta de suma importancia identificar los retos y las oportunidades de desarrollo para este tipo de proyectos en nuestro país.

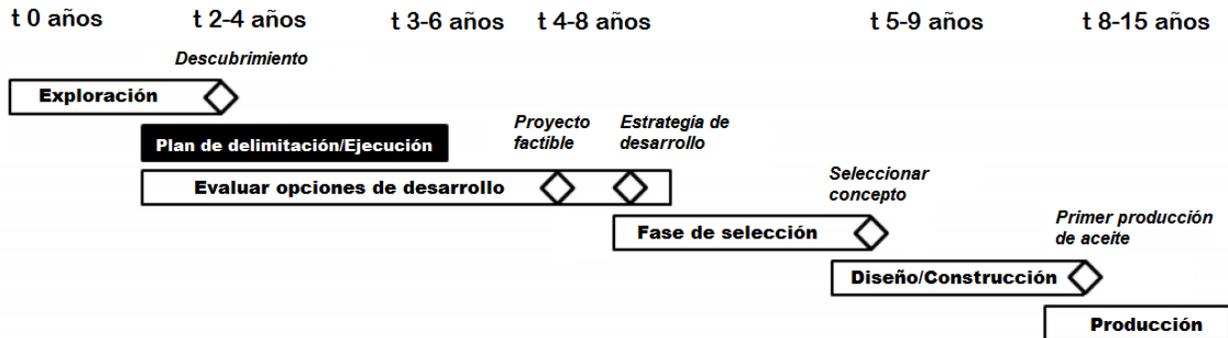
---

<sup>b</sup> Equivalen a casi la mitad de las reservas probadas de México.

## Capítulo 2. Proyectos petroleros en Aguas Profundas

### 2.1 Fases del ciclo de vida de un proyecto petrolero en aguas profundas

En la **Figura 2. 1** se muestran los tiempos estimados para las distintas fases del ciclo de vida de estos desarrollos.



**Figura 2. 1** Tiempos estimados para las distintas fases del ciclo de vida de un proyecto en aguas profundas (Reid, D., Wilson, T., & Dekker, M., 2014).

La fase de exploración comprende identificar el play<sup>27</sup> y, una vez otorgado el permiso de las entidades regulatorias del país, iniciar los estudios sísmicos (cuyos fundamentos se presentan en el **Apéndice A**) para identificar un prospecto. Los estudios complementarios de exploración pueden tomar más de 12 a 18 meses para ser adquiridos, procesados e interpretados y definen completamente el rumbo del proyecto: recomendar, retrasar o descartar la perforación del pozo exploratorio.

De acuerdo a los resultados del pozo exploratorio, se tiene la opción de abandonarlo si no resultó exitoso, o en caso contrario, continuar con la evaluación de los recursos descubiertos. Durante la perforación del pozo exploratorio se toman registros que permiten inferir datos petrofísicos de los objetivos, si estos afirman la presencia de hidrocarburos, el siguiente paso es cuantificar la cantidad de estos volúmenes para justificar la perforación de nuevos pozos, ahora delimitadores, y por ende realizar más inversiones asociadas.

Si se decide continuar con el desarrollo del campo, debe diseñarse un plan de extracción que contemple la infraestructura requerida para el transporte, procesamiento y almacenamiento de la producción esperada, así como el análisis de los retos a enfrentar en su implementación y operación.

## **2.2 Retos identificados en las fases de desarrollo de un proyecto en aguas profundas**

### **2.2.1 Exploración**

Durante la fase de exploración, expertos en Geociencias interpretan los datos de estudios sísmicos y registros de pozo para identificar, con un bajo grado de certeza, los elementos del sistema petrolero, tipos de roca, presiones, permeabilidades, porosidades y otros parámetros petrofísicos. El reto en la exploración radica en disminuir la incertidumbre geológica, que juega un papel importante para el cálculo de tamaño, configuración del yacimiento, estimación de reservas y la aceptación o rechazo del proyecto.

En aguas profundas los pozos que pueden costar hasta \$100 millones de dólares tienen una baja probabilidad de ser exitosos. En algunos casos esta probabilidad puede ser del 30%, como consecuencia del tirante de agua asociado, profundidad total del pozo, altas presiones, altas temperaturas, información escasa, entre otras. Por tal motivo, el proceso de delimitación de un campo puede tomar algunos meses o años, dependiendo de los retos técnicos, estudios de exploración adicionales que se realicen y del número de pozos que se decida perforar en caso de continuar con el desarrollo.

Para aumentar el nivel de certeza en este tipo de desarrollos, se han desarrollado tecnologías que complementan la información de prospección sísmica, como la gradiometría gravimétrica y el sondeo electromagnético<sup>28</sup>.

### **2.2.2 Perforación**

En las perforaciones de aguas profundas encontrar presiones anormales es mucho más común que en las operaciones convencionales, pues a estas profundidades las altas tasas de depositación existentes provocan una rápida acumulación de sedimentos, por lo que los estratos no alcanzan a liberar el agua contenida ni a compactarse, dando como resultado presiones de poro muy elevadas<sup>29</sup>. Además, debido a la sobrecarga de los estratos y el tirante de agua, las presiones de la formación incrementan en tanto más profunda es la perforación.

En el espacio anular del riser, la presión ejercida por el peso de la columna de fluido de control, el cual debe tener la densidad suficiente para equilibrar las altas presiones que puedan encontrarse, causa un aumento lineal en la presión hidrostática desde el nivel medio del mar hasta la cabeza del pozo, favoreciendo con ello la creación de fracturas en formaciones en las que aún no se ha colocado una tubería de revestimiento. Estas fracturas pueden ocasionar la pérdida o entrada de fluidos en el pozo y con ello problemas de descontrol del mismo.

Para prevenir algunos de los problemas a presentarse durante las operaciones de perforación, resulta muy útil predecir adecuadamente el perfil de geopresiones<sup>30</sup>, utilizar fluidos de perforación sintéticos no acuosos que, aunque son mucho más costosos que un lodo base agua, favorecen la estabilidad del agujero y son ambientalmente más aceptados. Adicionalmente, para reducir la presión de la columna de fluido se han desarrollado varias técnicas de perforación de doble gradiente por levantamiento con bombas, gas y otras<sup>31</sup>.

### **2.2.3 Cementación**

La cementación en aguas profundas es un proceso que puede presentar problemas relacionados con la estrecha ventana operativa, las bajas temperaturas y sus efectos en la viscosidad del cemento, calidad y tiempos de fraguado<sup>32</sup>.

Si la cementación no provee un aislamiento efectivo y duradero, es común que se presenten flujos someros de agua o gas en los pozos, los cuales pueden generar

importantes pérdidas de millones de dólares y problemas de control del pozo, como los ocurridos en el campo Ursa en la década de 1990<sup>33</sup>.

El manejo de estos problemas es de suma importancia, por las consecuencias que previamente se han mencionado y para su mitigación se han desarrollado distintas técnicas, entre ellas el uso de una fase gaseosa (p. ej., nitrógeno) en la lechada de cemento, el cual permite crear una mezcla liviana con bajos tiempos de fraguado, que además previene los flujos de agua o gas, bajo ambientes extremos de temperaturas que llegan a ser hasta de 4°C<sup>34</sup>.

#### **2.2.4 Terminación**

Dentro de los desafíos más grandes de la terminación en proyectos de extracción profundos se encuentran las altas tasas de producción, que van de 5,000 a 30,000<sup>35</sup> o más barriles por día, y aunque tal condición es crucial para la rentabilidad del proyecto, en la mayoría de los casos a largo plazo impedirá la producción eficiente del sistema. La tecnología de las terminaciones en ambientes profundos se ha enfocado en dos puntos principales: disminuir el tiempo no productivo para evitar costos de renta de la plataforma innecesarios y disminuir o eliminar las intervenciones futuras a lo largo de la vida del pozo<sup>35</sup>.

Conforme aumenta la profundidad del tirante de agua, las técnicas y procedimientos de terminación disponibles se reducen. Por ejemplo, a profundidades mayores a los 1,800 metros deben utilizarse árboles de producción colocados en el lecho marino con medidores de presión y temperatura, así como válvulas de control de flujo automatizadas<sup>35</sup>.

Las terminaciones inteligentes se han vuelto más comunes en el desarrollo de campos de aguas profundas porque permiten maximizar la producción del yacimiento minimizando los costos. Empleando una terminación inteligente se pretende lograr la automatización completa de pozos e instalaciones de proceso gracias a que el sistema es capaz de recolectar, transmitir y analizar la producción o inyección de

fluidos en los pozos de una o varias zonas; permitiendo actuar a distancia para controlar el flujo y registrando datos en tiempo real.

### **2.2.5 Infraestructura de producción**

La selección de las instalaciones superficiales costa afuera (algunos de las cuales se detallan en el **Apéndice B**), es un concepto complejo asociado a un alto nivel de riesgo y representa una de las decisiones más críticas en la etapa de planeación de un proyecto. Las prácticas más comunes en la industria consideran métodos determinísticos y casos de estudio como fundamento para los pronósticos de producción, los cuales son producto de la geología e ingeniería de yacimientos. Sin embargo, en la mayoría de los proyectos, las incertidumbres del yacimiento no son consideradas para el diseño y la elección de las mismas.

La falta de integración conduce a ignorar un rango de escenarios alternativos e incertidumbres, generando un alto riesgo de sub o sobreestimar el diseño de infraestructura<sup>36</sup>. Este último aspecto, entre otros de sus efectos, impacta la capacidad de producción del yacimiento y genera infraestructura de altos costos.

Configurar diseños y tamaños de instalaciones con características flexibles que permitan su futura expansión o reducción, otorga la posibilidad de hacer frente a las condiciones cambiantes del yacimiento y tomar mejores decisiones respecto a su selección. Las opciones más factibles son las Unidades Flotantes de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSO, por sus siglas en inglés) y los buques cisterna, los cuales pueden ser transferidos en caso de que los campos a los que han sido asignados no cumplan con las expectativas<sup>37</sup>. Adicionalmente, un enfoque integrado en la planeación, ayuda a reducir los riesgos, captura la sinergia del desarrollo y minimiza los costos de capital<sup>38</sup>.

### **2.2.6 Sistemas artificiales de producción**

Cuando los campos en aguas profundas entran en la fase de producción, es necesaria la aplicación de innovadoras tecnologías que permitan producir

económicamente los hidrocarburos provenientes del yacimiento hacia el mercado. Los sistemas artificiales de producción son técnicas utilizadas para lograr tal objetivo e incrementar la recuperación de hidrocarburos. Los dispositivos de levantamiento artificial deben instalarse tan cerca de la zona productora como sea posible, pero en aguas profundas los ambientes extremos en los que se realizan tales operaciones representan, para los diseños convencionales, importantes retos respecto a complejidad y costos para su instalación o reemplazo<sup>39</sup>.

Aunque la mayoría de los pozos en aguas profundas fluyen de forma natural hacia las instalaciones de producción por cierto periodo, al paso del tiempo la presión en el sistema declina. Pese a que el yacimiento cuenta con suficiente energía para producir los fluidos hasta el lecho marino, la presión no es suficiente para transportarlos hasta las instalaciones de proceso o almacenamiento. Tal situación favorece que importantes cantidades de aceite in situ no puedan recuperarse, impactando con ello la viabilidad de este tipo de proyectos.

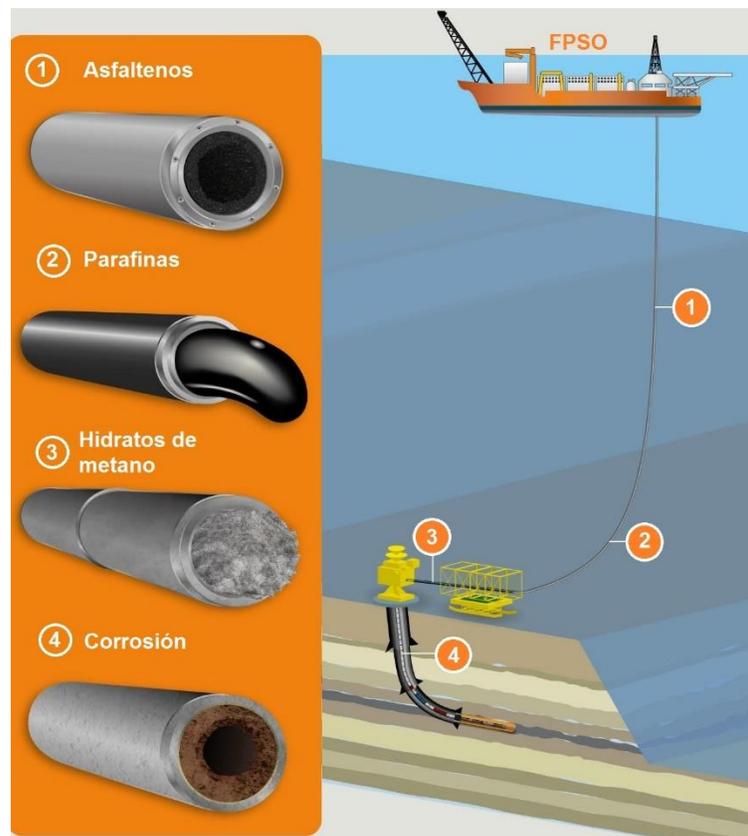
Las compañías de servicios y operadoras han buscado métodos innovadores con bajos costos para producir este tipo de reservas a lo largo del ciclo de vida del proyecto. En los campos submarinos con abundante suministro de gas, el bombeo neumático es el sistema artificial preferido. Desafortunadamente, requiere de amplia, pesada y costosa infraestructura para comprimir el gas, lo que resulta en la mayoría de las veces, poco viable para los sistemas flotantes de producción costa afuera. Por tal motivo, los sistemas de bombeo electrosumergible (ESP, por sus siglas en inglés), se han convertido en una opción más atractiva, gracias su capacidad para manejar grandes volúmenes de fluidos, amplio rango de operación<sup>c</sup>, menor requerimiento de espacio y eficiencias 40% mayores al bombeo neumático<sup>40</sup>. Mientras estos sistemas aplicados a pozos han operado eficientemente, los costos de instalación e intervención siguen siendo una preocupación. Con el objetivo de reducirlos, conceptos como el bombeo desde el lecho marino con boosters y bombas multifásicas ha cobrado mayor importancia en la industria<sup>41</sup>.

---

<sup>c</sup> El récord de longitud de cable para un sistema electrosumergible en aguas profundas es de 2,850 metros.

## 2.2.7 Aseguramiento de flujo

Las bajas temperaturas y altas presiones favorecen la aparición de problemas en los sistemas de producción submarinos. Dependiendo del tipo de aceite y su composición, las condiciones de flujo y ambientales, los problemas pueden variar. Se han identificado, dentro de los más importantes, la deposición de asfaltenos, parafinas, formación de hidratos y corrosión, mostradas en la ~~¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..~~ Sin embargo, la formación de flujo bache, emulsiones y otros, son dificultades que también deben tomarse en cuenta.<sup>42</sup>



**Figura 2. 2 Principales problemas en el aseguramiento de flujo en aguas profundas (Queiroz Galvão E&P, 2015).**

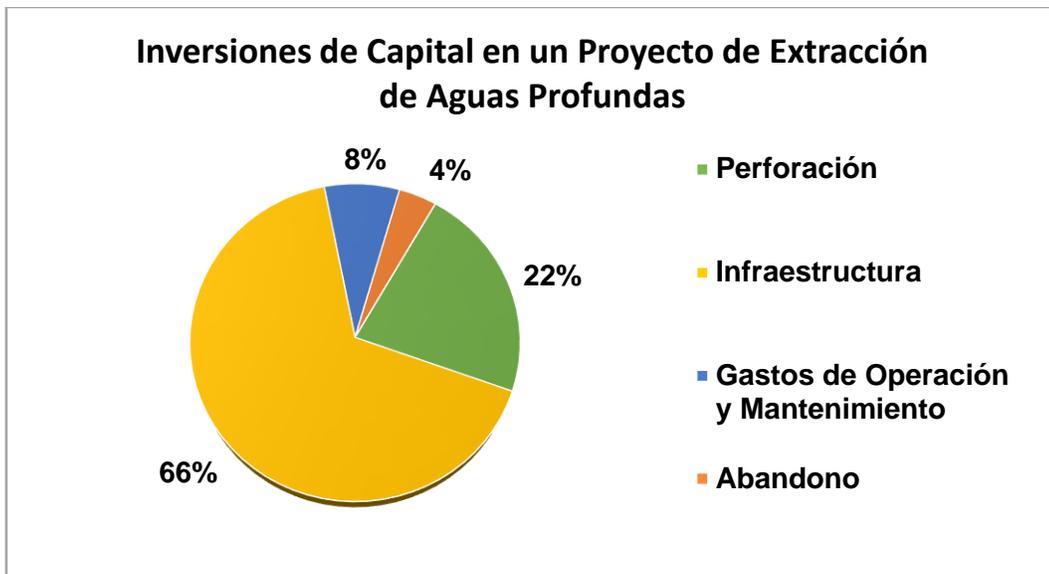
Estos problemas que, si bien se presentan a lo largo de todo el sistema de producción desde el yacimiento, se encuentran altamente relacionados con las redes de transporte en aguas profundas, representan un aspecto fundamental para el desarrollo de campos rentables. La ocurrencia de alguno de ellos puede ocasionar la obstrucción de las líneas y, como consecuencia, la pérdida parcial o completa de la

producción, generando importantes pérdidas monetarias. Por tal motivo, los sistemas y sus componentes deben estar diseñados y operar con el objetivo de asegurar un flujo continuo en todo el sistema, con los gastos de producción planeadas<sup>43</sup>.

La rentabilidad de los desarrollos en aguas profundas a menudo depende de la capacidad de sus diseños para garantizar un flujo controlado y seguro, porque, de ser necesarias, las remediones implican altos costos y tiempos. Dentro de las actividades contempladas para el aseguramiento de flujo se encuentran la planeación de esquemas óptimos de producción y operaciones de prevención y mitigación rentables como el monitoreo constante, inyección de productos químicos, aislamiento térmico, limpieza de tuberías, cambio de gastos de producción, entre otros<sup>44</sup>.

### 2.2.8 Costos

Las inversiones en campos de aguas profundas, como se muestra en la **Figura 2. 3**, son destinadas principalmente a dos conceptos: infraestructura y a la renta diaria de equipos.



**Figura 2. 3 Distribución de las inversiones de capital a lo largo de la vida de un proyecto de extracción en aguas profundas (Deepwater Gulf of Mexico more profitable than previously thought, 1997)<sup>45</sup>**

En 2010, la renta de plataformas de perforación para tirantes de agua mayores a 1,800 m excedía \$1 millón de dólares por día<sup>46</sup>, lo equivalente a casi \$42,000 dólares

por hora. Esto representa aproximadamente el 89% de los costos totales de perforación y terminación<sup>47</sup>. Con relación a esto, un reto que enfrentan las compañías operadoras es la reducción del tiempo no productivo (NPT, por sus siglas en inglés), que llega a ser de hasta un 27% en operaciones de perforación y 35% en el desarrollo de las instalaciones de producción submarinas<sup>46</sup>.

En promedio, los pozos en aguas profundas cuestan más de \$100 millones de dólares (MMdD), la construcción de un barco perforador \$750 MMdD y las operaciones de terminación de pozos a más de 2,134 m de agua, efectuadas desde un equipo de perforación dinámicamente posicionado \$17,000 dólares por hora<sup>48, 49</sup>. La inversión para la infraestructura comúnmente excede \$1,000 MMdD, de los cuales el mayor porcentaje se destina para la construcción del riser, las líneas de flujo y los sistemas de producción flotantes<sup>50</sup>. De instalarse, un sistema de bombeo electrosumergible requerirá costos de entre \$3 a \$5 MMdD<sup>47</sup>.

### **2.2.9 Planeación y diseño**

Mientras mayor cantidad de información sobre el campo a desarrollar se posea, menor es la probabilidad de: tener una mala administración, cálculos erróneos de volúmenes, problemas de aseguramiento de flujo, entrada de agua o cambio en las propiedades de los fluidos<sup>51</sup>. Un plan de desarrollo es poco eficiente si no permite modificar en el futuro los diseños de instalaciones u operaciones como: ubicación del pozo, diámetros y tipo de terminación, y la plataforma o configuración del sistema de producción submarino.

Las consecuencias de un mal diseño del plan de desarrollo de un campo se ven reflejadas en gastos de producción y factores de recuperación más bajos, costos más elevados, importantes pérdidas de millones de dólares y la decisión de aprobar o rechazar el proyecto.

Un reto importante para los proyectos profundos costa afuera es reducir el tiempo que transcurre desde su descubrimiento hasta la primera producción, que comúnmente es de seis a diez años<sup>52</sup>. El tiempo que transcurre desde que el proyecto es aprobado hasta que inician las operaciones o instalación de equipos, no asegura que la

tecnología seleccionada sea la última desarrollada y más conveniente. Por tal motivo, se han aplicado diferentes conceptos a la planeación del desarrollo de campos en aguas profundas para hacerlos más versátiles y eficientes; como la optimización de los procesos y los Modelos Integrados de Activo (IAM, por sus siglas en inglés), que permiten el análisis técnico/económico de las interacciones pozo-yacimiento-instalaciones.

## Capítulo 3. Modelo Integrado de Activo

### 3.1 Definición de un Modelo Integrado de Activo

La creciente necesidad de ampliar las fronteras de los descubrimientos y desarrollos de proyectos en aguas profundas implica importantes inversiones de capital, altos niveles de complejidad e incertidumbre que exigen una rigurosa planeación del proceso de extracción y diseño de las instalaciones superficiales. La metodología de análisis tradicional ha sido relativamente funcional para los campos en tierra y aguas someras: subdividir un activo en distintas disciplinas que se encarguen del estudio del yacimiento, pozo, instalaciones de proceso y evaluaciones económicas. Pese a que estos elementos se encuentran activamente relacionados, son modelados sin considerar su interacción.

Por el contrario, las complejidades que presentan los campos en aguas profundas exigen la implementación de Modelos Integrados de Activo, los cuales facilitan la toma de decisiones y permiten evaluar de forma más rápida y acertada el impacto de las relaciones entre el yacimiento, pozo e instalaciones superficiales para analizar un rango más amplio de escenarios, incertidumbres y oportunidades de desarrollo.

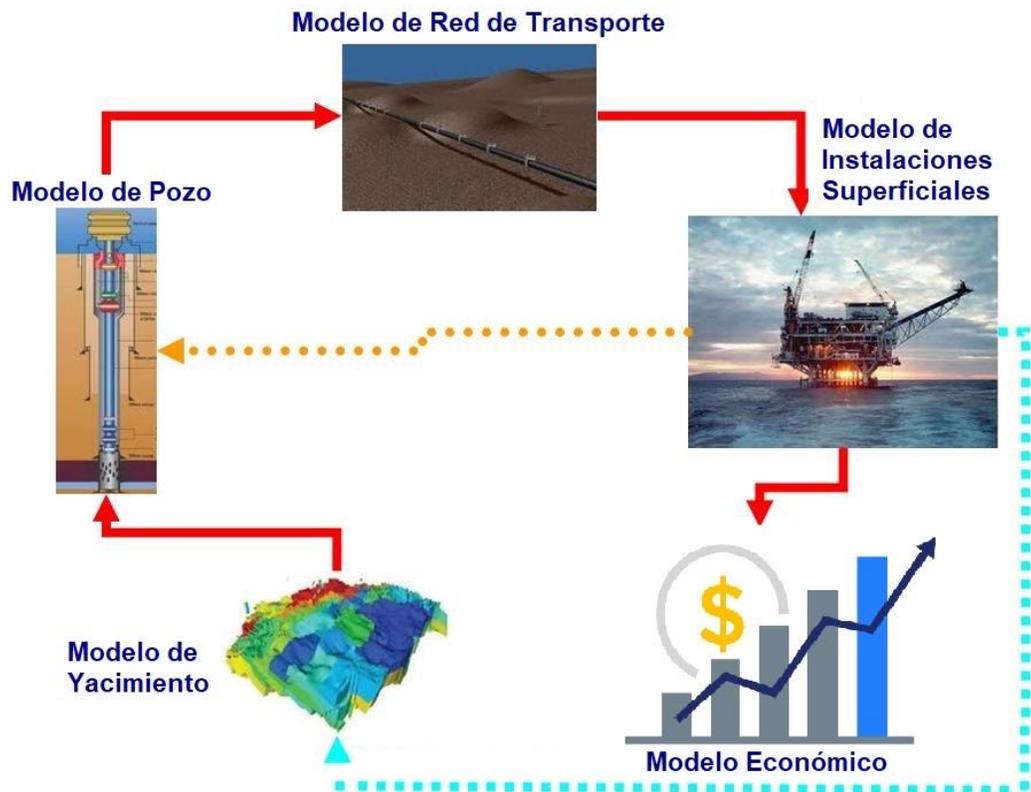
Con base en la elaboración de un modelo de simulación integral que permite planear y optimizar las estrategias de desarrollo de campos petroleros, un Modelo Integrado considera principalmente las siguientes interacciones entre los elementos del subsuelo y la superficie<sup>53</sup>:

- Impacto de los cambios en la composición de los fluidos como consecuencia de las caídas de presión.
- Interacción entre parámetros de flujo para los pozos que comparten la red de producción, como presiones y gastos.
- Dinamismo y limitaciones de un campo que produce distintos yacimientos desde redes de producción, inyección e instalaciones de almacenamiento compartidas.

- Nivel de optimización de activos.

### 3.2 Elementos de un Modelo Integrado de Activo

La **Figura 3. 1** muestra los elementos y las interacciones, a considerar entre los mismos, para elaborar un Modelo Integrado de Activo. Es importante delimitar, de acuerdo a las características del activo, la complejidad del acoplamiento de los modelos y los recursos disponibles como información, tiempo e inversiones.



**Figura 3. 1 Componentes e interacciones presentes en un Modelo Integrado de Activo.**

#### 3.2.1 Modelo del yacimiento

Predice el flujo a través de medios porosos y la distribución de las presiones en el yacimiento para calcular perfiles de producción en función del tiempo. Para construir estas conceptualizaciones se considera la existencia de tres áreas críticas: estudios geológicos y geofísicos, caracterización del yacimiento y modelado del flujo en el

medio poroso<sup>54</sup>. En aguas profundas estos modelos son usados principalmente con tres propósitos:

1. Evaluar un prospecto de exploración.
2. Elaborar un plan de desarrollo y una evaluación económica de un descubrimiento.
3. Administración de proyectos de activos que se encuentran produciendo.

A diferencia de los proyectos en tierra, que cuentan con abundante información de los pozos perforados, la caracterización de los proyectos en aguas profundas cuenta con alto grado de incertidumbre, pues se realiza con base en los datos sísmicos y registros de los pocos pozos perforados; por tal motivo, la geoestadística se ha convertido en una técnica muy útil para el proceso de caracterización y modelado estático, ya que permite la distribución de las propiedades de una forma coherente. Asimismo, con el apoyo de ingenieros geomecánicos<sup>55</sup>, quienes caracterizan las propiedades mecánicas de las rocas bajo condiciones de yacimiento imperantes, se desarrolla una evaluación sísmica de los riesgos de perforación y estimación de las presiones de formación previo a ejecutar las operaciones. Finalmente, para reducir la incertidumbre y gracias a sus sofisticadas técnicas de evaluación que consideran balance de materia, flujo de fluidos, heterogeneidades del yacimiento, efectos de la perforación de pozos, hidráulica de los mismos y otras características, para el modelado del yacimiento en este tipo de proyectos es preferible el uso de la simulación numérica de yacimientos<sup>56</sup>.

### **3.2.2 Modelo de pozos**

Calcula gastos de producción y el comportamiento de la presión desde la cara de la formación hasta el cabezal de pozo y estrangulador, proponiendo un nodo solución que evalúe por separado el flujo entre el subsuelo y la superficie. Los puntos comunes para establecer nodos en el modelo de pozos son el fondo o cabezal del mismo, los cuales deben satisfacer dos condiciones:

- El flujo de entrada en el nodo debe ser igual al flujo de salida y

- Sólo puede existir una presión por vez,

para obtener correctamente un mayor gasto con la menor caída de presión, con base en la densidad, viscosidad, temperatura y otras propiedades de los fluidos a producir.

Con el objetivo de adaptar el pozo al ambiente de operaciones cambiante propio de los campos petroleros profundos, este modelo cumple, entre otras funciones, con la posibilidad de evaluar sistemas artificiales de producción y estrategias de aseguramiento de flujo. Tales aspectos, como se mencionó en el capítulo anterior, son sumamente importantes en los proyectos profundos ya que, ambos representan importantes retos que deben ser considerados en la fase de planeación para alcanzar gastos de producción objetivo y evitar interrupciones en la producción o en casos extremos la pérdida del pozo.

### **3.2.3 Modelo de la red de transporte**

El modelo de líneas de transporte simula el flujo multifásico en el sistema de tuberías en superficie, desde el cabezal de pozo hasta el separador. Los puntos de unión entre las tuberías de transporte son considerados como nodos, cada uno conectado a otro por medio de tuberías verticales, horizontales o estranguladores. Así, las líneas del sistema son divididas en pequeños segmentos, determinados por el simulador, para asegurar que el cambio de presión en cada uno de ellos no sea mayor a cierto valor especificado por el usuario.

La simulación de este modelo ayuda a establecer la relación entre los gastos de producción y las presiones en las paredes en cada tubería. De esta forma se pueden definir, en función de las propiedades de los fluidos que viajan en el sistema (gas, aceite y/o agua), las temperaturas, velocidades, gradientes de presión, diámetros óptimos de ductos. Además, permite tomar en consideración las condiciones de temperatura a las que se encuentran expuestos los ductos en el lecho marino y los risers, que en los campos de aguas profundas comúnmente rondan los 0°C, y afectan directamente el comportamiento de los fluidos que se transportan, ocasionando problemas como la depositación de sólidos, parafinas, asfaltenos, problemas que de

no ser identificados con apoyo de una metodología integral, pueden ocasionar costosas intervenciones o pérdidas en la producción.

### **3.2.4 Modelo de instalaciones superficiales**

Estima las capacidades de los separadores o plantas de proceso con base en los datos de producción y composición de fluidos. Las instalaciones costa afuera incluyen las plataformas de producción, sistemas de separación y almacenamiento, ductos y terminales. Los modelos de simulación de instalaciones superficiales son necesarios para estudiar cada elemento y sus interacciones, permitiendo analizar, entre otras cosas:

- los requerimientos técnicos para un desarrollo,
- los efectos que pueden ocasionar los cambios de una instalación en particular y sus limitaciones y
- Las condiciones óptimas de operación<sup>57</sup>.

Este elemento juega un papel muy importante en el desempeño del campo ya que, en la mayoría de las simulaciones de yacimiento, los ritmos de producción de los pozos están limitados por las capacidades de manejo de aceite, agua y/o gas en los equipos de separación y las presiones permisibles de las instalaciones superficiales<sup>58</sup>.

Existen distintos tipos de plataformas o equipos de producción que se han adaptado a las condiciones de extracción en ambientes profundos. Los sistemas submarinos de procesamiento han sido considerados como una forma eficiente de mejorar la producción de los hidrocarburos, especialmente para los campos que exigen una planeación eficiente en cuanto a costos y el uso de tecnologías que permitan una recuperación de hidrocarburos rentable. La separación submarina de gas/líquido ha sido una de las técnicas más interesantes y pueden ser evaluadas adicionalmente con el modelo de instalaciones submarinas en un Modelo Integrado.

### **3.2.5 Modelo económico**

Calcula la rentabilidad de un proyecto petrolero, permitiendo determinar y expresar matemáticamente los resultados económicos de su implementación. Con base en variables de entrada como ingresos provenientes de la venta de hidrocarburos y egresos como inversiones, costos de operación e impuestos, entre otros, evalúa el comportamiento de indicadores económicos como:

- Valor Presente Neto
- Tasa Interna de Retorno
- Eficiencia de la Inversión
- Relación Costo-Beneficio
- Límite Económico

Estos indicadores califican distintas propiedades financieras del proyecto, por lo que el análisis conjunto de los mismos permitirá la elección de las alternativas de inversión que en ese momento resulten más convenientes para los interesados. A los efectos de aceptar o rechazar un proyecto, su previa comparación con otras alternativas de inversión posibles o facilitar la toma de decisiones en los planes de desarrollo de activos.

En los proyectos de aguas profundas, la evaluación económica juega un papel muy importante, ya que las ganancias y sus altos costos están influenciados por la incertidumbre en: la cantidad de reservas, la complejidad del yacimiento, diseño y desarrollo de ingeniería, la volatilidad de los precios de los hidrocarburos, los costos y riesgos en las operaciones de perforación y terminación, infraestructura submarina, líneas de flujo y risers de producción, instalaciones de proceso y almacenamiento y el cronograma del proyecto<sup>59</sup>.

### **3.3 Construcción de un Modelo Integrado de Activo**

Es necesario antes de iniciar cualquier plan, describir el proyecto y el problema en términos de objetivos, tiempos, supuestos, hipótesis y entregables. En este sentido,

en la **Figura 3. 2** se muestran los pasos necesarios para la construcción de un Modelo Integrado de Activo.



**Figura 3. 2 Pasos para la construcción de un Modelo Integrado (Talabi, O. A., et. al., 2016)**

1. Validación de los componentes del modelo: Verificar que los resultados de la simulación en cada elemento son los adecuados y representan las condiciones del campo con base en los históricos de producción y otros parámetros del sistema.
2. Acople del yacimiento: Fijar las limitantes globales de producción/inyección para las plataformas y los ritmos de producción. Ejecutar el modelo y verificar su correcto funcionamiento.
3. Incorporar la red de producción/Inyección: Establecer el esquema de pozos y sus correspondencias entre el yacimiento y la red de ductos. Elegir el nodo de acople y sus limitantes, aplicar un modelo de fluidos consistente y algoritmo de balance.

4. Incorporar el modelo de instalaciones de procesamiento: Especificar las condiciones de frontera y las operaciones a ejecutar. Procesar el modelo y verificar los resultados.
5. Crear el Modelo Integrado de Activo: Vincular los modelos del subsuelo y la superficie. Acoplar los modelos de yacimiento, pozo, líneas de flujo e instalaciones de procesamiento, revisar su coherencia y realizar la ejecución del modelado completo del sistema para verificar que los modelos directamente acoplados convergen.
6. Ejecutar distintos escenarios de desarrollo y casos de optimización: Pronosticar, a corto plazo y bajo condiciones dinámicas, el comportamiento de presiones, temperaturas y gastos de producción para establecer las condiciones de operación y las restricciones que puedan llegarse a presentar. Por último, una vez identificado un escenario base, es necesario crear y ejecutar evaluaciones de desarrollo alternativas, analizar los resultados, identificar y validar propuestas de mejora y ejecutar casos de optimización<sup>60</sup>.

Un aspecto importante es la actualización constante del modelo con mediciones obtenidas de las operaciones ejecutadas, con el objetivo de comparar los modelos previos con los nuevos y corroborar la actualización de las condiciones de frontera entre los mismos. A medida que el proyecto avanza, se debe el modelo se debe refinar, dependiendo del tipo de acople que haya sido implementado. En el **Apéndice C** se menciona brevemente su clasificación de acuerdo a las complejidades del sistema y las técnicas para su modelado<sup>61</sup>.

### **3.4 Importancia del Modelo Integrado de Activo**

Con la elaboración de un Modelo Integrado de Activo se pueden evaluar de forma sencilla varios escenarios y elegir entre ellos el óptimo, ya que ayuda a obtener respuesta a una serie de preguntas claves para la aprobación o rechazo de un proyecto en aguas profundas como:

- ¿Cuántos pozos perforar y cuándo incorporarlos?
- ¿Cuál es el diseño y la configuración óptima para las instalaciones de proceso requeridas?
- ¿Cuál es el perfil de producción es el apropiado?
- ¿Qué diámetro de líneas de flujo es el adecuado?
- ¿Qué tasa de retorno se espera del proyecto en base al plan de desarrollo?

El modelado integrado permite concentrar los esfuerzos de intervención, mantenimiento y reparación en las áreas que proveen el máximo valor del proyecto como<sup>62</sup>:

- Evaluación de reservas.
- Pronósticos de producción, estimación de costos y tiempos.
- Plan de desarrollo del campo.
- Reducción de costos en la logística de suministros, gracias a una visión completa desde la planeación hasta las modificaciones de equipos individuales.
- Procesos de optimización.

Este último concepto (la optimización) implica mejorar un sistema o proceso en tanto sea posible respecto a ciertas variables. Cuando se tienen problemas con más de tres variables de control, las soluciones a obtener son multidimensionales y poco sencillas de interpretar, por lo que puede ser conveniente realizar un análisis de sensibilidad sobre los parámetros estudiados<sup>63</sup>. Los Modelos Integrados resultan una herramienta muy útil para considerar tales sensibilidades y optimizar los activos en etapas productivas desde distintos niveles jerárquicos<sup>64</sup>, con respecto a sus gastos y estrategias operacionales, sobre todo para evaluar el impacto de la implementación de un cambio que sólo se ha planeado. Por otra parte, los campos que se encuentran en la fase inicial de diseño, requieren un análisis de sensibilidad más robusto ya que,

además de los aspectos previamente mencionados, la estimación de costos y altas inversiones iniciales juegan un papel sumamente importante para el cálculo de su rentabilidad.

En este sentido, y con el objetivo de analizar el impacto de algunas variables en el plan de desarrollo de un proyecto en etapa de planeación, el siguiente capítulo expone la implementación de un Modelo Integrado a un caso de estudio de un campo en aguas profundas.

## Capítulo 4 Ejemplo de aplicación

### 4.1 Objetivo del caso de estudio

El plan de desarrollo de un campo en aguas profundas, tiene como objetivo definir una estrategia de extracción óptima en el yacimiento que sea compatible con el diseño de las instalaciones superficiales de producción. Procurando tal aspecto, la probabilidad de tener un campo con mayor rentabilidad aumenta. El plan de desarrollo se realiza en fases tempranas del proyecto (Figura 2.1), cuando la información del sistema es limitada y existe un alto grado de incertidumbre en variables como:

- volumen del yacimiento,
- factor de recuperación,
- ritmos de perforación,
- perfiles de producción por pozo,
- precios de aceite y gas.

Con base en tales variables, es necesario tomar decisiones que impactarán la rentabilidad económica del desarrollo, entre ellas se encuentran:

- número de pozos a perforar,
- diámetro de las líneas de transporte,
- tipo y dimensiones de las instalaciones de proceso y almacenamiento costa afuera<sup>65</sup>.

En este capítulo, se presenta la aplicación de un modelo integrado de activo a un campo de aguas profundas en su fase inicial de planeación, para evaluar distintas estrategias de desarrollo. Inicialmente se describen las propiedades de los yacimientos estudiados, las características de la infraestructura de producción con la que se planea explotar tales recursos y los modelos de simuladores comerciales asociados a la representación de estas características. Posteriormente se explica,

con base en la teoría de los capítulos anteriores de este trabajo, el proceso de integración de dichos modelos para este caso de estudio, con el cuál se modelaron distintos escenarios que consideran algunas de las incertidumbres antes mencionadas, como la ubicación del contacto agua-aceite, precios del barril y esquemas de producción para decidir el número de pozos óptimo y diámetros de las líneas de transporte.

Estrictamente, los planes de desarrollo incluyen la valoración de sistemas artificiales de producción y/o métodos de recuperación secundaria y mejorada; sin embargo, el enfoque de este caso de estudio no se encuentra orientado a la evaluación de los mismos, y los escenarios propuestos sólo consideran estrategias de explotación primaria. Debido a que en este trabajo se acota al estudio de la incertidumbre en el modelo de subsuelo, no se incluye la sensibilidad para los diámetros de línea de transporte ni diseño de instalaciones de proceso, sin embargo, el análisis de estos elementos también resulta de suma importancia en la elaboración de un plan de desarrollo en aguas profundas por los costos de inversión asociados.

## **4.2 Descripción del sistema sub-superficial**

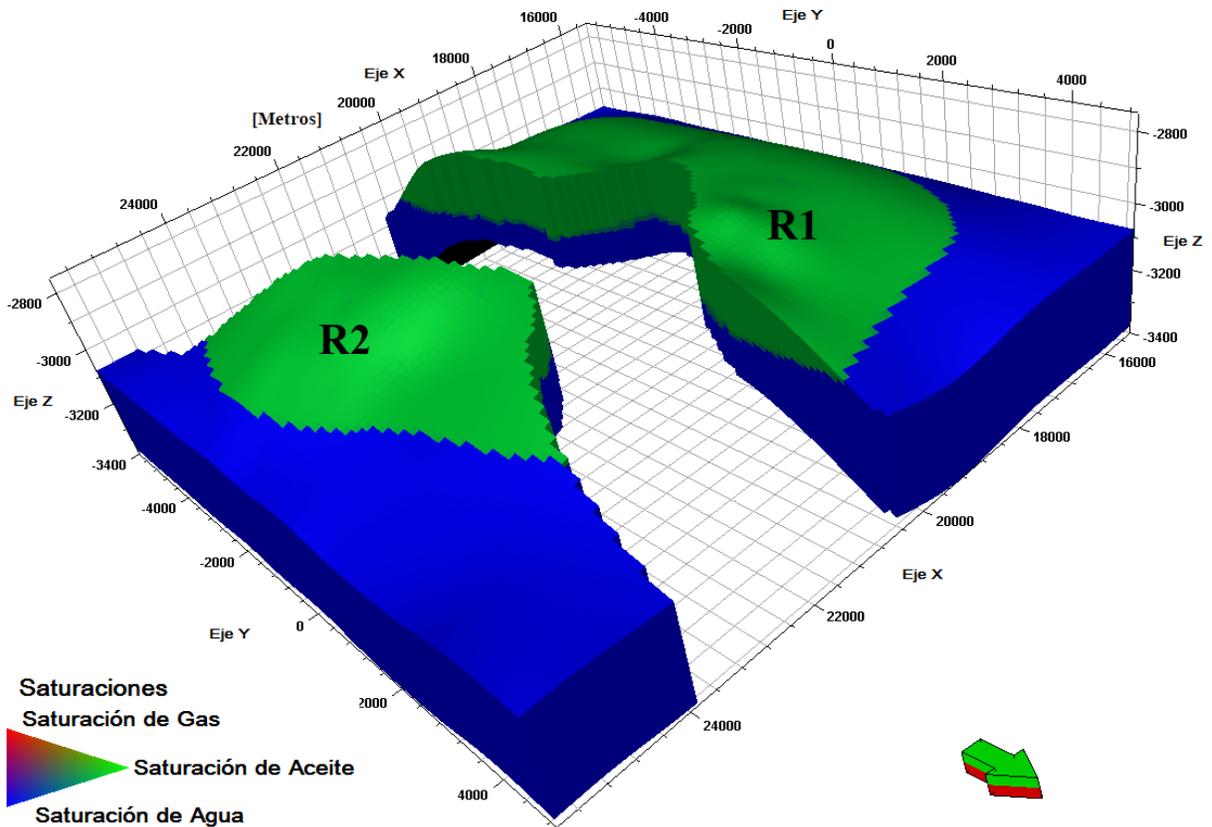
Los datos que se muestran a continuación corresponden a un campo real en aguas profundas y fueron proporcionados por el director de esta tesis. Se seleccionó este campo en particular porque al tratarse de un proyecto en su fase inicial, el plan de desarrollo se encuentra en etapa de evaluación y aún no ha sido ejecutado. Además, sus características de profundidad, volumen original, presión inicial y propiedades de los fluidos, permiten evaluar distintas incertidumbres que son objetivo de este trabajo. Cabe señalar que, al tratarse de datos reales e información privada, los nombres y ubicaciones del campo, yacimientos y pozos se han modificado.

La **Tabla 4. 1** muestran las características generales del campo Set y los dos yacimientos que lo conforman, R1 y R2.

**Tabla 4. 1 Características generales del campo Set**

CAMPO		
Nombre	Campo Set	
Ubicación	250 km al Noroeste de Kristiansund, Mar de Noruega	
Descubrimiento	2017	
Inicio de producción esperado	2026	
Volumen poroso (MMRB)	42.93 x10 <sup>3</sup>	
Tirante de agua (m)	-1,263	
Profundidad media (m)	-2,920	
Espesor bruto (m)	300	
Presión estática (psi)	5,553	
Temperatura inicial (°C)	80	
Presión de burbuja (psi)	2,364	
Ambiente de depósito	Fluvial	
Roca almacén	Areniscas consolidadas	
Porosidad efectiva (%)	15	
Tipo de fluido	Aceite negro	
Volumen Original de Aceite (MMSTB)	3,122	
Volumen Original de Gas (MMSCF)	1,113 x10 <sup>3</sup>	
Yacimiento	R1	R2
Volumen poroso (MMRB)	26.19 x10 <sup>3</sup>	16.74 x10 <sup>3</sup>
Permeabilidad (mD)	300.0	140.0
Densidad (° API)	22.90	24.70
Relación gas-aceite (scf/STB)	340.0	376.0
Viscosidad a condiciones de yacimiento (cP)	3.540	5.900
Densidad del gas	0.705	0.700
Volumen Original de Aceite (MMSTB)	2,324	797
Volumen Original de Gas (MMSCF)	828.7 x10 <sup>3</sup>	284.4 x10 <sup>3</sup>

En la **Figura 4. 1** se pueden apreciar las distribuciones de saturación de aceite y agua en los yacimientos R1 y R2 del campo Set y en la **Figura 4. 2** se presenta un corte transversal de la misma propiedad.



**Figura 4. 1** Distribución de saturaciones en los yacimientos R1 y R2 en el campo Set

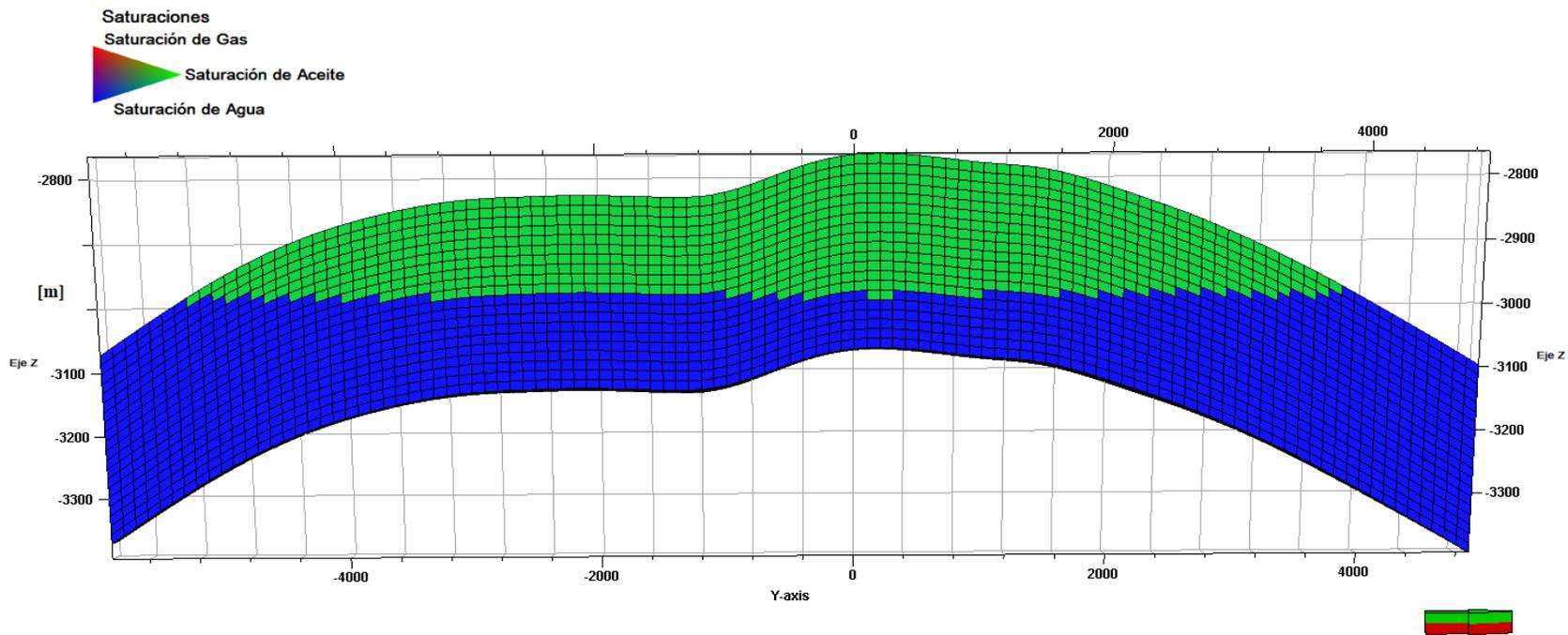


Figura 4. 2 Distribución de la saturación de fluidos en el yacimiento. Corte transversal

#### 4.2.1 Modelo de simulación del yacimiento

La **Tabla 4. 2** muestra algunos de los atributos más relevantes de la malla de simulación<sup>66</sup> que representa al campo Set en ECLIPSE®. Este simulador comercial basado en soluciones numéricas calcula el comportamiento dinámico de cualquier tipo de yacimiento y sus esquemas de desarrollo.

**Tabla 4. 2 Datos de la malla de simulación del campo Set en ECLIPSE ®**

Simulador	ECLIPSE 100®
Modelo	3D, cartesiano de dimensiones variables, bloques homogéneos
Tipo de fluido	Aceite Negro
Dimensiones de la malla	105 x 108 x 20
Número de celdas	226,800
Dimensión de celda (m)	100 x 100 x 15
Volumen de la celda (m <sup>3</sup> )	150,000

#### 4.3 Descripción de la infraestructura de producción

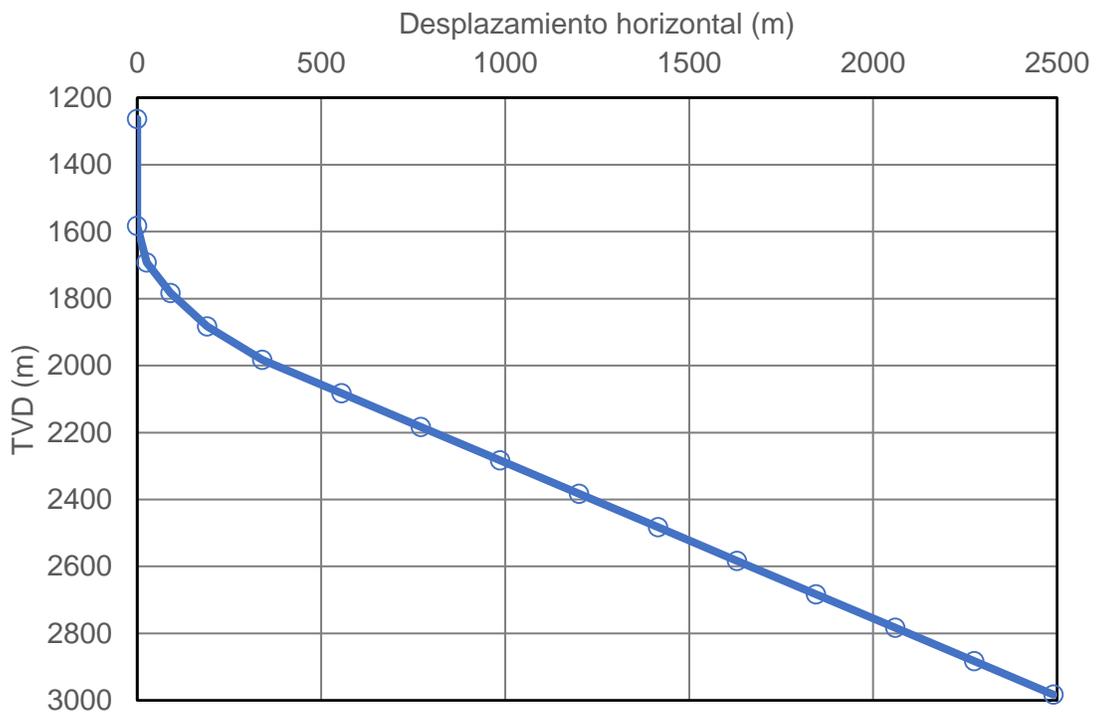
Se estableció además que todos los pozos perforados serán tipo J<sup>d</sup>, con el objetivo de disminuir costos y alcanzar los distintos objetivos identificados<sup>67</sup>. En la **Tabla 4. 3** se detallan las características del pozo tipo y en la **Figura 4. 3** se muestra gráficamente la geometría del mismo.

---

<sup>d</sup> La propuesta de ubicación de los pozos se realizó con ayuda del módulo de *diseño de trayectoria de pozo de Petrel*, el cual permite determinar la trayectoria y localización óptima de los pozos, con base en el área de interés y las propiedades petrofísicas de la malla de simulación.

**Tabla 4. 3 Características de los pozos a perforar en el campo Set**

<b>MD (m)</b>	<b>TVD (m)</b>	<b>Desplazamiento horizontal (m)</b>	<b>Ángulo (deg)</b>
1263	1263	0	0
1583	1583	0	13.29
1695	1692	26	35.66
1807	1783	91	44.83
1948	1883	190	56.25
2128	1983	340	65.04
2365	2083	555	65.15
2603	2183	771	65.04
2840	2283	986	65.04
3077	2383	1201	65.04
3314	2483	1416	65.04
3551	2583	1630	65.04
3788	2683	1845	65.04
4025	2783	2060	65.04
4262	2883	2275	65.04
4499	2983	2490	0



**Figura 4. 3 Geometría de pozo tipo en el campo Set**

El tipo de terminación para todos los pozos es sencilla (no selectiva ni doble), con empacador a -3020 m (TVD), esperando una baja producción de arena como consecuencia de tener una formación productora de arenas consolidadas, sin embargo, se propone que el agujero se encuentre entubado por los problemas de seguridad relacionados con las altas profundidades para este caso de estudio. El intervalo disparado en la mayoría de los pozos va de los -2973 a -3068 m (TVD), determinado con base en la saturación de aceite, que depende de la zona donde se localiza cada pozo, **Figura 4. 4.**

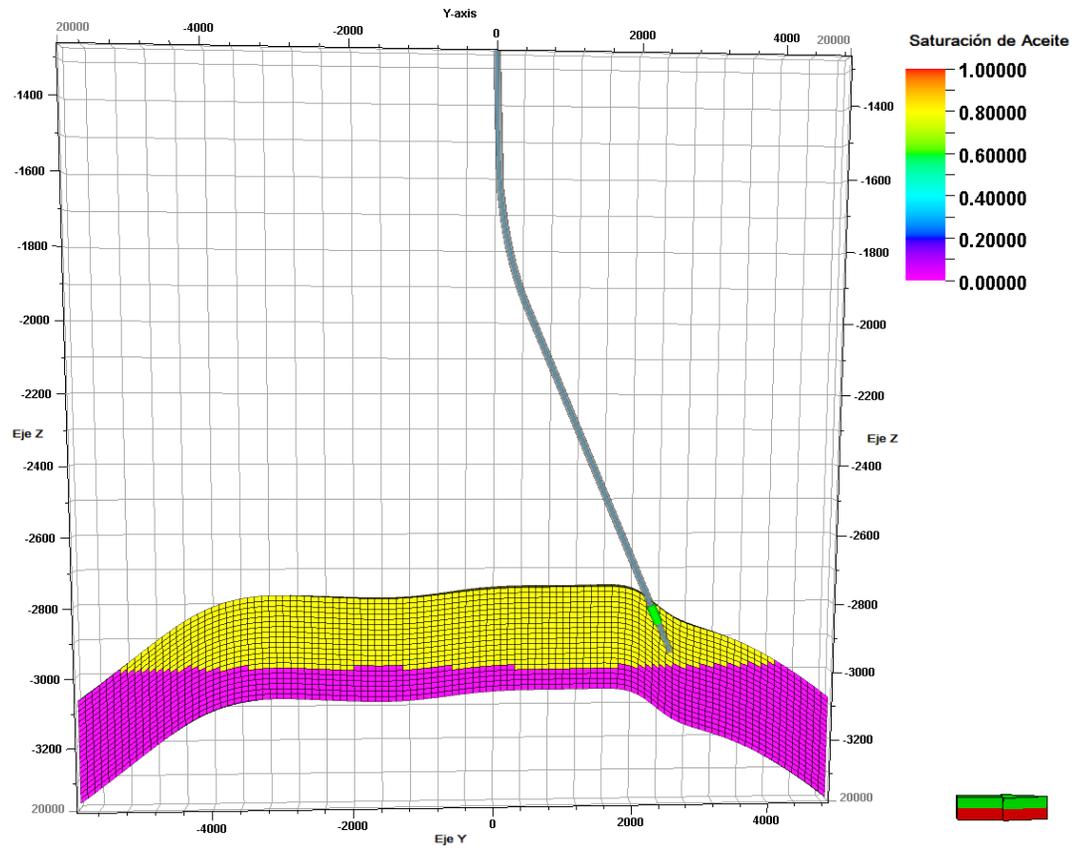
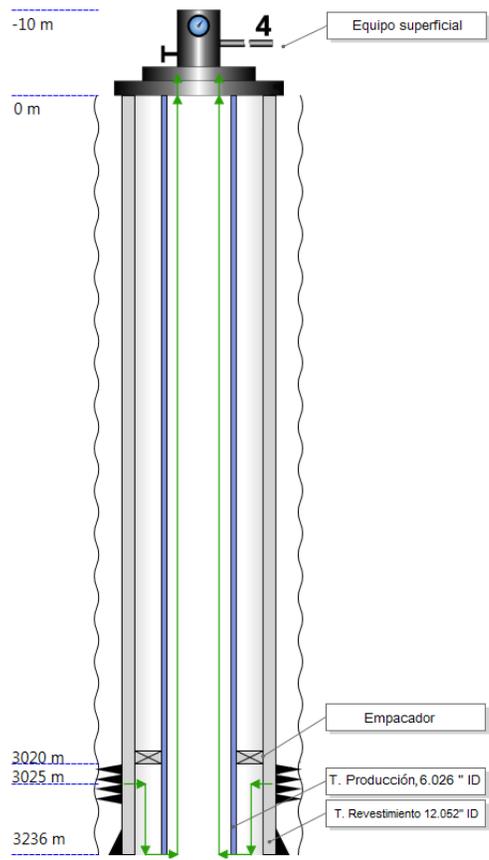
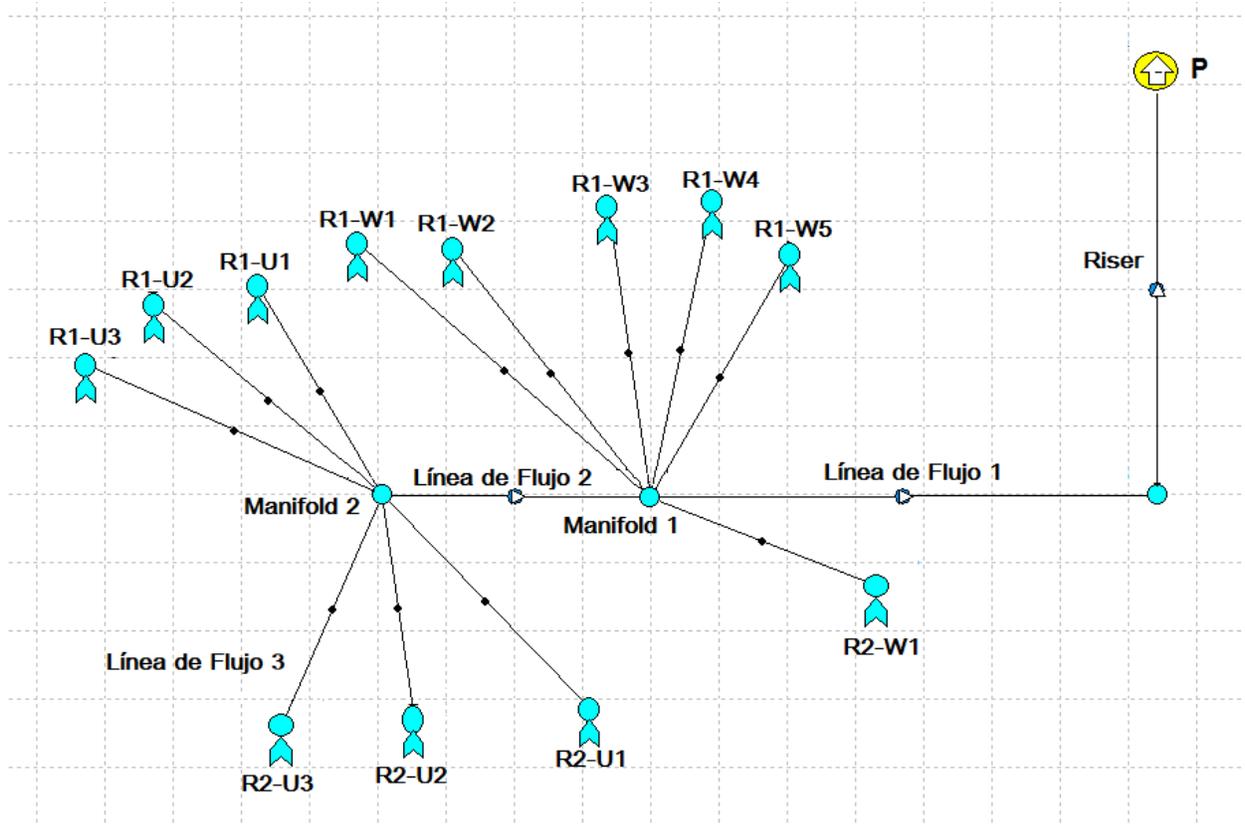


Figura 4. 4 Arreglo de tubería e intervalo disparado en pozo tipo del campo Set

A continuación, se presenta el diseño de una red de transporte considerando la perforación de 12 pozos (número que posteriormente se variará) para el transporte de los fluidos producidos por los yacimientos R1 y R2. Se muestra, en la **Figura 4. 5**, el diseño de la red de transporte basado en dos cabezales de recolección (manifolds) submarinos y una tubería de producción (riser) que transporta los fluidos a un FPSO, posteriormente se presentan las características físicas como diámetro, rugosidad, longitud, etc. de cada una de las líneas de flujo que conectan desde el cabezal de cada pozo al riser de producción. Este diseño se realizó con apoyo de Pipesim®, un software de simulación comercial de flujo estático.



**Figura 4. 5 Red de transporte de fluidos del campo Set**

### **Líneas de transporte**

Dada la distribución de los pozos, las líneas de flujo que van desde el cabezal de cada pozo al manifold de recolección más cercano han sido diseñadas con las

mismas características y se representan en la Figura 4. 5 como línea de flujo 3, su descripción se muestra en la **Tabla 4. 4**.

**Tabla 4. 4 Características de la línea de flujo 3 (cabezal de cada pozo a cabezal de recolección más cercano)**

Diámetro Interno (in)	5.626
Espesor (in)	0.5
Rugosidad (in)	0.0011
Elevación (m)	-1263
Distancia Horizontal (m)	50
Temperatura Ambiente (°C)	2.5

La **Tabla 4. 5** resume las características de la línea de flujo 2 -que transporta los fluidos producidos por los pozos R1-U1, R1-U2, R1-U3, R2-U1, R2-U2 y R2-U3- del manifold de recolección 2 al manifold 1, Figura 4. 5.

**Tabla 4. 5 Características de la línea de flujo 2 (Manifold 2 - Manifold 1)**

Diámetro Interno (in)	12
Espesor (in)	0.75
Rugosidad (in)	0.0018
Elevación (m)	-1235.13
Distancia Horizontal (m)	2,375
Temperatura Ambiente (°C)	2.5

Las características de la línea de flujo 1 se enlistan en la **Tabla 4. 6**. En esta línea de transporte, la producción de los pozos R1-W1, R1-W2, R1-W3, R1-W4, R1-W5 y R2-W1 se une a la producción proveniente del cabezal de recolección 2 y viaja hacia la base del riser, Figura 4. 5.

**Tabla 4. 6 Características de la línea de flujo 1 (Manifold 1- Base de riser).**

Diámetro Interno (in)	16
Espesor (in)	0.75
Rugosidad (in)	0.0018
Elevación (m)	-1234.3
Distancia Horizontal (m)	19,880
Temperatura Ambiente (°C)	2.5

Por último, **Tabla 4. 7** se muestran algunas características del riser de producción diseñado para el campo Set.

**Tabla 4. 7 Características del Riser de producción**

Diámetro interno (in)	18
Espesor (in)	0.75
Rugosidad (in)	0.0018
Longitud (m)	1284.299
Temperatura ambiente (°C) @50 m	2.9
Temperatura ambiente (°C) @ 0 m	-5.4
Temperatura ambiente (°C) @-1284 m	2.5

#### **4.3.1 Modelo de simulación del pozo y red de transporte**

La **Tabla 4. 8** muestra aspectos relevantes del modelo de simulación de pozo y la red de transporte simulados con Pipesim®, simulador comercial de flujo estático que apoya en el diseño de tuberías. Dentro de los beneficios que se obtienen al integrar el modelo de Pipesim® con el modelo de ECLIPSE®, se encuentra el transmitir las condiciones de flujo de un simulador a otro. Por tal motivo, aunque en este modelo

no se incluyan datos de corte de agua y relación gas-aceite, estas condiciones de producción se tomarán de las soluciones arrojadas por ECLIPSE® una vez realizado el acople.

**Tabla 4. 8 Características de la red de transporte del campo Set en Pipesim®**

Simulador	Pipesim®
Modelo	Flujo estacionario
Fluido	Aceite Negro
Presión estática	5553 psi
Temperatura	77 ° C
Correlaciones de flujo vertical	OLGAS 2000 V7.3.1 2-Phase
Correlaciones de flujo horizontal	OLGAS 2000 V7.3.1 2-Phase
Modelo de erosión	API 14e

#### 4.4 Retos identificados

Una vez presentadas las características, puede apreciarse la variedad de retos técnicos que implica este campo en aguas profundas, entre los que destacan los siguientes:

- Incertidumbre en el volumen original y propiedades del yacimiento, los cuales impactan las decisiones para el plan de desarrollo y la rentabilidad del proyecto y dependen de la información disponible.
- Número y localización óptima de los pozos, de acuerdo a las propiedades del yacimiento.
- Elección del esquema óptimo de recuperación primaria, basado en el adecuado mantenimiento de energía en sistema, que favorezca la recuperación de hidrocarburos y disminuya las inversiones y gastos de operación.

- Problemas de aseguramiento de flujo, como consecuencia de las temperaturas en el fondo del pozo, lecho marino y riser de producción, derivadas del tirante de agua y profundidad total de los pozos.
- Diámetros y características óptimas de las líneas de transporte, de acuerdo a los pronósticos de producción, profundidades y cambios bruscos de temperatura propios de los ambientes profundos.
- Incertidumbre en los volúmenes de aceite, agua y gas a producir y acumular, para elegir y diseñar adecuadamente las instalaciones de proceso costa afuera.

Con la finalidad de considerar tales retos en la elaboración del plan de desarrollo del campo Set a continuación, se describe la aplicación de la metodología de un Modelo Integrado en el mismo.

#### **4.5 Modelo Integrado**

De acuerdo a los conceptos expuestos en el capítulo 3 de este trabajo, un Modelo Integrado de Activo implica la simulación en conjunto de los modelos de yacimiento y superficie. Para la construcción de un Modelo Integrado, el primer paso es elaborar, calibrar y validar los modelos independientes de yacimiento, pozo y red de transporte, para posteriormente realizar su integración mediante un software integrador.

En esta sección se describe brevemente el procedimiento para acoplar los modelos de yacimiento, pozo y red de transporte del caso de estudio, mediante un software comercial de integración. Esta integración será útil posteriormente para comparar resultados de simulación de la metodología convencional contra la integrada. Se espera que la respuesta obtenida del modelo acoplado sea más realista e impacte directamente en los parámetros de diseño de las líneas de transporte ya que, a diferencia de los modelos no integrados que basan sus cálculos únicamente en las propiedades del sistema que analizan y las condiciones de frontera que en ellos se establecen no cambian durante el proceso de simulación, la tecnología integradora permite considerar las interacciones existentes entre los mismos.

### 4.5.1 Acoplamiento

Con los modelos de yacimiento, pozo y red de transporte, se utilizó el software comercial Avocet Integrated Asset Modeler (IAM®) para su integración. Esta tecnología permite, mediante la solución de algoritmos de balance complejos, el acoplamiento de distintas plataformas de simulación que representan cada uno de los elementos de un modelo integrado (modelos de yacimiento, pozo, red de transporte, procesos y económico), para fortalecer la toma de decisiones en los planes de desarrollo y operaciones de campos petroleros.

Aplicado al caso de estudio de este trabajo, el procedimiento para lograr el acoplamiento se describe a continuación brevemente, con apoyo de la **Figura 4. 6 y 4.7:**

1. En la sección *Main Flow Diagram* (Figura 4. 6, A) Se agregaron los modelos a integrar al diagrama de flujo principal. Como parte de este trabajo se utilizaron únicamente los modelos de yacimiento y red de transporte representados con los simuladores comerciales ECLIPSE® y Pipesim® respectivamente, cabe mencionar que previos a su integración, los modelos independientes fueron calibrados y validados.
2. Una vez efectuado el paso anterior, se tuvo acceso a las ventanas *Petrel Model-1* y *PIPESIM Model-1* (Figura 4. 6, B), donde se eligieron y activaron los archivos que contenían la información correspondiente a cada modelo. En esta sección también se seleccionaron, de una gran lista de variables disponibles para calcular en cada modelo, las variables de interés de acuerdo al objetivo particular de este caso de estudio.
3. Posteriormente, se tuvo acceso a la ventana *Reservoir-Network Coupler 1* (Figura 4. 6, C), que muestra las opciones de acoplamiento entre el yacimiento y la red. En esta sección es necesario especificar los nodos de acople entre la red y el yacimiento, una variable de restricción y su ubicación. Tales elementos son importantes porque representan las condiciones de integración y los puntos en los que las soluciones de ambos modelos deben converger. Para

- este caso de estudio el nodo de acople fue ubicado en el fondo de pozo y la variable de interés el volumen de aceite a producir (Figura 4. 6, D).
4. Finalmente, en la ventana donde se definen las condiciones generales para el modelo de simulación (Figura 4. 7, A), se estableció un periodo de interés a 10 años.
  5. Una vez efectuada la simulación, los resultados para las variables seleccionadas en cada modelo pueden visualizarse, en la ventana *Data Recorder*, a lo largo del tiempo a través de tablas o gráficas y agruparse para su análisis como se muestra en la Figura 4. 7.

Con la elaboración del Modelo Integrado, se procedió a simular distintos escenarios, considerando incertidumbres específicas que serán descritas en la siguiente sección.

8/1/2026 Solver Restart MPI Data Recorder Report Generator Network-Balancing Diagnostics Simulation Files Well Optimizer Multiple Realization Tool Main Flow Diagram Windows View

Navigation Manager Model Bro... Unfiltered Filtered Models IAM Integrated Mo Petrel Model - PIP PIPESIM Mo

Name Reservoir-Network Coupler - 1

Auto Map... Delete Selected Delete All Show Mapped Show Unmapped Show All Use Filter Export Import

Petrel Model - 1		PIPESIM Model - 1		Coupling Conditions		
Group	Well	Node	Location	Constraint	Source	
1	GROUP1					
2	GROUP1	R1-W1	R1-W1	Bottom Hole	Volume Rate	AutoMapped
3	GROUP1	R1-W2	R1-W2	Bottom Hole	Volume Rate	AutoMapped
4	GROUP1	R1-W3	R1-W3	Bottom Hole	Volume Rate	AutoMapped
5	GROUP1	R2-W1	R2-W1	Bottom Hole	Volume Rate	AutoMapped
6	GROUP1	R1-W4	R1-W4	Bottom Hole	Volume Rate	AutoMapped
7	GROUP1	R1-W5	R1-W5	Bottom Hole	Volume Rate	AutoMapped
8	GROUP1	R2-U1	R2-U1	Bottom Hole	Volume Rate	AutoMapped
9	GROUP1	R2-U2	R2-U2	Bottom Hole	Volume Rate	AutoMapped
10	GROUP1	R2-U3	R2-U3	Bottom Hole	Volume Rate	AutoMapped
11	GROUP1	R1-U1	R1-U1	Bottom Hole	Volume Rate	AutoMapped
12	GROUP1	R1-U2	R1-U2	Bottom Hole	Volume Rate	AutoMapped
13	GROUP1	R1-U3	R1-U3	Bottom Hole	Volume Rate	AutoMapped

Status Messages

Show output from: <All> Enter search text here

Priority	Status Message	Time Stamp
Information	Storing Data Recorder data to XML file... Finished	6/6/2017 4:59:48 PM
Information	Save successful.	6/6/2017 4:59:51 PM

Status Messages Solver Messages

Figura 4. 6 Ventanas y condiciones de acoplamiento establecidas para la integración de los modelos utilizando el software comercial IAM®

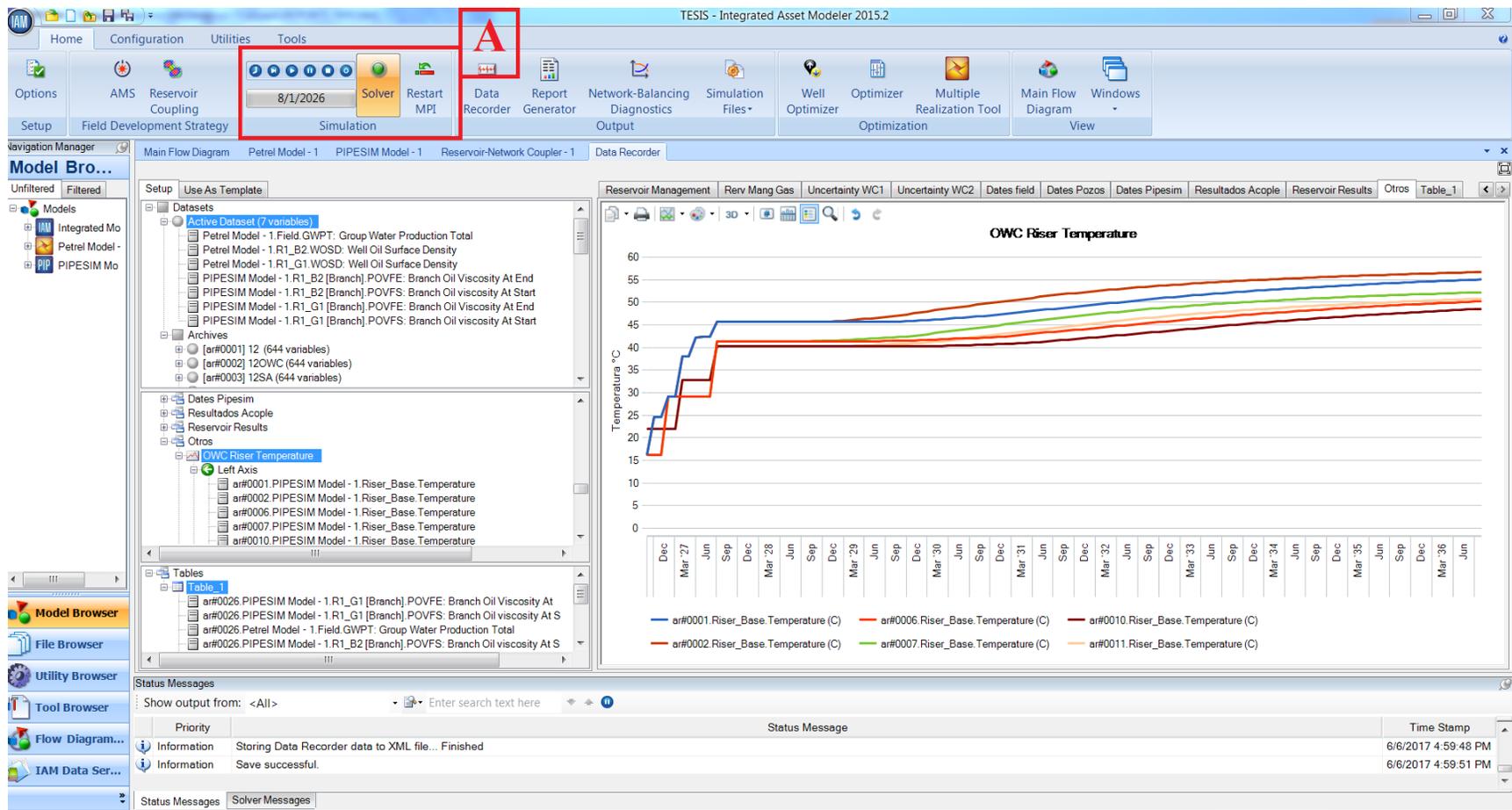


Figura 4. 7 Ventana de resultados en el software comercial integrador IAM®

#### 4.6 Escenarios simulados

Como se mencionó al inicio de este capítulo, son muchas las incertidumbres que deben considerarse para la elaboración de un plan de desarrollo de un campo, y en aguas profundas la falta de información aumenta el grado de las mismas. En este sentido y de acuerdo al objetivo del caso de estudio descrito anteriormente, se simularon, por un periodo de 10 años, los escenarios con las siguientes consideraciones:

- Comparativa entre la Metodología Convencional y Metodología Integrada, para evaluar los resultados de los modelos independientes y los modelos acoplados.
- Incertidumbre en el modelo sub-superficial, en los yacimientos existen muchos parámetros geológicos, petrofísicos y relacionados con los fluidos. que contienen un alto grado de incertidumbre. Sin embargo, para este caso de estudio en particular, los registros geofísicos reflejan una incertidumbre de 15 metros en la ubicación del contacto de fluidos agua-aceite (OWC) y analizar el impacto de este cambio es importante para el diseño de las instalaciones de transporte en el plan de desarrollo.
- Sensibilidad del número de pozos, se propone la perforación de 12, 10 u 8 pozos en el campo, con el objetivo de analizar el comportamiento del sistema sub-superficial, redes de transporte y recuperación de hidrocarburos.
- Alternativas de inicio de producción, se modelan escenarios en los que el inicio de producción de los pozos se planea en la misma fecha, y otros en los que el inicio de producción entre cada pozo se encuentra desfasado por cierto periodo de tiempo, es decir, la producción de los pozos se va incorporando paulatinamente a lo largo de los primeros 8 meses.

La representación esquemática de estos escenarios se presenta en la **Figura 4. 8** para facilitar su comprensión.

Otro aspecto importante de los escenarios propuestos anteriormente, son las variables a analizar. Como resultado de la simulación, se obtuvieron aproximadamente 800 variables para cada escenario (ya que cada simulador, de manera independiente, genera una gran cantidad de variables). Sin embargo, en este trabajo se presenta únicamente el análisis de las siguientes variables más representativas de cada elemento del modelo integrado, que apoyan el entendimiento y objetivo de este trabajo:

### **Yacimiento**

- Gastos diarios de aceite por campo,  $q_o$ .
- Gastos diarios de agua por campo,  $q_w$ .
- Producciones acumuladas de aceite por campo,  $N_p$ .
- Presión media en el sistema,  $\bar{p}$ .

### **Red de transporte**

- Tasa de Velocidad de Erosión en el riser,  $EVR$  (Por sus siglas en inglés).
- Temperatura en el riser,  $T_R$ .

Las variables con las que se analizará el yacimiento, fueron elegidas porque permiten estudiar el comportamiento cuantitativo de los fluidos producidos, la recuperación total de aceite al término del periodo de análisis y los efectos de la producción en la presión media del sistema.

Durante la fase de diseño, el análisis del sistema de líneas de transporte puede ser dividido en dos pasos principales:

- Condiciones de flujo estático: Donde se definen diámetros y espesores de los ductos para minimizar las pérdidas de presión y se establecen las presiones y temperaturas internas y externas bajo las cuales operará cada sección de la red.
- Condiciones de flujo turbulento: Se trata de simulaciones dinámicas para analizar el comportamiento del sistema bajo condiciones de flujo cambiantes

asociadas con los cambios en las tasas de producción, flujo bache, cierres o puesta en producción de pozos, etc.

Los diámetros y materiales de las líneas de conducción son diseñados de acuerdo a las presiones internas de la tubería, las velocidades del fluido y la tasa de velocidad de erosión a causa de la velocidad. Esta última está dada por la **Ecuación 4.1**.

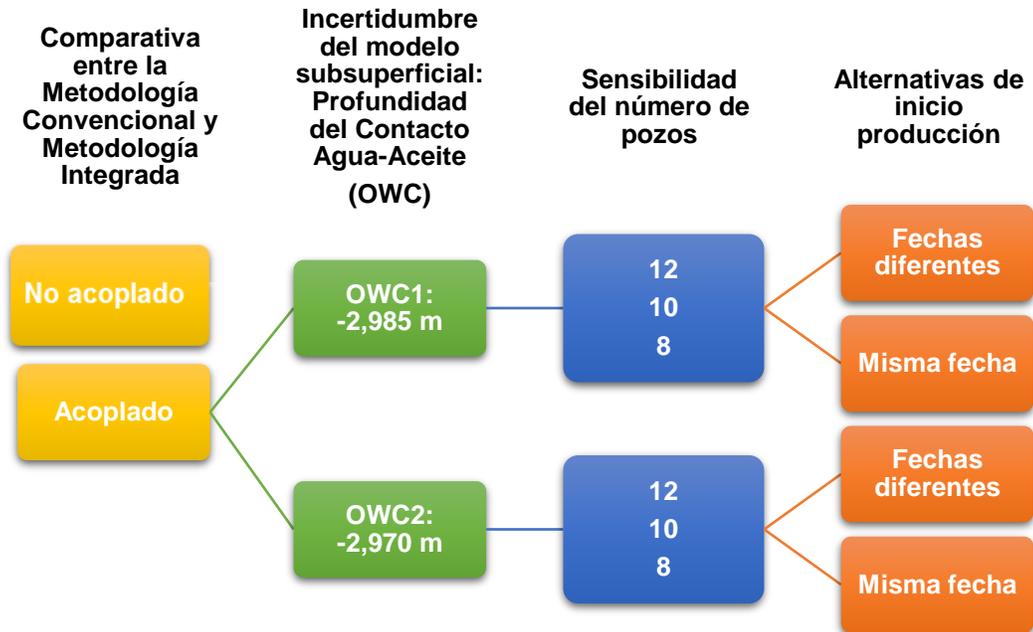
$$EVR = \frac{V_c}{V_p} \dots \dots \dots \text{Ec. 4.1}$$

Donde

$V_c =$  Velocidad erosional del fluido

$V_p =$  Velocidad permitida por la tubería

Si la  $V_c$  es mayor a la  $V_p$  se presentan, a causa de la fricción, problemas de desgaste en las paredes de los ductos, la cual puede destruir la película del inhibidor que protege las tuberías de la corrosión. Si, por el contrario, el valor es muy pequeño, se pueden presentar problemas de depositación de sólidos. Para evitar que tales condiciones se cumplan, la tasa de velocidad de erosión en cualquier ducto no debe exceder la unidad ni ser menor a 0.5<sup>68</sup>. Como se mencionó en el capítulo 2 de este trabajo, las importantes caídas de presión, cambios bruscos de temperatura y altos gastos de producción de los proyectos de aguas profundas, facilitan la aparición de problemas relacionados con el aseguramiento de flujo y la consideración de estrategias de prevención de los mismos en los planes de desarrollo es un aspecto muy importante. Para verificar tal requisito en este caso de estudio, se decidió analizar la tasa de velocidad de erosión en el riser, ducto por el que se transporta la producción total del campo. Adicionalmente, la temperatura es otro factor importante a considerar en los ambientes submarinos, por los problemas de aseguramiento de flujo que pueden surgir en las tuberías, como consecuencia de los gradientes térmicos en los ambientes profundos.



**Figura 4. 8 Diferentes escenarios simulados**

**Tabla 4. 9 Características de los diferentes escenarios simulados**

Escenario	No acoplado	Acoplado	OWC1	OWC2	12	10	8	Fechas diferentes	Mismas fechas
1	✓		✓		✓			✓	
2		✓	✓		✓			✓	
3		✓		✓	✓			✓	
4		✓	✓		✓				✓
5		✓		✓	✓				✓
6		✓	✓			✓		✓	
7		✓		✓		✓		✓	
8		✓	✓			✓			✓
9		✓		✓		✓			✓
10		✓	✓				✓	✓	
11		✓		✓			✓	✓	
12		✓	✓				✓		✓
13		✓		✓			✓		✓

#### **4.6.1 Comparativa entre la Metodología Convencional y Metodología Integrada**

Para analizar las diferencias entre el comportamiento de un campo, a través de un enfoque integrado respecto a uno convencional, se compararon los resultados de un modelo de simulación independiente del yacimiento y la red de producción (a través de ECLIPSE® y Pipesim®) contra los obtenidos en forma acoplada (a través del software comercial IAM®). Para ello se comparan los escenarios 1 y 2 de la Tabla 4.9. Se utilizó como referencia el escenario de explotación desfasado con 12 pozos (cuyas fechas de inicio de producción son las mismas que las indicadas en la sección **4.6.3**) con una profundidad de contacto agua-aceite de -2,975 m por ser el escenario del que se espera mejor recuperación de aceite y en el que los efectos de acoplamiento se consideran más ilustrativos.

#### **4.6.2 Incertidumbre del modelo sub-superficial: Localización del Contacto de Fluidos Agua-Aceite**

La correcta caracterización del yacimiento depende de muchos factores del medio poroso, como las propiedades petrofísicas, propiedades de los fluidos y la distribución de presiones en el medio. El volumen original y las reservas dependen directamente de las profundidades establecidas para los contactos, por ello, representar las propiedades del sistema lo más cercano a la realidad proporciona un mayor nivel de certeza de conseguir el éxito de un proyecto en aguas profundas, sobre todo por la falta de información como consecuencia de los pocos pozos perforados, menor margen de error para dimensionar equipos (por la limitante de espacio) y altos costos operativos y de capital en comparación con los desarrollos convencionales.

Conocer la profundidad a la que se encuentra el contacto agua-aceite ha sido uno de los principales retos a enfrentar por los ingenieros de yacimientos que trabajan en este tipo de proyectos<sup>69</sup>, y un error de 10 o 15 metros implica la elaboración de un nuevo plan de desarrollo<sup>70</sup>.

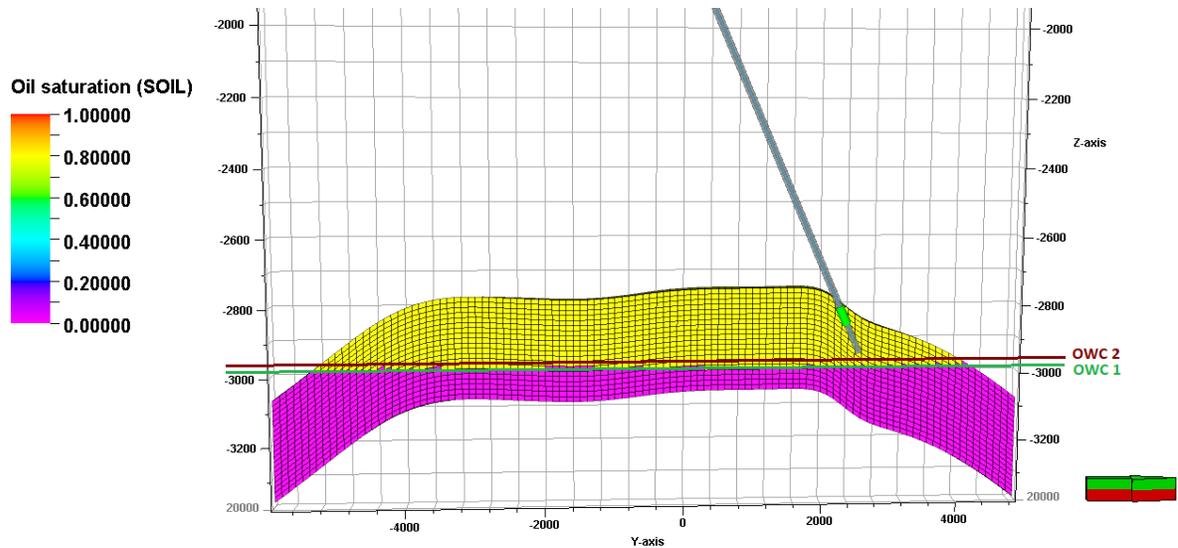
Para evaluar el impacto de la incertidumbre en la profundidad del contacto agua-aceite en la recuperación de aceite del campo Set, se aplicó una diferencia de 15 metros hacia la superficie con respecto a la profundidad base en el modelo simulación

del yacimiento<sup>e</sup>, utilizando el escenario 2 de la Tabla 4. 9 como se muestra en la **Figura 4. 9**. Las condiciones iniciales de volumen original y profundidad para ambos escenarios se muestran en la **Tabla 4. 10**. Para el escenario con el contacto agua aceite a una profundidad de -2,970 m (OWC2) se espera, al término del periodo simulado, una disminución en los volúmenes acumulados de aceite, mayor corte de agua y un cambio en la temperatura en la base del riser. El aumento en el corte de agua, como consecuencia de un contacto de fluidos más cercano a las terminaciones, se encuentra estrechamente ligado a las consideraciones que deben tomarse para el diseño de instalaciones de separación, capacidad de manejo de agua, almacenamiento y estrategias de recuperación secundaria o mejorada.

**Tabla 4. 10 Condiciones iniciales como consecuencia de la incertidumbre del contacto de fluidos agua-aceite**

	OWC1 (CASO BASE)	OWC2
Profundidad (m)	-2,985	-2,970
Volumen Original (MMSTB)	3,122	2,964
Presión inicial (psi)	5,552	5,552

<sup>e</sup> La incertidumbre de la ubicación de los contactos de fluidos depende de las propiedades de cada sistema y se proponen con base en los datos del campo como permeabilidades, presiones capilares, gradientes composicionales y de presión.



**Figura 4. 9 Ubicación del contacto de fluidos agua-aceite**

#### **4.6.3 Sensibilidad del número de pozos**

La decisión del número de pozos a perforar en un desarrollo depende de varios factores, entre ellos el volumen original, gastos de operación, pronósticos de producción y precios de barril de petróleo. Los proyectos en aguas profundas, en comparación con los desarrollos convencionales, demandan importantes cantidades de reservas y mantener el menor número de pozos posible, pues con menos pozos se reducen los costos de perforación que, como se ha mencionado en capítulos anteriores, representan un porcentaje importante en las inversiones de capital.

De acuerdo a los volúmenes y propiedades petrofísicas que posee este caso de estudio y con la ayuda de los módulos de Petrel ® *Well Pattern Design* y *Well Path Design*<sup>f</sup>, se concluyó que el número óptimo de pozos a perforar es 12. Sin embargo, con el objetivo de evaluar el impacto sobre la recuperación de aceite, presiones medias del sistema y diseños de diámetros en la red de transporte y con fines ilustrativos, se modelaron escenarios acoplados de extracción con 10 y 8 pozos con las condiciones de operación que se muestran en las **Tabla 4. 11, 4.12 y 4.13** respectivamente, considerando que el contacto de fluidos agua-aceite se encuentra

<sup>f</sup> Estos módulos son útiles para establecer el número, espaciamiento y trayectorias óptimas de los pozos respectivamente, con base en patrones de flujo, propiedades del yacimiento, atributos sísmicos e información técnica relevante.

a -2,985 m de profundidad. El escenario de 8 pozos fue modelado a menores gastos de producción y con un esquema de producción desfasado que implica la renta de equipos de perforación por un periodo de tiempo más largo, con el objetivo de evaluar un escenario totalmente pesimista. La **Figura 4. 10, 4.11 y 4.12** muestran la localización de los pozos para los escenarios previamente mencionados.

**Tabla 4. 11 Condiciones iniciales de operación de 12 pozos**

Pozo	Q <sub>oi</sub> (bbl/d)	BHP (psi)	Inicio de producción
<b>R1-W1</b>	10,000	4,466	01-Ago-2026
<b>R1-W2</b>	10,000	4,306	01-Ago-2026
<b>R1-W3</b>	10,000	4,416	01-Sep-2026
<b>R2-W1</b>	7,000	4,206	01-Nov-2026
<b>R1-W4</b>	10,000	4,401	01-Ene-2027
<b>R1-W5</b>	10,000	4,347	01-Ene-2027
<b>R2-U1</b>	7,000	4,219	01-Mar-2027
<b>R2-U2</b>	7,000	4,178	01-Mar-2027
<b>R2-U3</b>	7,000	4,197	01-Mar-2027
<b>R1-U1</b>	10,000	4,343	01-Jun-2027
<b>R1-U2</b>	10,000	4368	01-Jun-2027
<b>R1-U3</b>	10,000	4310	01-Jun-2027

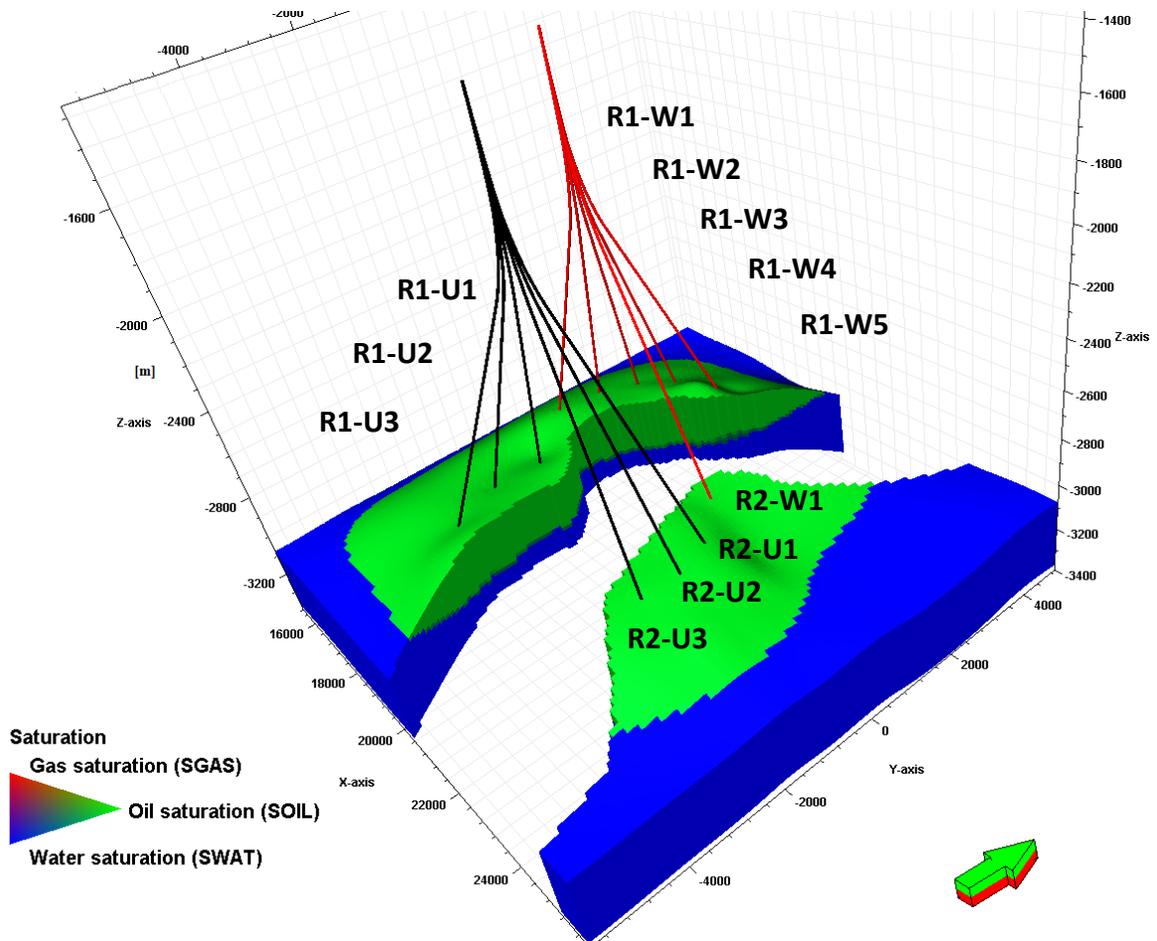


Figura 4. 10 Perforación de 12 pozos utilizando el módulo de Well Path Design de Petrel®

Tabla 4. 12 Condiciones iniciales de operación de 10 pozos

Pozo	$Q_{oi}$ (bbl/d)	BHP (psi)	Inicio de producción
R1-W1	10,000	4466	01-Ago-2026
R1-W2	10,000	4306	01-Ago-2026
R1-W3	10,000	4408	01-Nov-2026
R1-W4	10,000	4403	01-Nov-2026
R1-W5	10,000	4349	01-Nov-2026

<b>R2-W1</b>	7,000	4205	01-Nov-2026
<b>R1-U1</b>	10,000	4345	01-Jun-2027
<b>R1-U2</b>	10,000	4369	01-Jun-2027
<b>R1-U3</b>	10,000	4311	01-Jun-2027
<b>R2-U2</b>	7,000	4188	01-Jun-2027

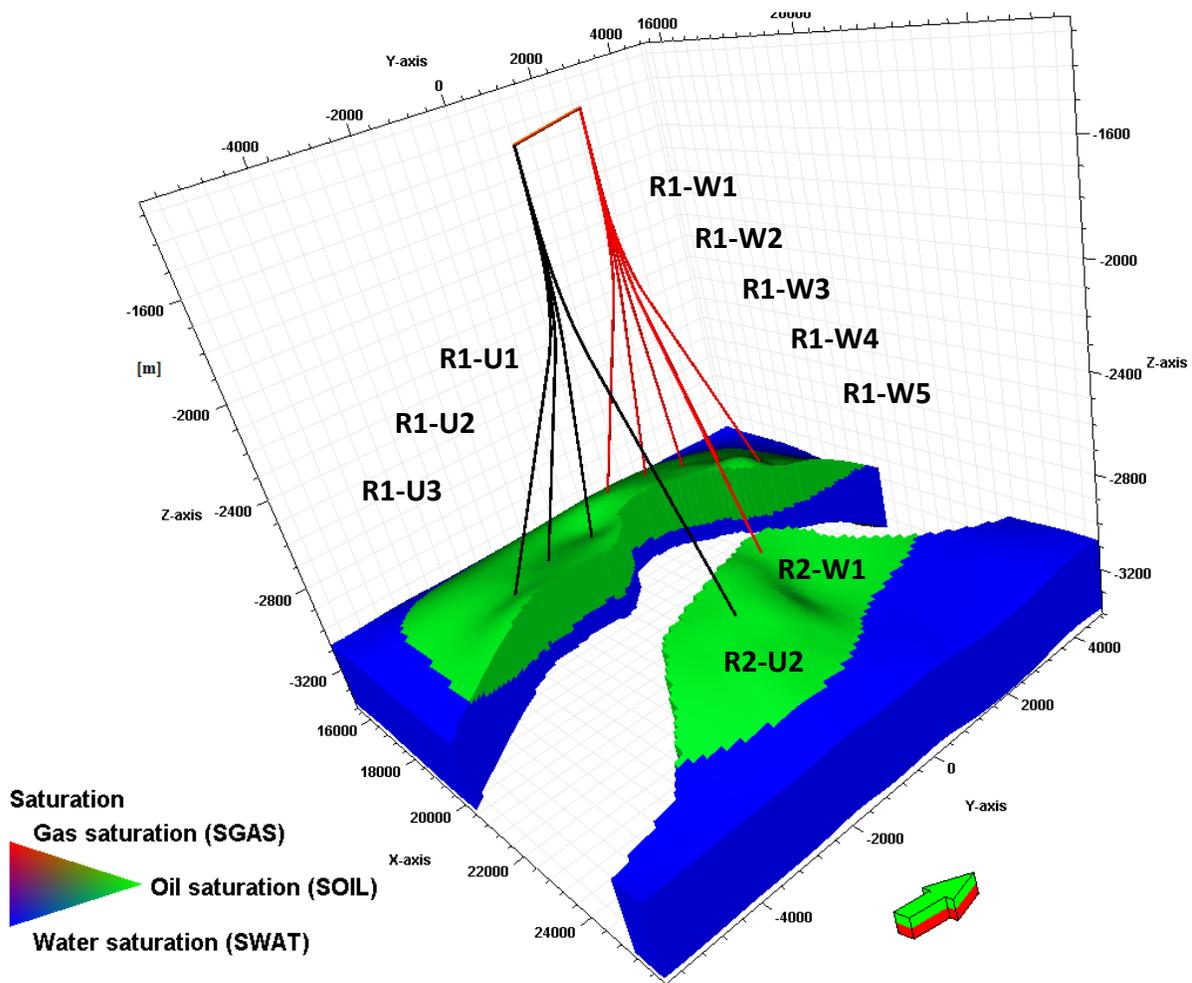


Figura 4. 11 Perforación de 10 pozos utilizando el módulo de Well Path Design de Petrel®

**Tabla 4. 13 Condiciones iniciales de operación de 8 pozos**

Pozo	Q <sub>oi</sub> (bbl/d)	BHP (psi)	Inicio de producción
<b>R1-W3</b>	9,000	4515	01-Ago-2026
<b>R1-W4</b>	9,000	4505	01-Ago-2026
<b>R1-W5</b>	9,000	4454	01-Ago-2026
<b>R1-W1</b>	9,000	4558	01-Ene-2027
<b>R1-W2</b>	9,000	4409	01-Ene-2027
<b>R1-U1</b>	9,000	4452	01-Jun-2027
<b>R1-U2</b>	9,000	4475	01-Jun-2027
<b>R1-U3</b>	9,000	4423	01-Jun-2027

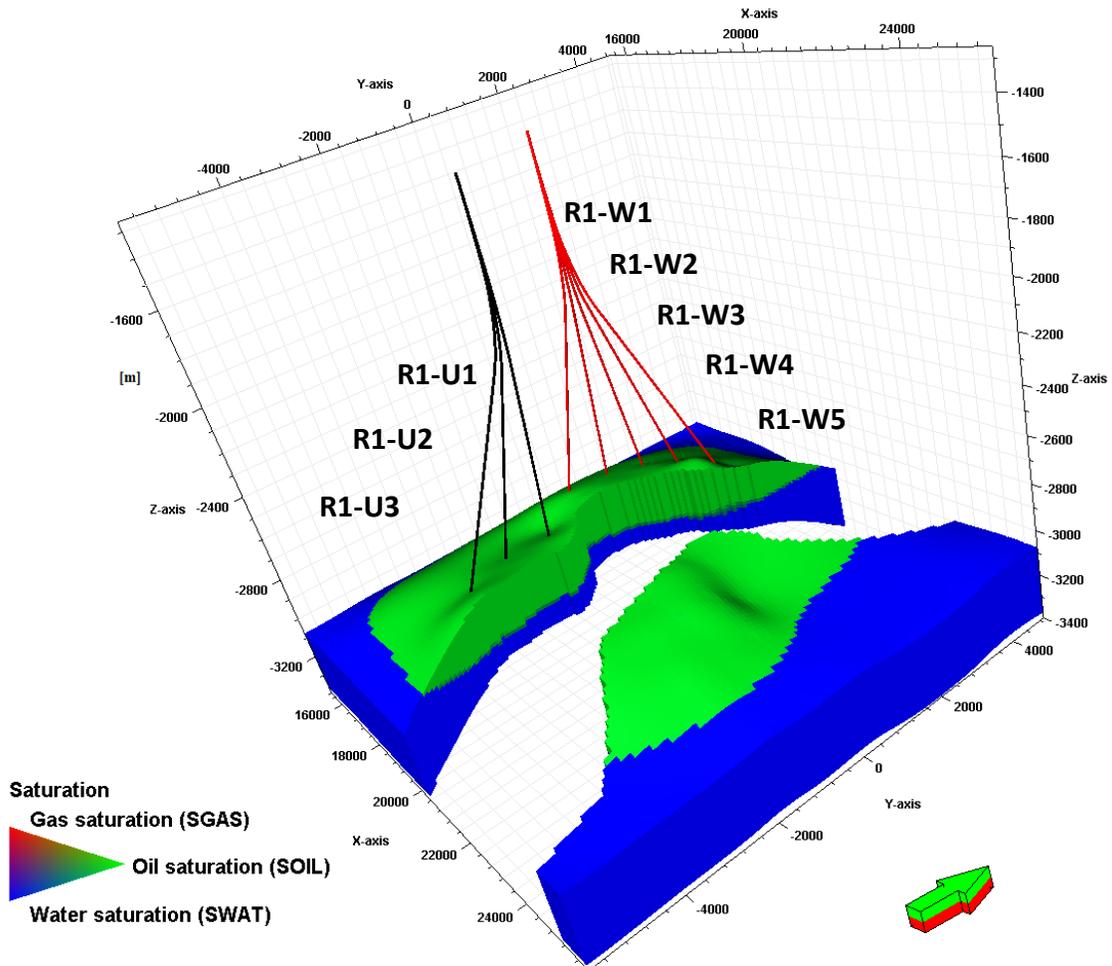


Figura 4. 12 Perforación de 8 pozos utilizando el módulo de Well Path Design de Petrel®

#### 4.6.4 Alternativas de inicio de producción

Para obtener una rentabilidad atractiva en proyectos de aguas profundas se requiere que los pozos produzcan a altos gastos y lo más pronto posible, para lograr recuperar la inversión en el menor tiempo posible, y básicamente esto es debido a que los costos de perforación e instalaciones superficiales son altos. Sin embargo, la perforación de todos los pozos en las mismas fechas para iniciar producción a la par, desde el punto de vista económico, implica una inversión muy elevada que depende entre otros factores, de los acuerdos con contratistas y la disponibilidad de equipos para las operaciones. En tal sentido, con fines ilustrativos y teniendo como objetivo

únicamente evaluar el impacto de distintas alternativas de extracción del yacimiento, se comparan escenarios acoplados con esquemas de producción desfasados (Tabla 4. 11, Tabla 4. 12 y Tabla 4. 13) e inicio de producción en la misma fecha, para la perforación de 12 pozos y con un contacto de fluidos agua-aceite a -2,985 m de profundidad (Escenarios 2 y 4 de la Tabla 4. 9). La comparación de estos escenarios se realizó considerando que, con la perforación de 12 pozos y la ubicación del contacto de fluidos más optimista, los resultados serán más ilustrativos.

## **4.7 Resultados**

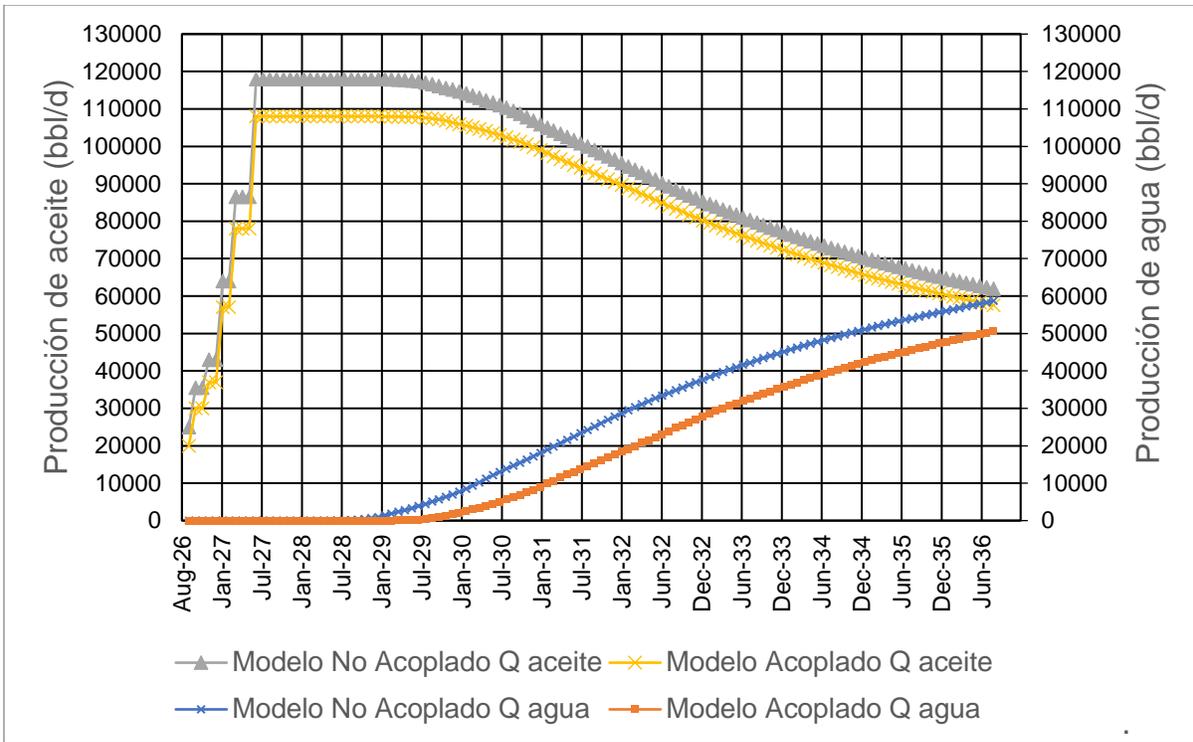
### **4.7.1 Aspectos técnicos**

#### **4.7.1.1 Comparativa entre la Metodología Convencional y Metodología Integrada**

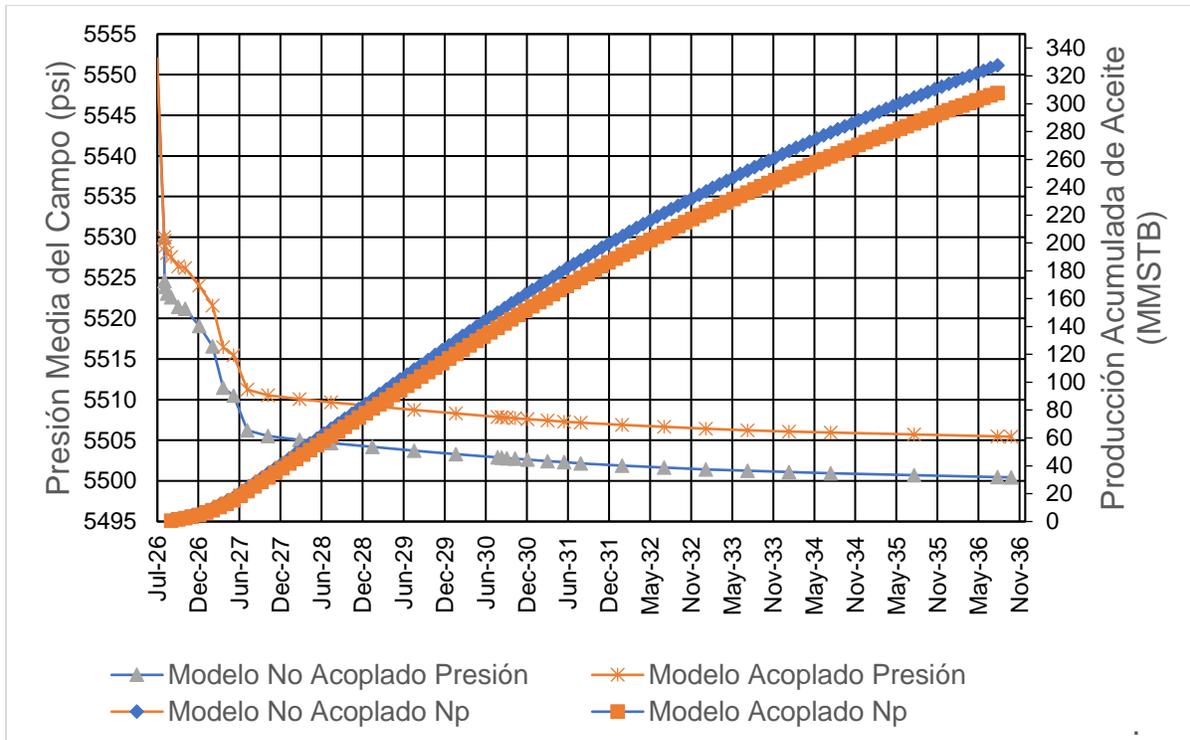
##### **Análisis del modelo sub-superficial**

En este caso de estudio se comparan  $q_o$  y  $q_w$ , así como los perfiles de  $\bar{p}$  y  $N_p$  para los escenarios del modelo acoplado con respecto a los resultados de las simulaciones de forma independiente (no acoplado) que se muestran en la **Figura 4. 13 y 4.14**.

Se puede observar que la diferencia entre los pronósticos de  $q_o$  inicial para los modelos acoplado y no acoplado es del 25%, un porcentaje pequeño a comparación de otros campos que poseen mayores dimensiones. El modelo no acoplado refleja una plataforma de producción para todo el campo de 118,000 bbl/d gastos iniciales, contra 108,000 bbl/d del modelo acoplado. Con lo que respecta a la producción de agua se espera, para la metodología convencional, que ésta incremente 14%, con lo cual se alcanzaría un corte de agua aproximado de 50% para 2036, no así en el modelo integrado. Estas diferencias obedecen a la forma en la que el modelo acoplado restringe y controla dinámicamente las condiciones de producción. El procedimiento consiste en variar las presiones de fondo de cada nodo para producir a un gasto establecido, de acuerdo con las características cambiantes del yacimiento y la red a lo largo del tiempo. Con lo anterior, se favorecen los pronósticos de producción más realistas.



**Figura 4. 13 Gastos de aceite y agua para el modelo acoplado y no acoplado**



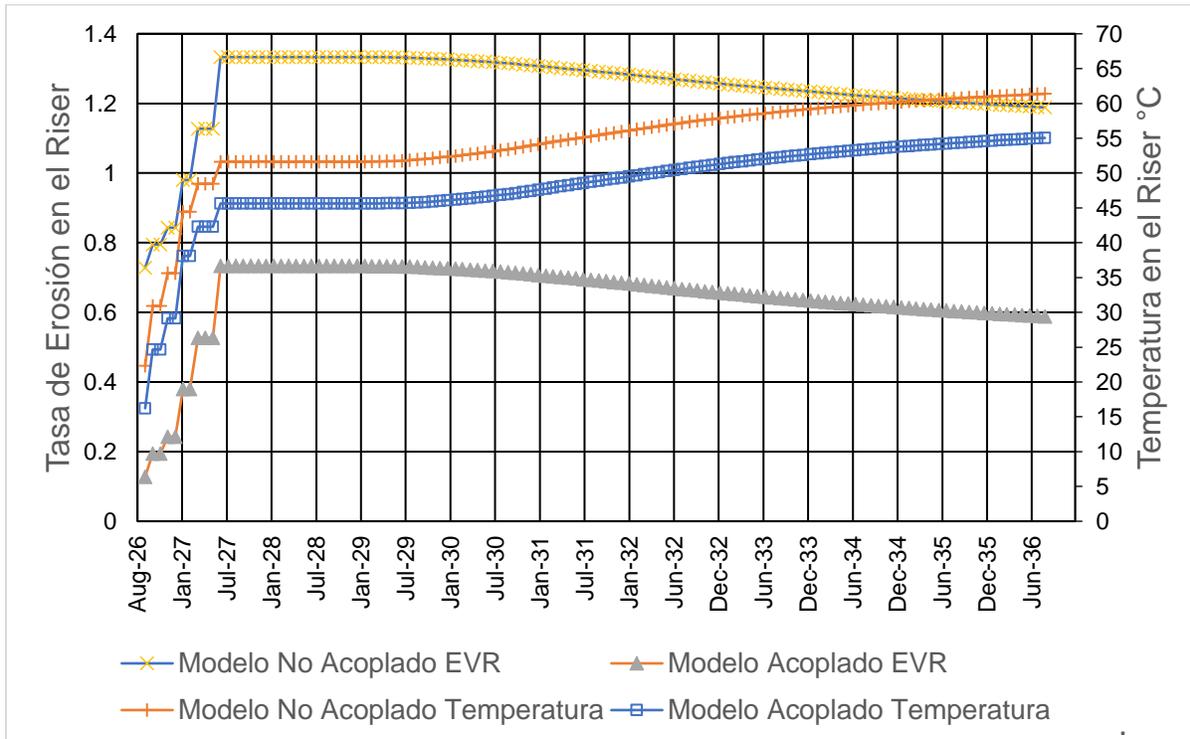
**Figura 4. 14 Presión media del campo y producción acumulada de aceite para el modelo acoplado y no acoplado**

Esto repercute directamente en el diseño de las instalaciones superficiales, que se hace en función de la producción esperada, por lo que el modelo no acoplado puede elevar sus costos como consecuencia de pronósticos más ideales y sesgar el análisis de la rentabilidad de un proyecto en aguas profundas.

### Análisis del modelo superficial

La importancia de considerar las interacciones entre el modelo de yacimiento y red de transporte puede apreciarse más fácilmente en la **Figura 4. 15**, que muestra valores de *EVR* del riser de producción y la temperatura en la base del mismo. Los gastos de producción más elevados del modelo no acoplado producen valores de *EVR* mayores a la unidad, representando un riesgo para la integridad de las líneas de acuerdo al diseño de los diámetros actuales, no así para el caso acoplado, donde el valor del *EVR* no excede de 0.8. Comúnmente se realizan análisis de sensibilidad para diseñar la tubería adecuada cumpliendo con esta condición, y para el caso no

acoplado, los gastos de producción actuales requerirían un diámetro mayor, lo que incrementaría el costo de tuberías. Aunado a ello, el costo del riser se incrementaría como consecuencia de la necesidad de un material más resistente a las altas temperaturas.



**Figura 4. 15 Tasa de velocidad de erosión y temperatura en el riser de producción para el modelo acoplado y no acoplado**

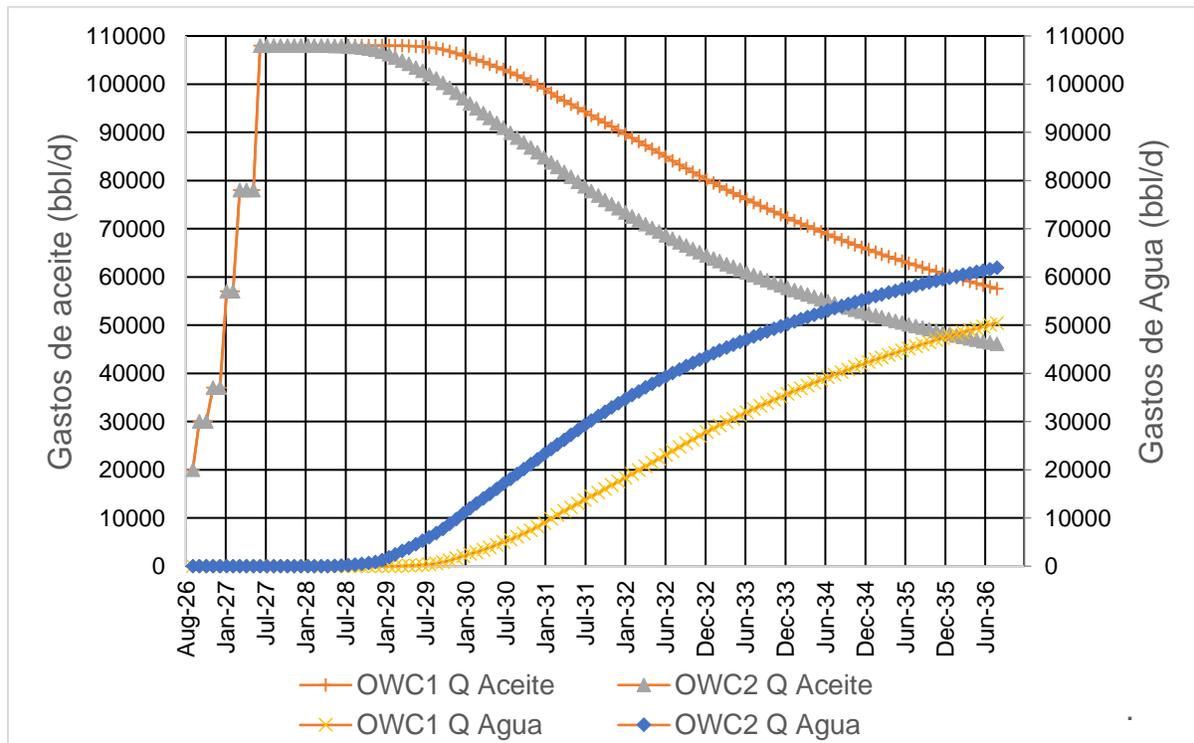
#### 4.7.1.2 Incertidumbre sub-superficial: Localización del Contacto Agua-Aceite

##### Análisis del modelo sub-superficial

La **Figura 4. 16** y **4.17** muestran el comportamiento de  $q_o$ ,  $q_w$ ,  $\bar{p}$  y  $N_p$  para las dos ubicaciones consideradas para el contacto.

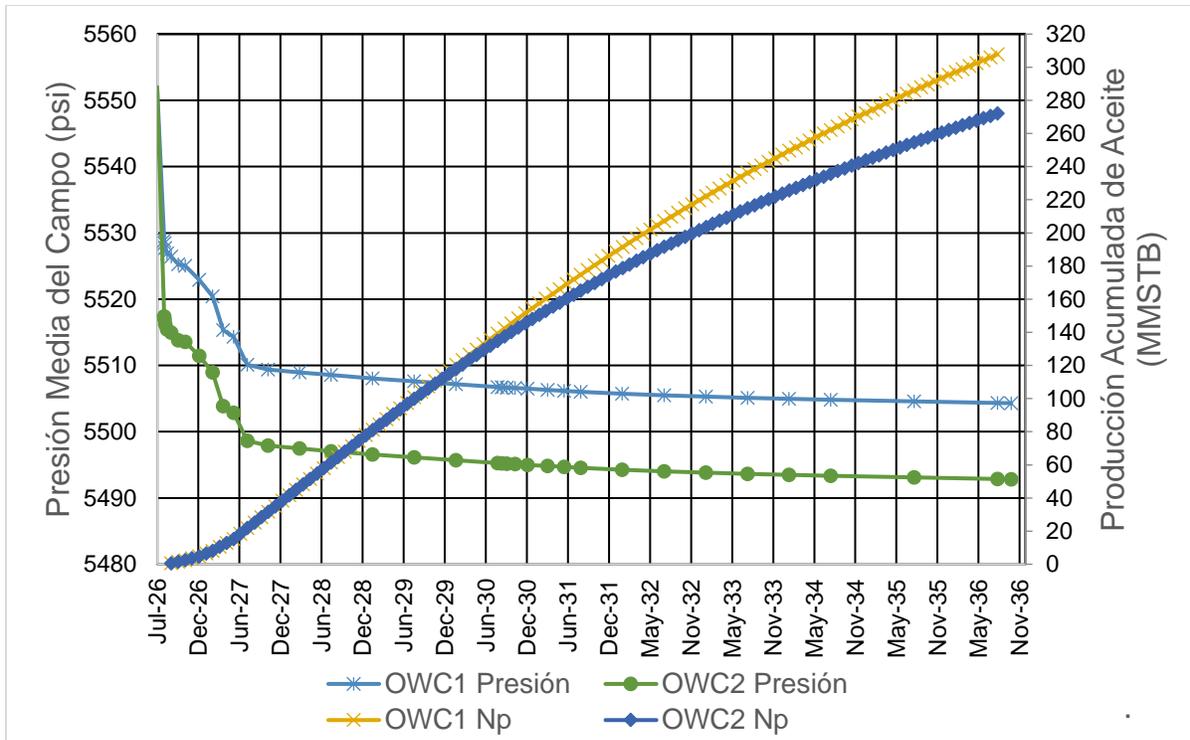
Debido a los gastos iniciales, en ambos escenarios se observa un comportamiento similar en los perfiles de presión, que prácticamente cambian a la misma proporción pese a no tener la misma presión inicial. No obstante, como es esperado debido a la

diferencia en los volúmenes iniciales de los sistemas y volumen inicial, el gasto en el caso en el que OWC2 se encuentra a una profundidad menor comienza antes su declinación, impactando directamente en el volumen total recuperado durante el periodo estudiado; y el corte de agua es mayor, pues el tiempo de irrupción se acelera.



**Figura 4. 16 Gastos de aceite y agua para distintas profundidades del contacto agua-aceite**

Uno de los parámetros más importantes a monitorear en este escenario es el corte de agua. De la Figura 4. 16 puede observarse que para el escenario base (Contacto de fluidos agua-aceite a -2,985 m) al término del periodo estudiado el corte de agua no excede el 50%, mientras que para el escenario con el contacto agua-aceite a -2,970 m para el año 2036 se pronostica un porcentaje de agua de aproximadamente 57%.



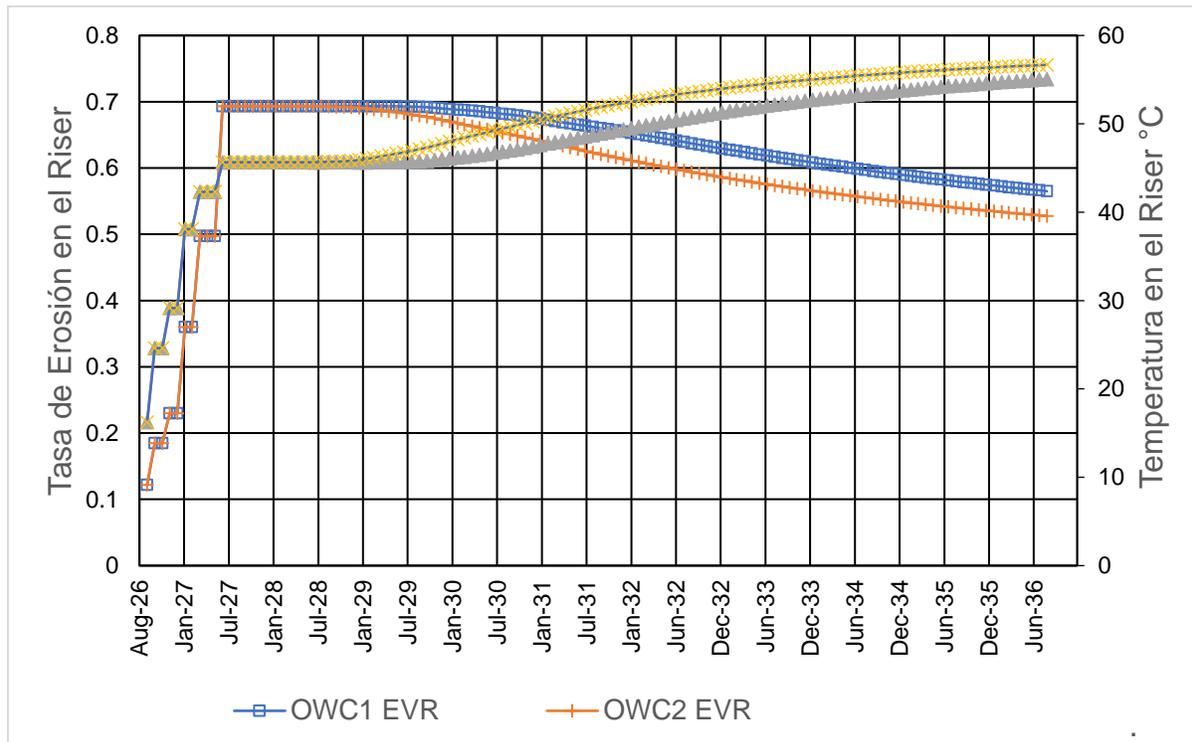
**Figura 4. 17 Presiones medias del sistema y producciones acumuladas de aceite para distintas profundidades del contacto agua-aceite**

Los resultados de estos escenarios muestran una diferencia aproximada del 13% para la recuperación de aceite total en el campo al final de 10 años de producción, 307.77 MMSTB contra 272.06 MMSTB para el escenario 2 y 3 respectivamente (Tabla 4. 9).

Tener altos cortes de agua y declinaciones aceleradas afectan directamente el dimensionamiento de las instalaciones superficiales requeridas la separación, manejo de las fases producidas, así como los costos asociados a las mismas.

### **Análisis del modelo superficial**

Con relación a las líneas de transporte, se muestran en la **Figura 4. 18** el  $EVR$  y la  $T_R$ , donde se puede apreciar que, si el corte de agua aumenta, las temperaturas también reflejan el incremento en algunos grados, que deben ser tomados en consideración para el tipo de material o especificaciones técnicas de las tuberías, mientras que el  $EVR$  refleja un comportamiento similar independientemente de la ubicación del contacto.

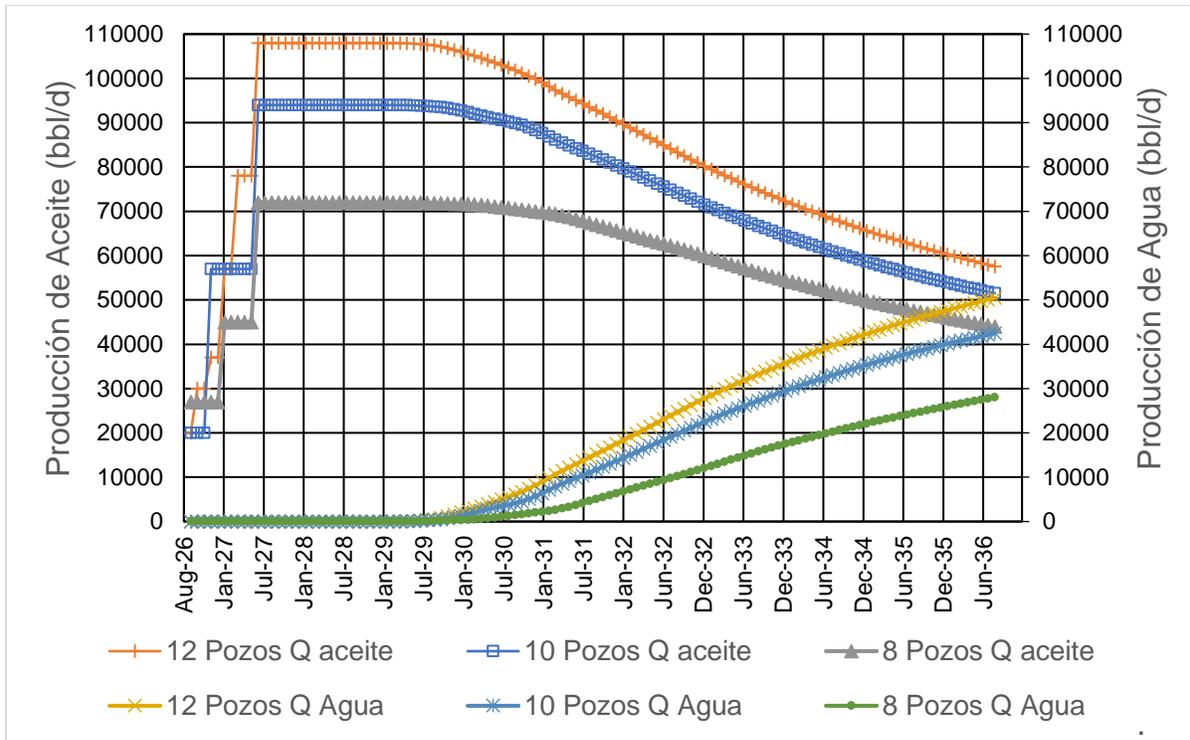


**Figura 4. 18 Tasa de Velocidad de Erosión y Temperaturas en el riser de producción para distintas profundidades del contacto agua-aceite**

#### 4.7.1.3 Sensibilidad del número de pozos

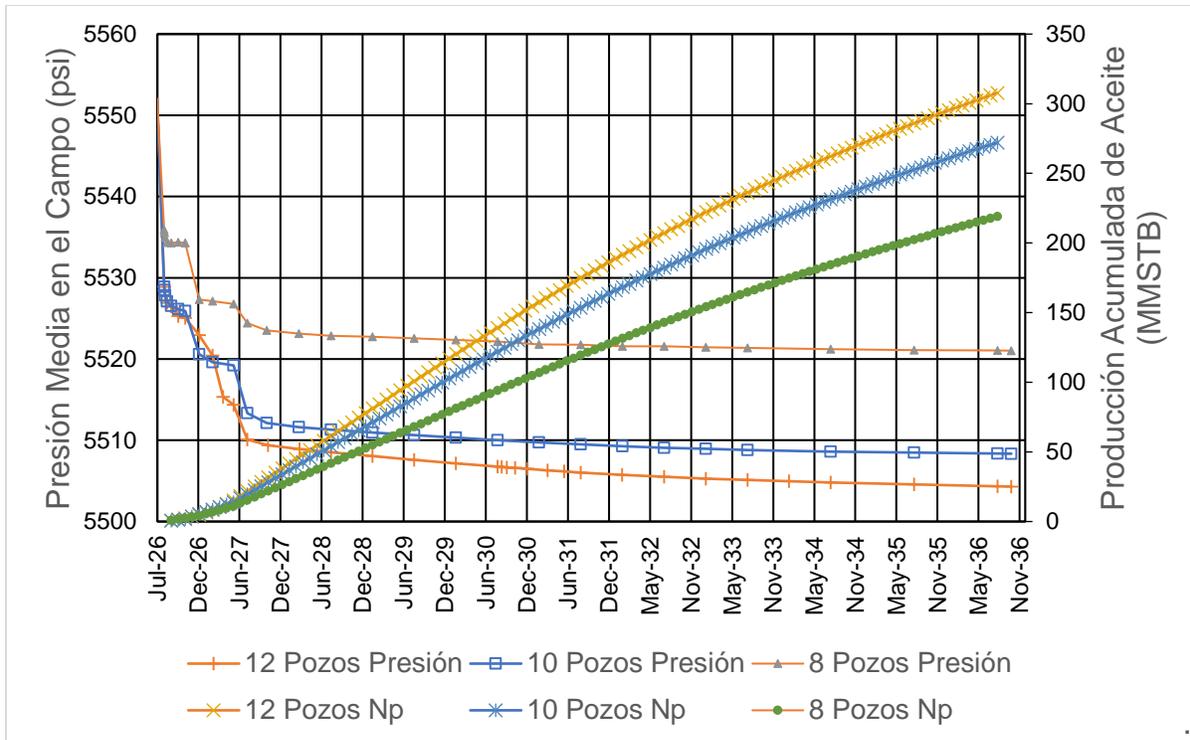
##### Análisis del modelo sub-superficial

En la **Figura 4. 19** se comparan los pronósticos de  $q_o$  y  $q_w$  para los escenarios de la perforación de 12, 10 y 8 pozos en el campo. Como es de esperarse, se observan gastos de producción del campo más elevados con la perforación de 12 pozos, con una disminución del 11% y 30% para los escenarios de 10 y 8 pozos respectivamente, en comparación con el escenario de 12 pozos.



**Figura 4. 19 Gastos de aceite y agua para los escenarios de 12, 10 y 8 pozos**

El perfil de  $\bar{p}$  del sistema y sus respectivas  $N_p$ , de acuerdo al número de pozos, se muestra en la **Figura 4. 20**, donde puede apreciarse que la recuperación acumulada de aceite a diez años para el escenario de la perforación de 8 pozos es menor en comparación con los escenarios de 10 y 12 pozos, como consecuencia de una caída de presión menor en el sistema y con la cual después de un periodo de estudio más prolongado se esperaba una mejor recuperación de hidrocarburos. Para este escenario, la producción acumulada de aceite se pronostica de 88.76 MMSTB menos que la esperada como consecuencia de la perforación de 12 pozos, mientras que para la perforación de 10 pozos esta cantidad se reduce por 35.66 MMSTB.



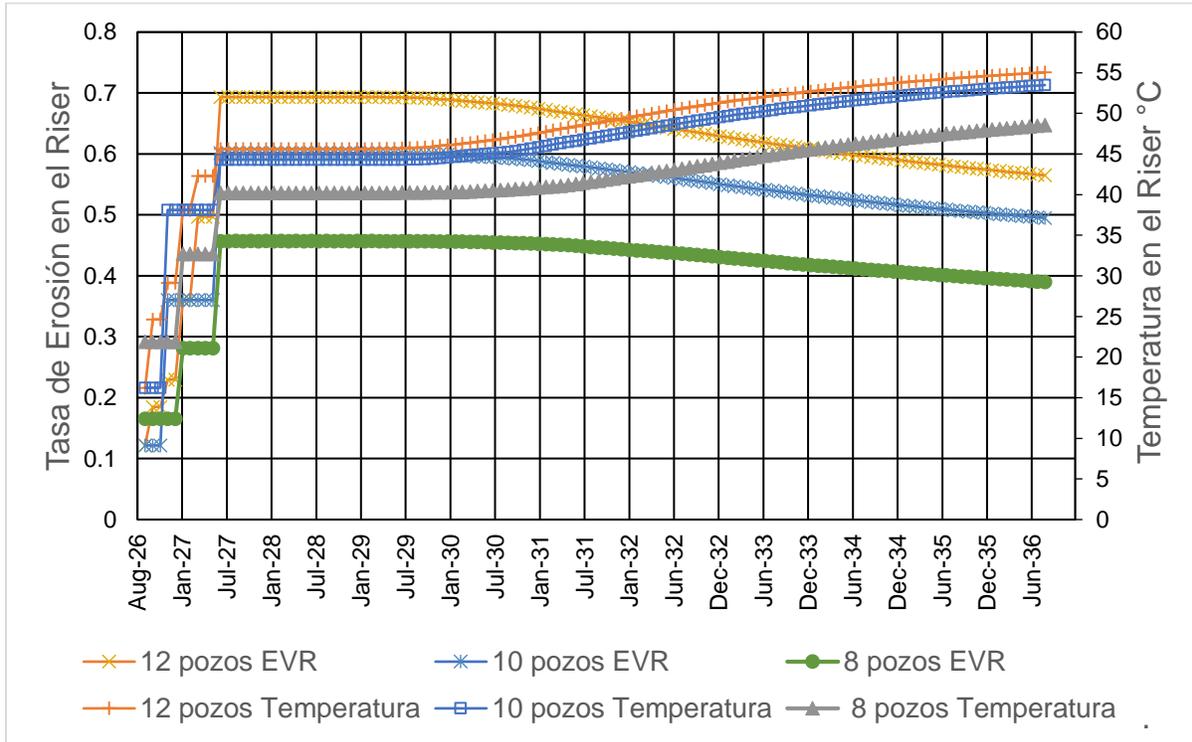
**Figura 4. 20 Presión media del sistema y producción acumulada de aceite para los escenarios de 12, 10 y 8 pozos**

Estos pronósticos resultan de interés para diseñar correctamente, entre otros elementos, las instalaciones de procesamiento; como separadores o tanques de almacenamiento, y apoyar en la decisión del tipo de instalaciones para procesos costa afuera a seleccionar.

### **Análisis del modelo superficial**

La **Figura 4. 21** muestra el *EVR* en el riser de producción como consecuencia del flujo de 12, 10 y 8 pozos. En ningún caso el valor de esta variable excede la unidad, asegurando un diseño de diámetro correcto<sup>71</sup>. Para el escenario de 12 pozos, el valor de *EVR* es de 0.70, lo que refleja la elección de un diámetro adecuado, mientras que para los escenarios de 10 y 8 pozos se observan valores de 0.6 y 0.4 respectivamente. En este sentido, el diámetro para el escenario de 8 pozos puede ser considerado como un diseño sobre-estimado, por lo que se recomienda proponer un diámetro de riser menor, con el cual, a los gastos de producción de 8 pozos se obtenga un *EVR* que ronde el valor de 0.7. En la misma figura pueden observarse las

temperaturas esperadas en el riser. Para el escenario de 8 pozos la temperatura se encuentra por debajo de los 50° C, permitiendo la disminución de costos en la elección del material o especificaciones técnicas de las tuberías, los escenarios de 10 y 12 pozos muestran temperaturas esperadas de 54 y 56° C respectivamente.

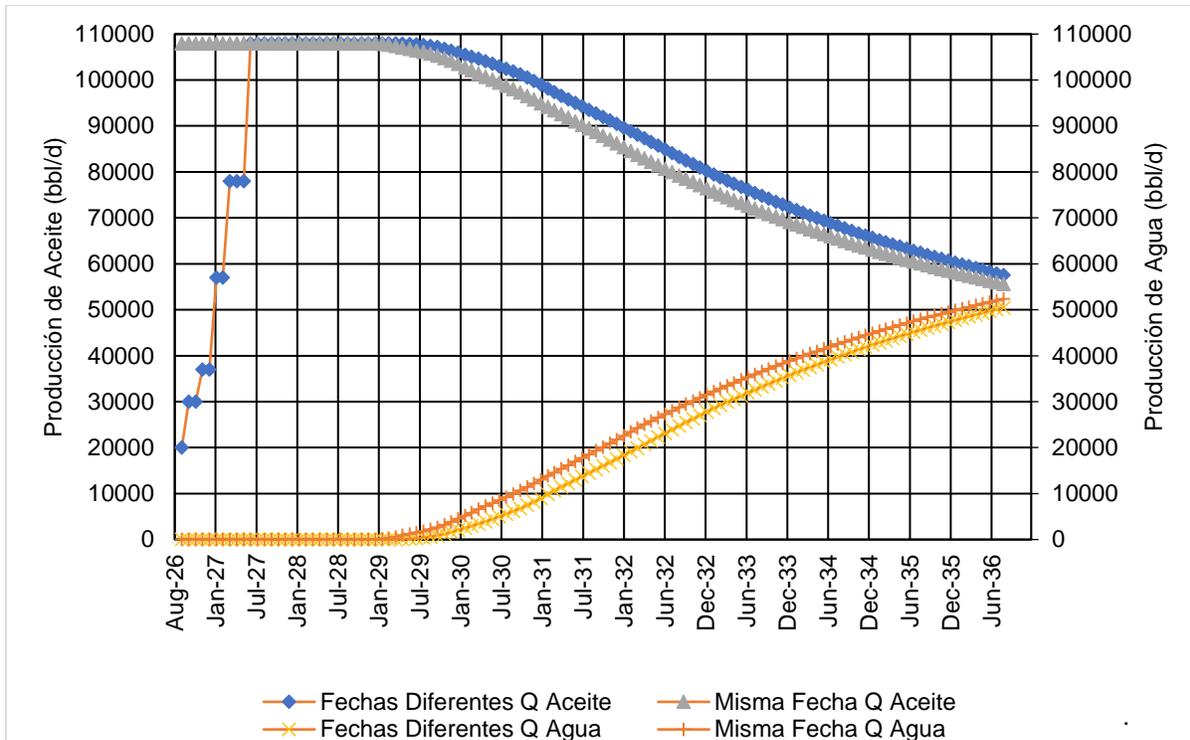


**Figura 4. 21 Tasa de Velocidad de Erosión y temperaturas en el riser de producción para los escenarios de 12, 10 y 8 pozos**

#### 4.7.1.4 Alternativas de inicio de producción

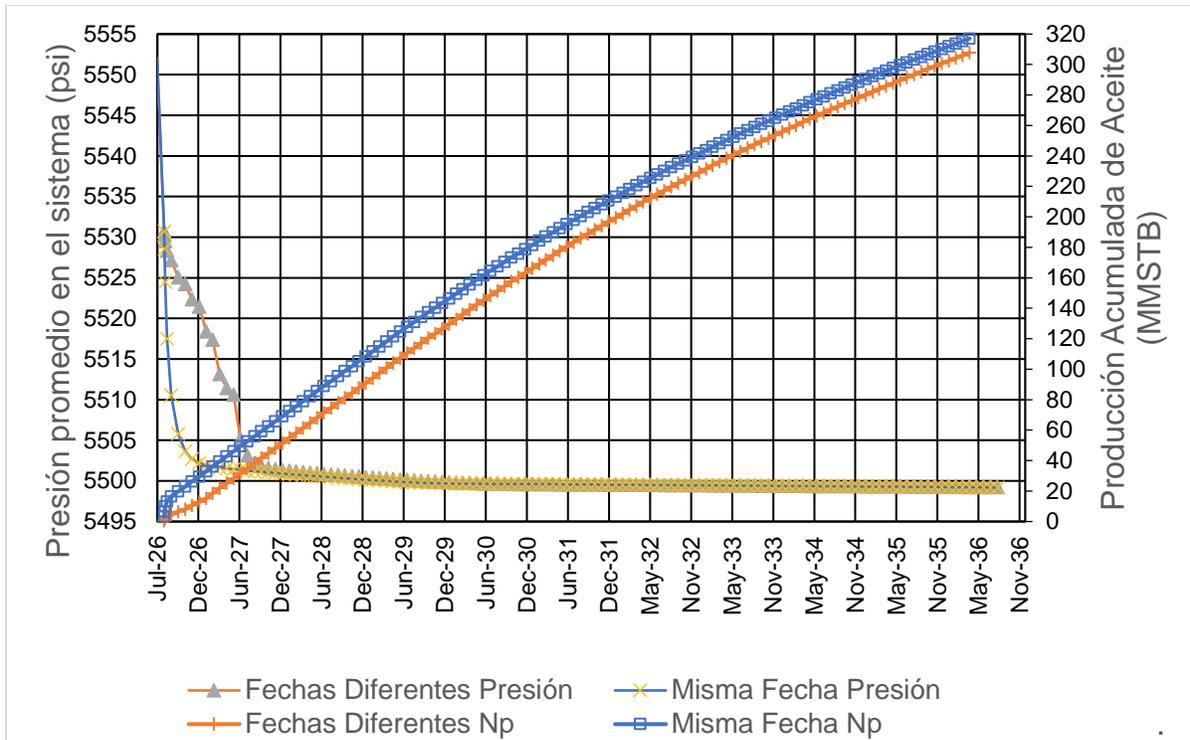
##### Análisis del modelo sub-superficial

Gracias a una plataforma de producción más prolongada en el  $q_o$  que se muestra en la **Figura 4. 22**, la respuesta para la  $N_p$  del escenario todos los pozos inician producción al mismo tiempo se coloca por encima de la curva en la que los pozos se abren paulatinamente, generando como consecuencia una caída de presión más abrupta en el sistema que puede observarse en la **Figura 4. 23**.



**Figura 4. 22 Gastos de Aceite y agua para distintos esquemas de extracción**

El corte de agua para el escenario desfasado es ligeramente menor (2%) en comparación con el escenario de mismo inicio de producción, el cual muestra, al término del periodo estudiado, un corte de agua de 48%.

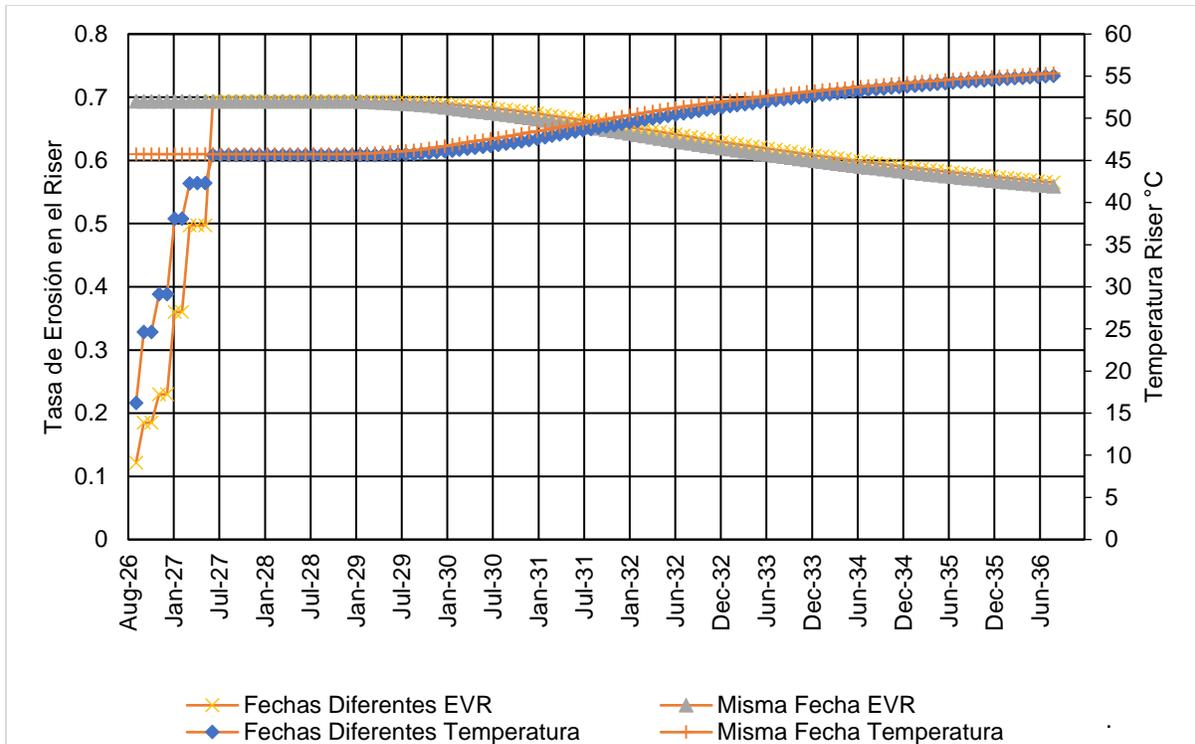


**Figura 4. 23 Presión media en el sistema y producciones acumuladas de aceite para distintos esquemas de extracción**

La producción acumulada para el escenario desfasado es aproximadamente 10 MMSTB menor a la  $N_p$  del escenario en el que todos los pozos inician producción en la misma fecha.

### Análisis del modelo superficial

En la **Figura 4. 24** puede apreciarse que el comportamiento del  $EVR$  y la  $T_R$  no reflejan cambios importantes respecto a los distintos esquemas de producción propuestos, el  $EVR$  se mantiene en 0.7 y la  $T_R$  en  $55^\circ\text{C}$ .



**Figura 4. 24 Tasa de Velocidad de Erosión y temperaturas en el riser de producción para distintos esquemas de extracción**

#### 4.7.1.5 Todos los escenarios

A continuación, se presenta la comparación de todos los escenarios simulados, con el objetivo de identificar aquellos que presentan las mejores y peores características técnicas con base en las incertidumbres propuestas.

##### **Análisis del modelo sub-superficial**

En la **Figura 4. 25** pueden apreciarse los diferentes  $q_o$  y  $q_w$  para el campo Set. El pronóstico de  $q_o$  más elevado corresponde al escenario 1 (Tabla 4. 9) del modelo no acoplado, por el contrario, el escenario 13 (Tabla 4. 9) de la perforación de 8 pozos con un contacto de fluidos agua-aceite a -2,970 muestra el pronóstico de  $q_o$  más bajo. Cuantitativamente, el escenario 1 refleja una plataforma de producción, para todo el campo, de 118,000 bpd y el escenario 13 de 72,000 bpd. La comparación entre los cortes de agua muestra una diferencia de 4%; para el peor escenario este valor es de aproximadamente 53%. En general, las plataformas de producción más cortas se observan para los escenarios en los que el contacto se encuentra a una menor profundidad y el esquema de producción no se encuentra desfasado.

Las  $\bar{p}$  y  $N_p$  del campo se muestran en la **Figura 4. 26**, la mejor producción acumulada se presenta para el escenario 1 (Tabla 4. 9) con 327 MMSTB y con 317 MMSTB el escenario 4 (Tabla 4. 9). Por el contrario, las producciones acumuladas más bajas se esperan con los escenarios 13 y 11 (Tabla 4. 9), con 201 y 196 MMSTB respectivamente. Respecto a las presiones medias en el sistema, puede observarse que para el escenario 10 (Tabla 4. 9), con la perforación de 8 pozos, se tienen pocas caídas de presión, contrario a ello, el escenario 5 (Tabla 4. 9) de la perforación de 12 pozos muestra las presiones más bajas.

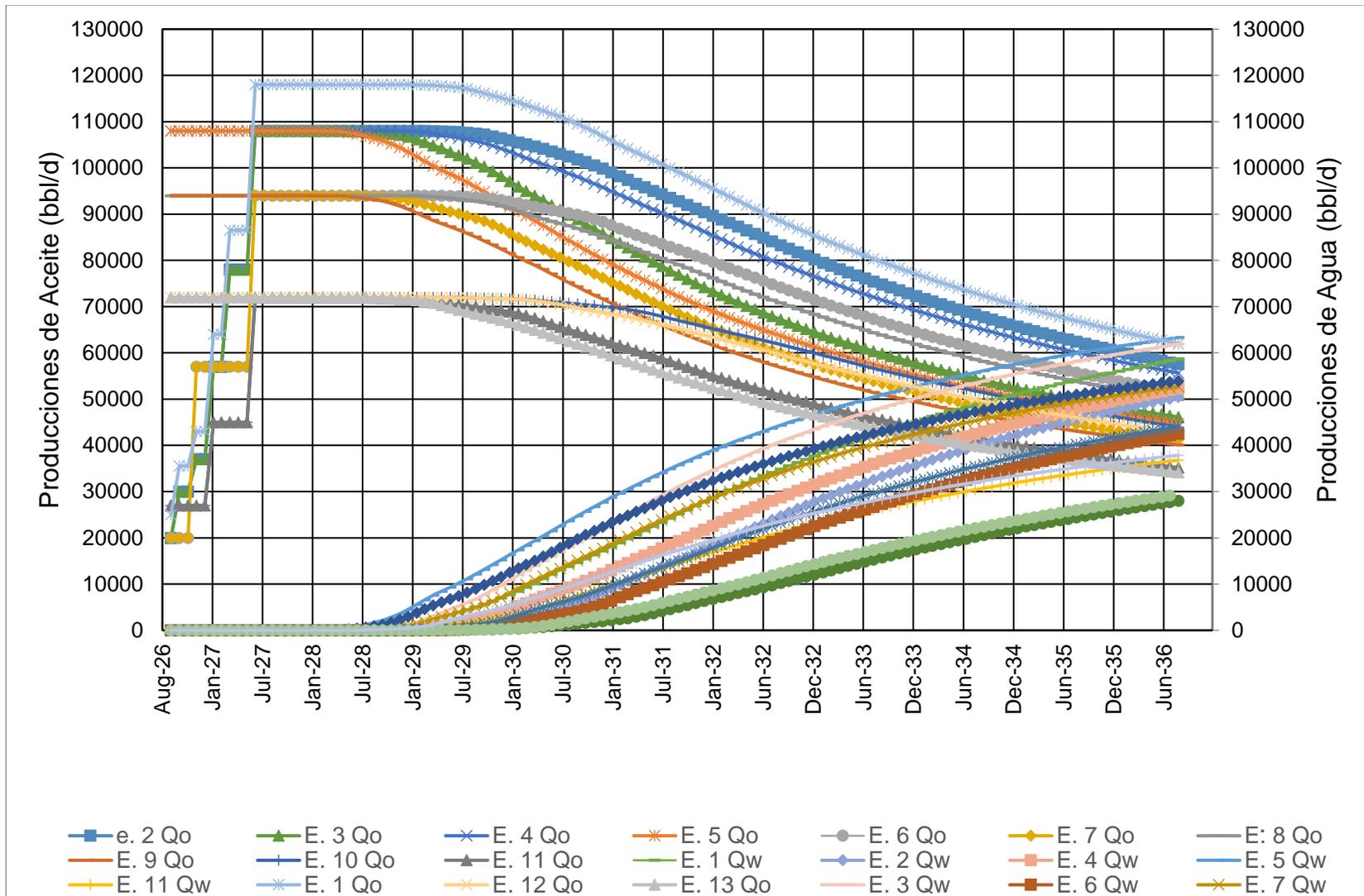


Figura 4. 25 Gastos de Aceite y agua para los distintos escenarios simulados

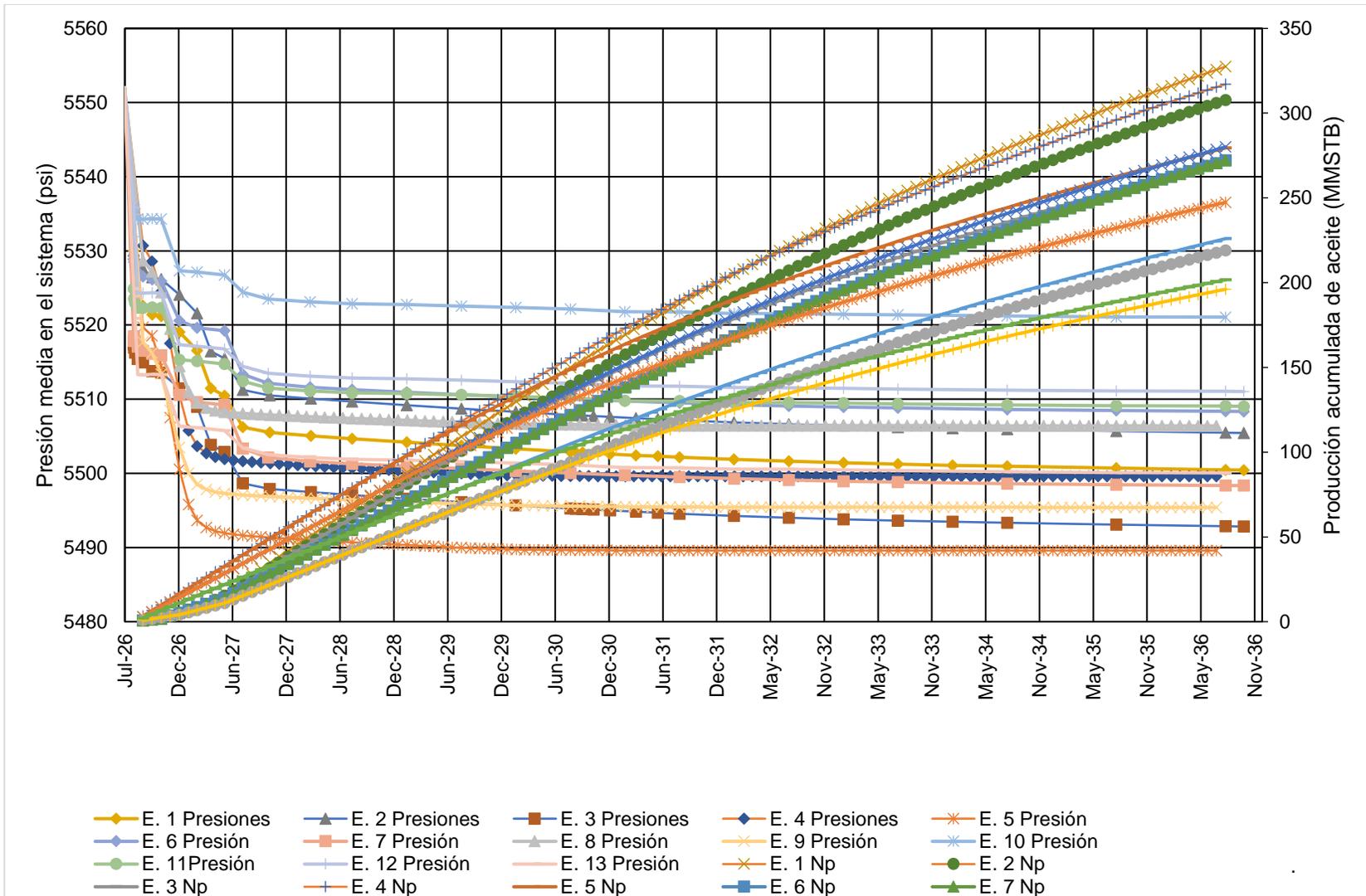


Figura 4. 26 Presión media en el sistema y producciones acumuladas de aceite para los distintos escenarios simulados

### **Análisis del modelo superficial**

En la **Figura 4. 27** se presentan los valores de  $EVR$  y la  $T_R$  para todos los escenarios simulados. La mayoría muestran valores de  $EVR$  menores a la unidad, con excepción del escenario 1 (Tabla 4. 9) del modelo no acoplado. Los escenarios que consideran la perforación de únicamente 8 pozos exhiben valores menores a 0.5 y como se ha mencionado anteriormente, para tales escenarios los bajos gastos de producción permiten la reducción de los diámetros actuales propuestos para el modelo de infraestructura de producción. Los escenarios con mayores gastos de producción reflejan temperaturas más altas, 62°C para la metodología convencional (Escenario 1, Tabla 4. 9) y 48° C para el escenario 12 (Tabla 4. 9) que considera la perforación de 8 pozos con un contacto de fluidos a -2,985 m, donde todos los pozos inician producción en la misma fecha. Además, puede observarse una relación directa entre el aumento de producción de agua y el aumento en la temperatura del riser de producción.

En la **Tabla 4. 15** muestra los resultados de las variables del modelo sub-superficial y superficial analizadas para todos los escenarios simulados, con el objetivo de facilitar al lector su comparación. Para facilitar el estudio de  $q_o$  y  $q_w$  se presenta el corte de agua al final del periodo estudiado.

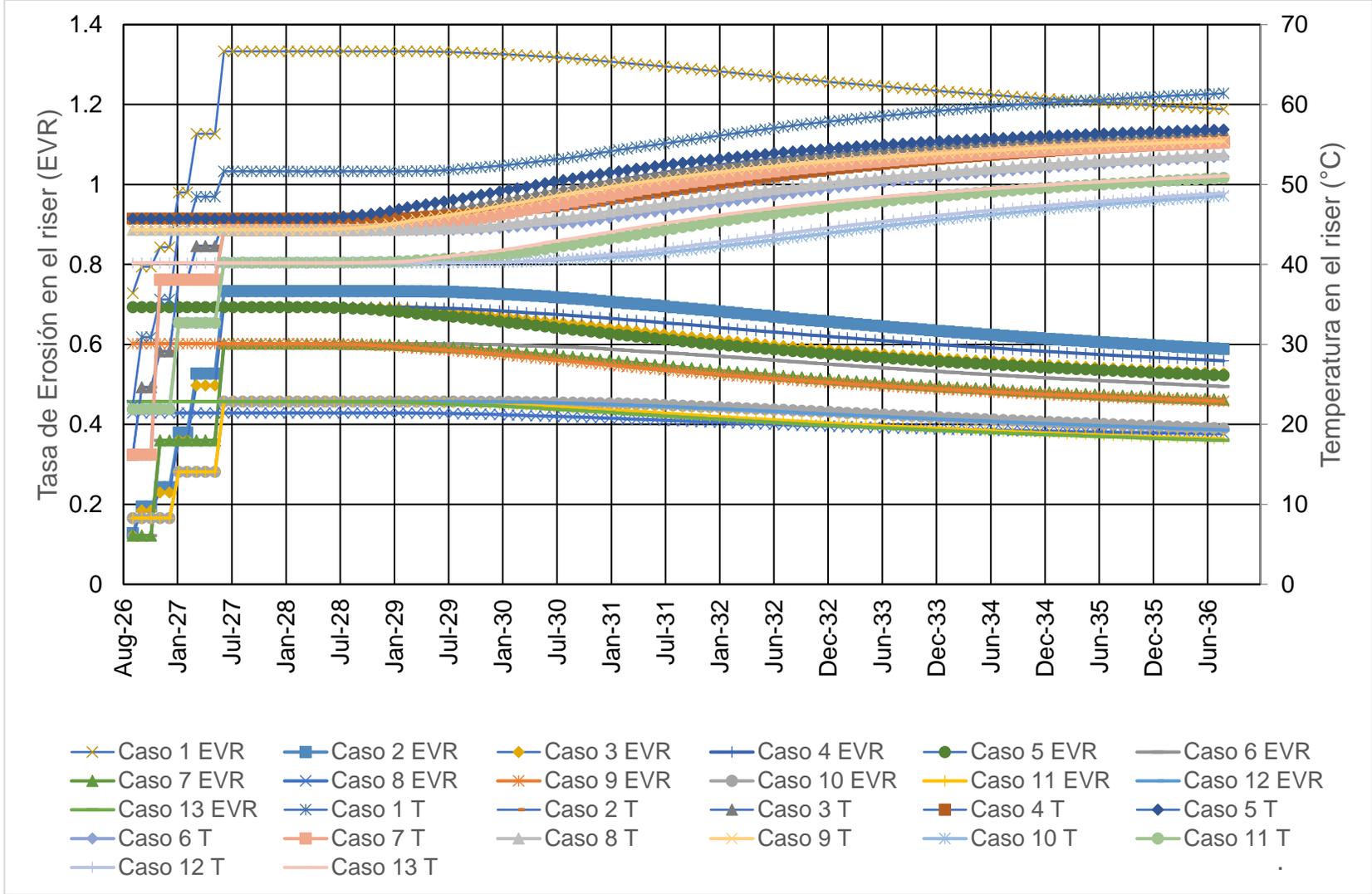


Figura 4. 27 Tasa de Velocidad de Erosión y temperaturas en el riser de aceite para los distintos escenarios simulados

**Tabla 4. 14 Resultados para todos los escenarios**

Escenario	Corte de agua (%)	$N_p$ (MMSTB)	$\bar{p}$ (psi)	$EVR$	$T_R$ (°C)
1	49	327.49	5500	1.3	61
2	47	307.77	5503	0.7	55
3	57	272.06	5491	0.7	56
4	48	317.04	5498	0.7	55
5	59	279.44	5488	0.7	57
6	45	272.11	5507	0.6	53
7	56	240.99	5498	0.6	55
8	47	280.13	5506	0.4	54
9	57	247.36	5495	0.6	55
10	39	219.006	5521	0.45	49
11	51	196.09	5509	0.45	51
12	41	226.00	5511	0.45	49
13	53	201.68	5500	0.45	51

#### 4.7.2 Aspectos económicos

Con el objetivo de robustecer los escenarios descritos con anterioridad y para analizar su impacto en la rentabilidad del proyecto, se realizó una evaluación económica que considera los pronósticos de producción de las simulaciones numéricas y las siguientes premisas financieras:

- Precio del barril: 50
- CAPEX (Costos de inversión)
  - Perforación y Terminación de un pozo en aguas profundas: 100 MMdls
  - Renta de equipo de perforación en aguas profundas: 1 MMdls/día
  - Instalaciones superficiales submarinas: 1,800 MMdls/12 pozos
  - Instalaciones superficiales submarinas: 1,600 MMdls/10 pozos
  - Instalaciones superficiales submarinas: 1,400 MMdls/8 pozos
- OPEX (Costos operativos)
  - Variable: 12 dls/bbl
  - Fijos: 30 MMdls
- Tasa de descuento: 10%
- Regalías: 12%
- Impuestos: 25%

Existe una variedad de indicadores económicos que fortalecen las decisiones financieras de los proyectos, sin embargo, para este caso de estudio, se calcularon los siguientes:

- Valor Presente Neto,  $VPN$
- Tasa Interna de Retorno,  $TIR$
- Eficiencia de la Inversión,  $E_i$

Los resultados de  $VPN$ ,  $TIR$ ,  $E_i$  para distintos escenarios económica se presentan puntualmente en la **Tabla 4. 15**. Como puede observarse, los mejores escenarios son el 6, 8 y 4 (Tabla 4. 9), dos de ellos implican la perforación de 10 pozos. Por el

contrario, los escenarios con los indicadores económicos son el 11, 12 13 (Tabla 4. 9) todos bajo un esquema de perforación de 8 pozos. Las diferencias de  $VPN$ ,  $TIR$ ,  $E_i$  para los escenarios extremos ascienden a \$1,160 MMdls, 9% y \$0.43 respectivamente.

**Tabla 4. 15 Indicadores económicos para todos los escenarios**

Escenario	$VPN$ (MMdls)	$TIR(\%)$	$E_i$ (dls)
1	\$1,477	18	0.37
2	\$1,506	19	0.42
3	\$1,098	17	0.31
4	\$1,640	17	0.44
5	\$1,529	17	0.38
6	\$1,549	21	0.54
7	\$1,196	19	0.42
8	\$1,851	19	0.51
9	\$1,273	17	0.35
10	\$842	17	0.31
11	\$553.74	15	0.20
12	\$743	14	0.21
13	\$388.72	12	0.11

La volatilidad de los precios del barril de aceite y los aumentos en los costos de inversión tienen un fuerte impacto en la rentabilidad de los proyectos en aguas profundas, en comparación con los desarrollos convencionales. Para todos los proyectos, es importante considerar el precio de barril de equilibrio, a partir del cual el proyecto es rentable, y aunque cada desarrollo posee un precio de equilibrio que considera las características y complejidades particulares, la mayoría de los proyectos en aguas profundas requieren de un precio de equilibrio por arriba de los 50 dls/bbl.

Se seleccionaron tres de los escenarios simulados -el que muestra los mejores indicadores económicos (escenario 6), un intermedio (escenario 2) y el que refleja los indicadores económicos más bajos (escenario 13)-, para realizar un análisis del comportamiento de los indicadores económicos bajo la volatilidad de los precios del barril de aceite y la posible disminución (del 10 a 20%) o aumento de los costos de inversión (del 10 al 50%). Los resultados para  $VPN$ ,  $TIR$ ,  $E_i$  con precios de barril de \$30 a \$90 dls y variaciones en las inversiones, se muestran en la **Tabla 4. 16 a 4.24**. Para facilitar al lector la comprensión de estos datos, se han agregado las **Figura 4.**

**28**

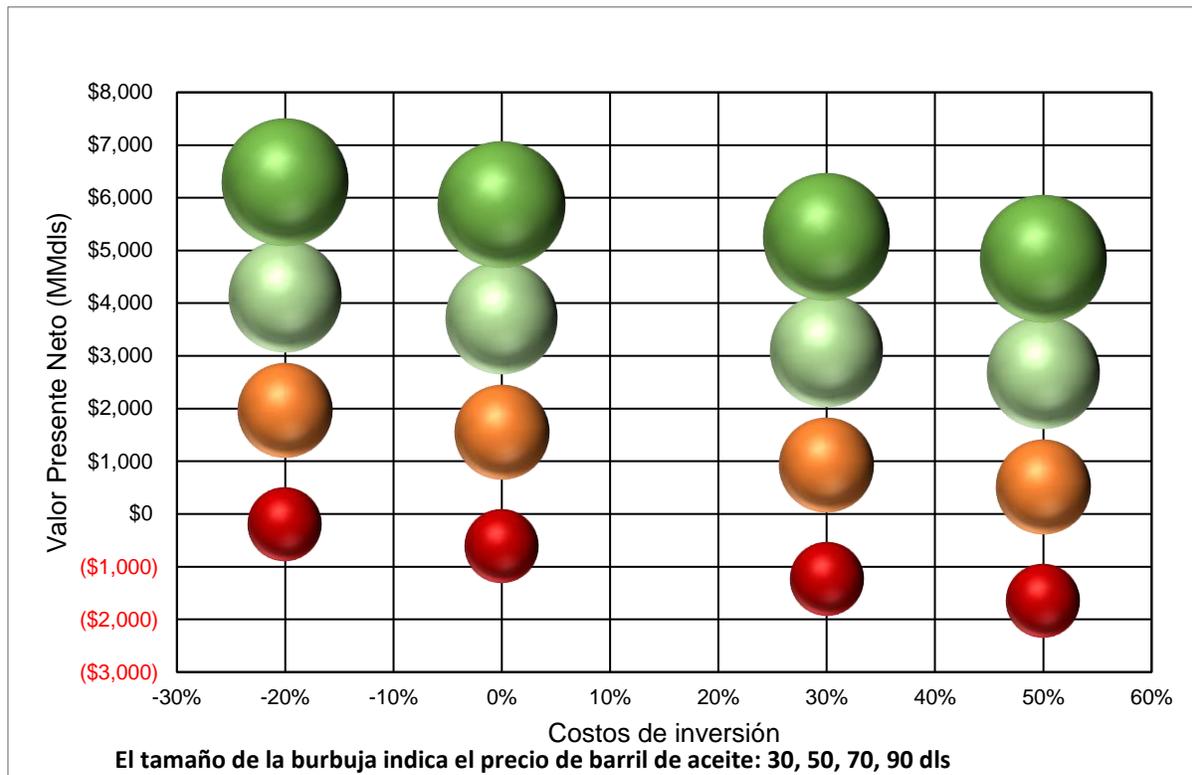
**Tabla 4. 16 Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para el VPN para el escenario 6**

Variación de las inversiones de capital	Precio del Barril (dls/bbl)						
	30	40	50	60	70	80	90
0.8	\$ (198)	\$ 883	\$ 1,964	\$ 3,045	\$ 4,126	\$ 5,206	\$ 6,287
0.9	\$ (405)	\$ 676	\$ 1,756	\$ 2,837	\$ 3,918	\$ 4,999	\$ 6,080
1	\$ (613)	\$ 468	\$ 1,549	\$ 2,630	\$ 3,711	\$ 4,791	\$ 5,872
1.1	\$ (820)	\$ 261	\$ 1,341	\$ 2,422	\$ 3,503	\$ 4,584	\$ 5,665
1.2	\$ (1,028)	\$ 53	\$ 1,134	\$ 2,215	\$ 3,296	\$ 4,377	\$ 5,457
1.3	\$ (1,235)	\$ (154)	\$ 927	\$ 2,007	\$ 3,088	\$ 4,169	\$ 5,250
1.4	\$ (1,443)	\$ (362)	\$ 719	\$ 1,800	\$ 2,881	\$ 3,962	\$ 5,042
1.5	\$ (1,650)	\$ (569)	\$ 512	\$ 1,592	\$ 2,673	\$ 3,754	\$ 4,835

**Tabla 4. 17 Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para la TIR para el escenario 6**

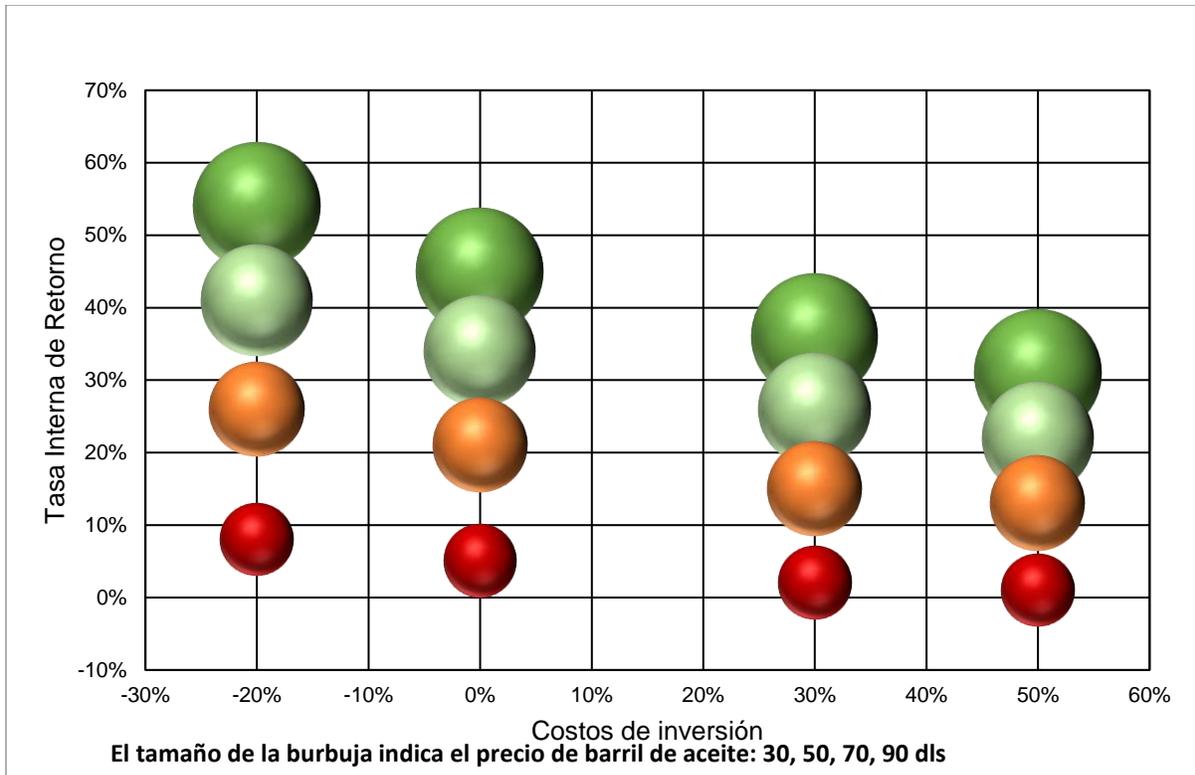
Variación de las inversiones de capital	Precio del Barril (dls/bbl)						
	30	40	50	60	70	80	90
0.8	8%	18%	26%	34%	41%	48%	54%
0.9	7%	15%	23%	30%	37%	43%	49%
1	5%	13%	21%	28%	34%	39%	45%
1.1	4%	12%	19%	25%	31%	36%	41%
1.2	3%	10%	17%	23%	28%	33%	38%
1.3	2%	9%	15%	21%	26%	31%	36%
1.4	1%	8%	14%	19%	24%	29%	33%
1.5	1%	7%	13%	18%	22%	27%	31%

En la **Figura 4. 28**, que representa los datos de la **Tabla 4. 16**, puede apreciarse que con precios de barril de \$30 dls y considerando una disminución de costos del 20%, no se obtendría un *VPN* positivo. Por el contrario, si se exceden los costos de inversión hasta en un 50% y con precios de barril de \$70 dls el *VPN* se espera de aproximadamente \$2,673 MMdls.



**Figura 4. 28 Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para el VPN para el escenario 6**

La **Figura 4. 29**, que representa algunos de los datos de la **Tabla 4. 17**, muestra que al considerar una disminución de costos de 20% y un precio de barril de \$30 dls la *TIR* no excede el 10%. Si los costos se mantienen dentro de la estimación actual y el precio de barril alcanza los \$90, se espera un porcentaje de hasta 45%.



**Figura 4. 29 Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para la TIR para el escenario 6.**

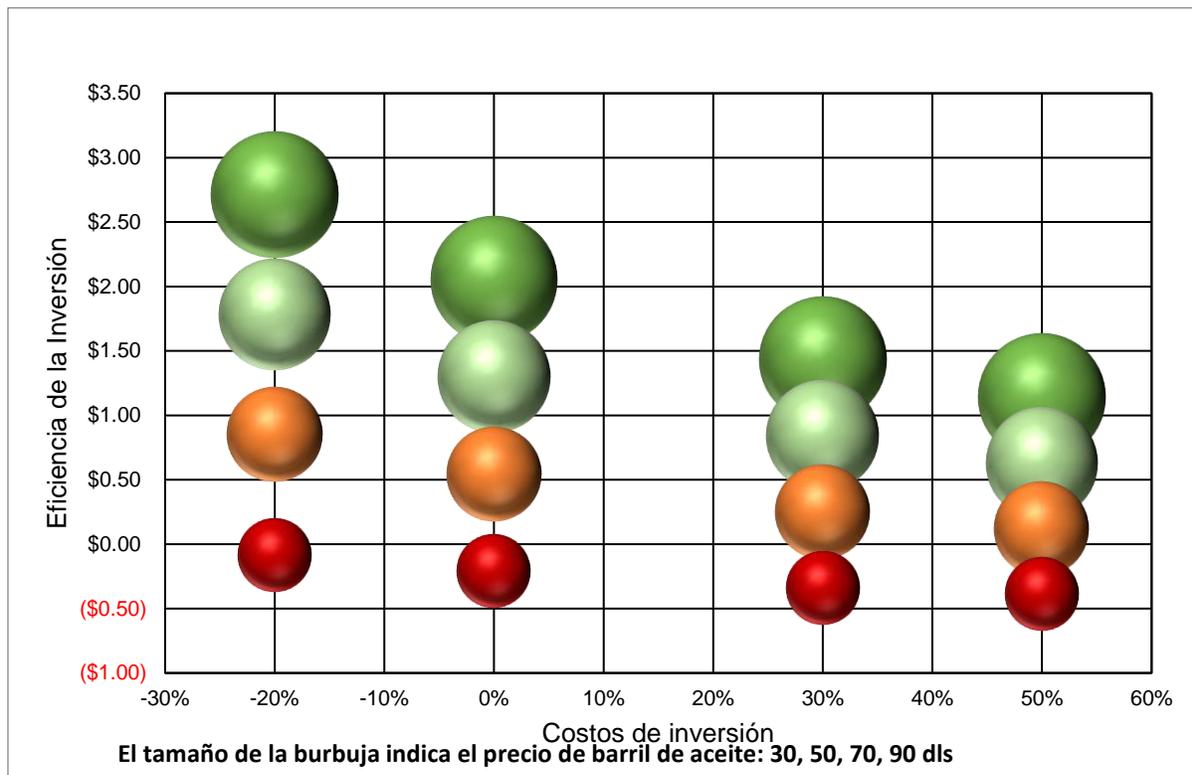
**Tabla 4. 18 Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para la Ei para el escenario 6**

		Precio del Barril (dls/bbl)						
		30	40	50	60	70	80	90
Variación de las inversiones de capital	0.8	\$ (0.09)	\$ 0.38	\$ 0.85	\$ 1.31	\$ 1.78	\$ 2.25	\$ 2.71
	0.9	\$ (0.16)	\$ 0.26	\$ 0.68	\$ 1.10	\$ 1.51	\$ 1.93	\$ 2.35
	1	\$ (0.21)	\$ 0.16	\$ 0.54	\$ 0.92	\$ 1.30	\$ 1.67	\$ 2.05
	1.1	\$ (0.26)	\$ 0.08	\$ 0.43	\$ 0.77	\$ 1.12	\$ 1.46	\$ 1.81
	1.2	\$ (0.30)	\$ 0.02	\$ 0.33	\$ 0.65	\$ 0.97	\$ 1.28	\$ 1.60
	1.3	\$ (0.34)	\$ (0.04)	\$ 0.25	\$ 0.55	\$ 0.84	\$ 1.13	\$ 1.43
	1.4	\$ (0.36)	\$ (0.09)	\$ 0.18	\$ 0.46	\$ 0.73	\$ 1.00	\$ 1.27
	1.5	\$ (0.39)	\$ (0.13)	\$ 0.12	\$ 0.38	\$ 0.63	\$ 0.89	\$ 1.14

**Tabla 4. 19 Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para el VPN para el escenario 2**

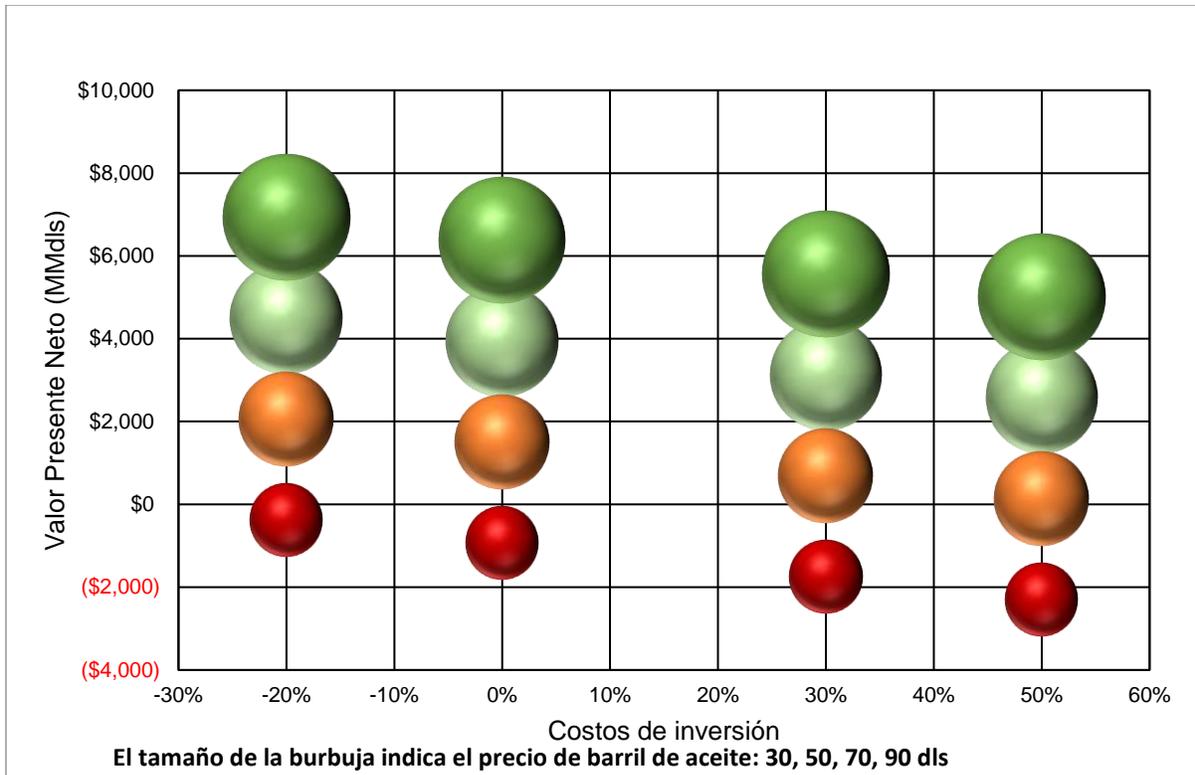
		Precio del Barril (dls/bbl)						
		30	40	50	60	70	80	90
Variación de las inversiones de capital	0.8	\$ (384)	\$ 834	\$ 2,052	\$ 3,270	\$ 4,488	\$ 5,707	\$ 6,925
	0.9	\$ (658)	\$ 561	\$ 1,779	\$ 2,997	\$ 4,215	\$ 5,433	\$ 6,652
	1	\$ (931)	\$ 287	\$ 1,506	\$ 2,724	\$ 3,942	\$ 5,160	\$ 6,378
	1.1	\$ (1,204)	\$ 14	\$ 1,232	\$ 2,451	\$ 3,669	\$ 4,887	\$ 6,105
	1.2	\$ (1,477)	\$ (259)	\$ 959	\$ 2,177	\$ 3,396	\$ 4,614	\$ 5,832
	1.3	\$ (1,750)	\$ (532)	\$ 686	\$ 1,904	\$ 3,123	\$ 4,341	\$ 5,559
	1.4	\$ (2,023)	\$ (805)	\$ 413	\$ 1,631	\$ 2,849	\$ 4,068	\$ 5,286
	1.5	\$ (2,297)	\$ (1,078)	\$ 140	\$ 1,358	\$ 2,576	\$ 3,794	\$ 5,013

En la **Figura 4. 30**, que representa algunos de los datos de la **Tabla 4. 18**, puede apreciarse que sólo a precios de barril de \$50 dls se obtiene una eficiencia de inversión mayor a 1, incluso si se consigue una reducción de costos del 20%. Considerando un precio de barril de \$90 dls y un aumento del 50% para los costos de inversión, se esperaría conseguir una  $E_i$  de aproximadamente \$1.14 dls.



**Figura 4. 30 Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para la  $E_i$  para el escenario 6**

En la **Figura 4. 31**, que representa algunos de los datos de la **Tabla 4. 19**, puede apreciarse que con precios de barril arriba de \$70 dls se asegura un  $VPN$  positivo incluso si se llegaran a exceder en un 50% los costos de inversión. Si por el contrario se reducen hasta un 20% y al mismo precio de venta, se esperaría un  $VPN$  aproximado de \$6,925 MMdls.



**Figura 4. 31 Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para el VPN para el escenario 2**

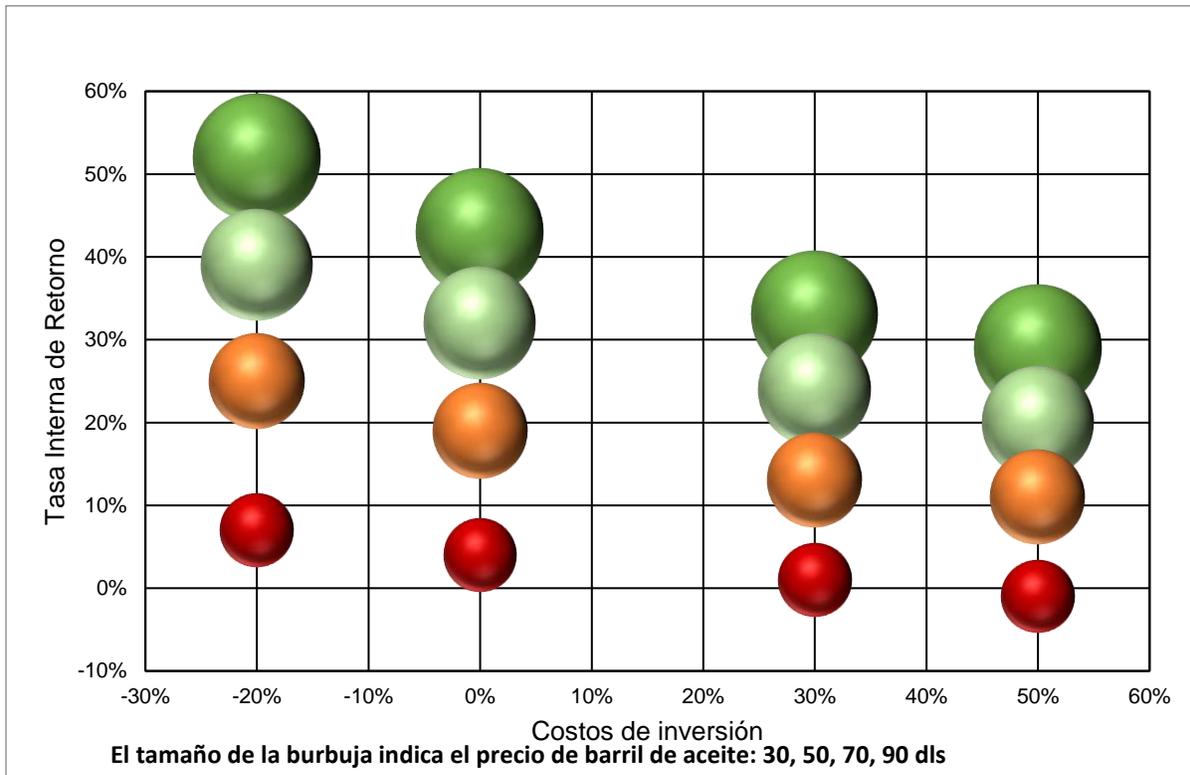
**Tabla 4. 20 Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para la TIR para el escenario 2**

		Precio del Barril (dls/bbl)						
		30	40	50	60	70	80	90
Variación de las inversiones de capital	0.8	7%	16%	25%	32%	39%	46%	52%
	0.9	5%	14%	22%	29%	35%	41%	47%
	1	4%	12%	19%	26%	32%	37%	43%
	1.1	3%	10%	17%	23%	29%	34%	39%
	1.2	2%	9%	15%	21%	26%	31%	36%
	1.3	1%	7%	13%	19%	24%	29%	33%
	1.4	0%	6%	12%	17%	22%	27%	31%
	1.5	-1%	5%	11%	16%	20%	25%	29%

**Tabla 4. 21 Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para la Ei para el escenario 2**

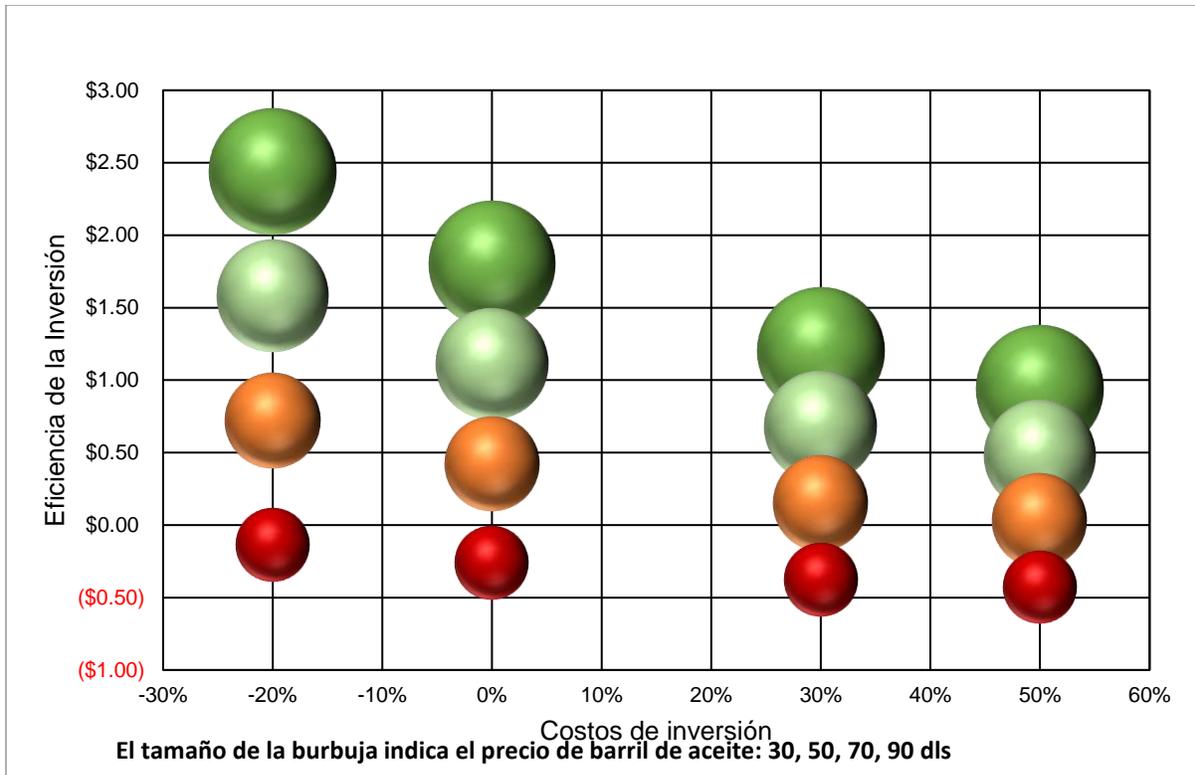
		Precio del Barril (dls/bbl)						
		30	40	50	60	70	80	90
Variación de las inversiones de capital	0.8	\$ (0.14)	\$ 0.29	\$ 0.72	\$ 1.15	\$ 1.58	\$ 2.01	\$ 2.44
	0.9	\$ (0.21)	\$ 0.18	\$ 0.56	\$ 0.94	\$ 1.32	\$ 1.70	\$ 2.08
	1	\$ (0.26)	\$ 0.08	\$ 0.42	\$ 0.77	\$ 1.11	\$ 1.45	\$ 1.80
	1.1	\$ (0.31)	\$ 0.00	\$ 0.32	\$ 0.63	\$ 0.94	\$ 1.25	\$ 1.56
	1.2	\$ (0.35)	\$ (0.06)	\$ 0.23	\$ 0.51	\$ 0.80	\$ 1.08	\$ 1.37
	1.3	\$ (0.38)	\$ (0.12)	\$ 0.15	\$ 0.41	\$ 0.68	\$ 0.94	\$ 1.20
	1.4	\$ (0.41)	\$ (0.09)	\$ 0.08	\$ 0.33	\$ 0.57	\$ 0.82	\$ 1.06
	1.5	\$ (0.43)	\$ (0.20)	\$ 0.03	\$ 0.25	\$ 0.48	\$ 0.71	\$ 0.94

Para este escenario, puede apreciarse en la **Figura 4. 32**, que representa algunos de los datos de la **Tabla 4. 20**, que la Tasa Interna de Retorno máxima esperada, si los costos de inversión se exceden en un 50% y se tienen precios de barril de \$90 dls, es de 29%. Si, por el contrario, los costos se logran mantener en la estimación actual y al mismo precio de barril, se esperaría una *TIR* de 49%.



**Figura 4. 32 Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para la TIR para el escenario 2**

En la **Figura 4. 33**, que representa algunos de los datos de la **Tabla 4. 21**, puede observarse que, si los costos de inversión llegan a excederse en más de 10%, sólo a precios de barril de \$70 dls se obtendría una  $E_i$  mayor a 1, y manteniendo los costos estimados actuales, con un precio de barril de \$90 dls se esperaría una Eficiencia de la Inversión de \$1.80 dls.



**Figura 4. 33 Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para la Ei para el escenario 2**

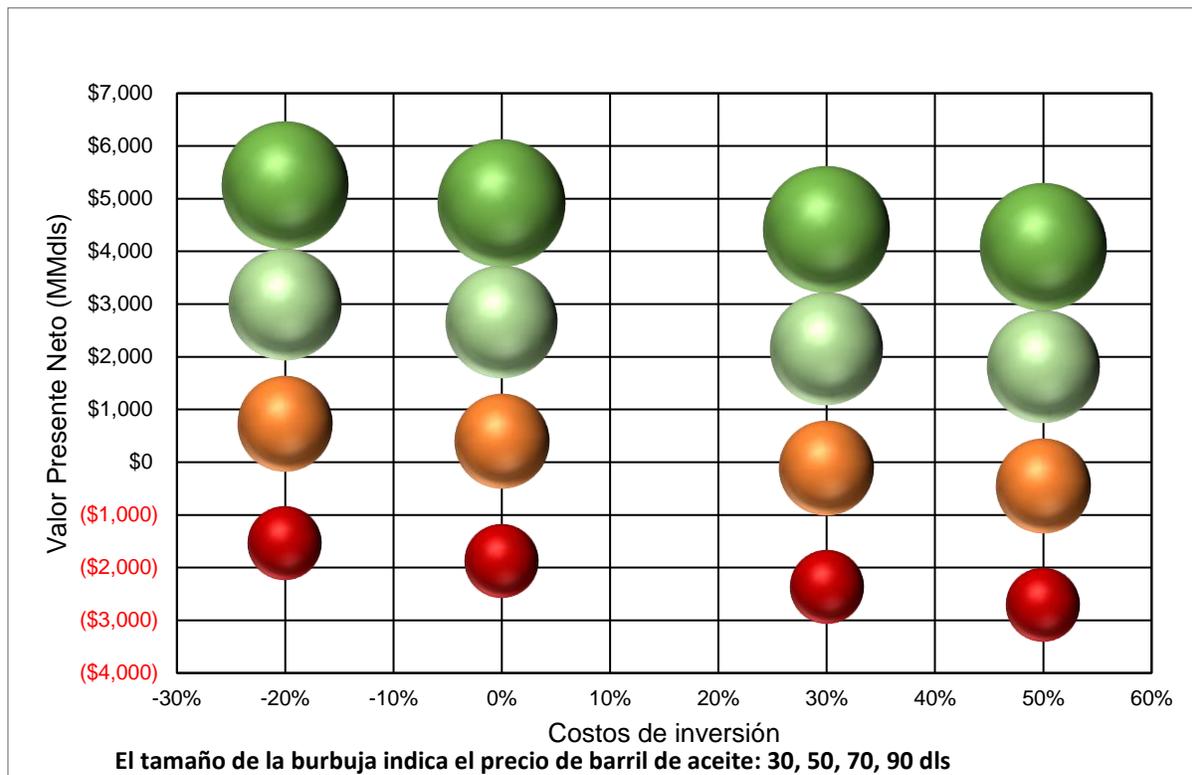
**Tabla 4. 22 Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para el VPN para el escenario 13**

Variación de las inversiones de capital	Precio del Barril (dls/bbl)						
	30	40	50	60	70	80	90
0.8	\$ (1,538)	\$ (407)	\$ 725	\$ 1,856	\$ 2,988	\$ 4,120	\$ 5,251
0.9	\$ (1,706)	\$ (575)	\$ 557	\$ 1,688	\$ 2,820	\$ 3,952	\$ 5,083
1	\$ (1,874)	\$ (743)	\$ 389	\$ 1,520	\$ 2,652	\$ 3,784	\$ 4,915
1.1	\$ (2,042)	\$ (911)	\$ 221	\$ 1,352	\$ 2,484	\$ 3,616	\$ 4,747
1.2	\$ (2,210)	\$ (1,079)	\$ 53	\$ 1,184	\$ 2,316	\$ 3,448	\$ 4,579
1.3	\$ (2,378)	\$ (1,247)	\$ (115)	\$ 1,016	\$ 2,148	\$ 3,280	\$ 4,411
1.4	\$ (2,546)	\$ (1,415)	\$ (283)	\$ 848	\$ 1,980	\$ 3,112	\$ 4,243
1.5	\$ (2,714)	\$ (1,583)	\$ (451)	\$ 680	\$ 1,812	\$ 2,944	\$ 4,075

**Tabla 4. 23 Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para la TIR para el escenario 13**

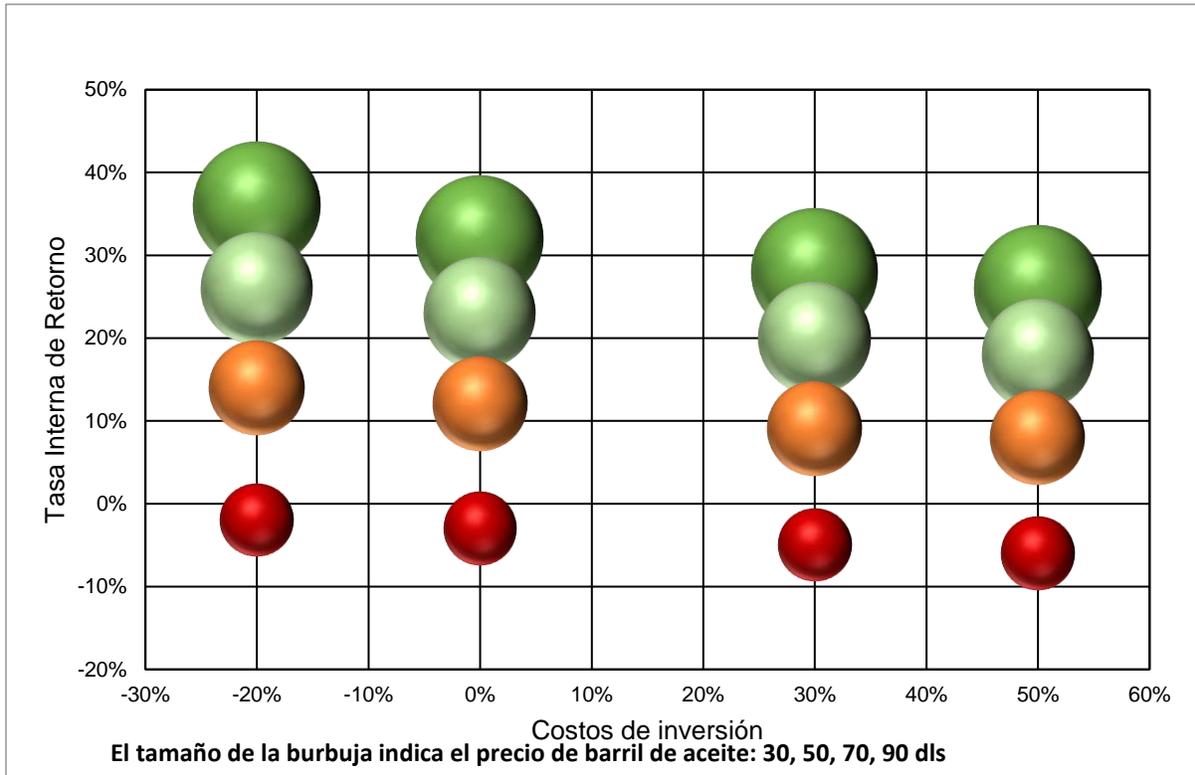
Variación de las inversiones de capital	Precio del Barril (dls/bbl)						
	30	40	50	60	70	80	90
0.8	-2%	7%	14%	21%	26%	31%	36%
0.9	-3%	6%	13%	19%	25%	29%	34%
1	-3%	5%	12%	18%	23%	28%	32%
1.1	-4%	5%	11%	17%	22%	27%	31%
1.2	-5%	4%	10%	16%	21%	25%	29%
1.3	-5%	3%	9%	15%	20%	24%	28%
1.4	-6%	2%	9%	14%	19%	23%	27%
1.5	-6%	2%	8%	13%	18%	22%	26%

En la **Figura 4. 34**, que representa algunos de los datos de la **Tabla 4. 22**, del peor escenario simulado, se puede apreciar que con precios de barril arriba de \$70 dls, el VPN excede los \$1,000 MMdls y al considerar un precio de venta de \$90 dls a los costos de inversión actuales, se esperaría un *VPN* de \$4,915 MMdls, \$1,463 MMdls menos que el escenario 2 (Tabla 4. 9).



**Figura 4. 34 Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para el VPN para el escenario 13**

Para analizar la *TIR*, en la **Figura 4. 35**, que representa algunos de los datos de la **Tabla 4. 23**, Puede observarse que sólo a precios de barril mayores a \$70 dls se espera una Tasa Interna de Retorno mayor a 10% si se llegan a exceder los costos estimados de inversión. Si se consigue disminuir en un 20% los mismos y los precios de barril llegan a \$70 dls, se esperaría un valor de *TIR* de aproximadamente 26%.

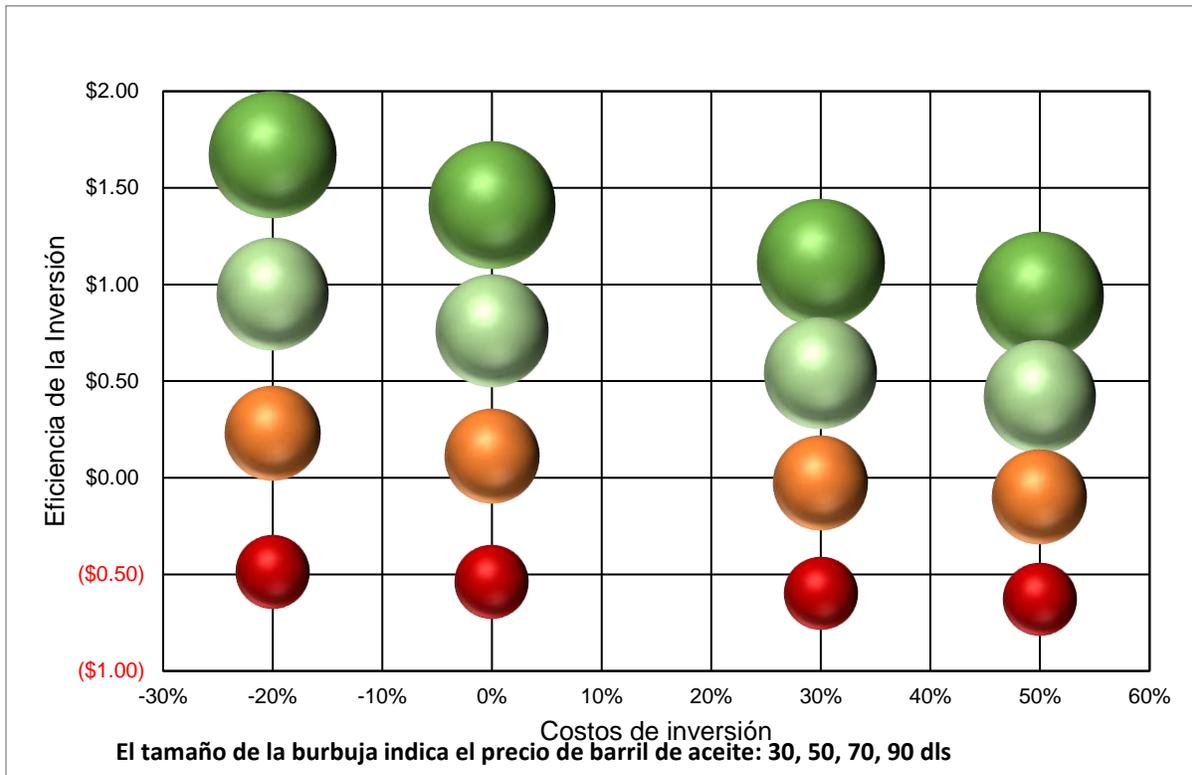


**Figura 4. 35 Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para la TIR para el escenario 13**

**Tabla 4. 24 Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para la Ei del escenario 13**

Variación de las inversiones de capital	Precio del Barril (dls/bbl)						
	30	40	50	60	70	80	90
0.8	\$ (0.49)	\$ (0.13)	\$ 0.23	\$ 0.59	\$ 0.95	\$ 1.31	\$ 1.67
0.9	\$ (0.52)	\$ (0.17)	\$ 0.17	\$ 0.51	\$ 0.85	\$ 1.19	\$ 1.53
1	\$ (0.54)	\$ (0.21)	\$ 0.11	\$ 0.44	\$ 0.76	\$ 1.09	\$ 1.41
1.1	\$ (0.56)	\$ (0.25)	\$ 0.06	\$ 0.37	\$ 0.68	\$ 0.99	\$ 1.30
1.2	\$ (0.58)	\$ (0.28)	\$ 0.01	\$ 0.31	\$ 0.61	\$ 0.90	\$ 1.20
1.3	\$ (0.60)	\$ (0.31)	\$ (0.03)	\$ 0.26	\$ 0.54	\$ 0.82	\$ 1.11
1.4	\$ (0.61)	\$ (0.34)	\$ (0.07)	\$ 0.20	\$ 0.48	\$ 0.75	\$ 1.02
1.5	\$ (0.63)	\$ (0.37)	\$ (0.10)	\$ 0.16	\$ 0.42	\$ 0.68	\$ 0.94

Por último, en la **Figura 4. 36**, que representa algunos de los datos de la **Tabla 4. 24**, puede apreciarse que, para este escenario, si los gastos de inversión se exceden en un 50% se necesitarían precios de barril de aceite mayores a \$90 dls para generar una Eficiencia de inversión mayor a \$1 dls. Si por el contrario los costos se pueden disminuir en un 20%, al mismo precio de barril se espera un valor de  $E_i$  de \$1.41 dls.



**Figura 4. 36 Sensibilidad de precio de barril e inversiones de capital para la  $E_i$  del escenario 13**

#### 4.8 Análisis de Resultados

De la comparación técnica y económica los distintos escenarios simulados, puede sustentarse que:

La falta de integración entre el modelo de yacimiento y la red de transporte generó pronósticos de producción poco reales que no fortalecen, para operar bajo condiciones seguras, el diseño del riser de producción ya que el valor de  $EVR$  excede la unidad (Figura 4. 15). Además, la metodología convencional reduce el valor de los indicadores económicos como  $VPN, TIR, E_i$  en comparación con un modelo integrado, como consecuencia del incremento en los costos de inversión, para diseñar ductos y aparejos con gastos de producción y producciones acumuladas de aceite más elevadas. La diferencia económica del  $VPN$  entre la metodología convencional y la integrada, para este caso de estudio, fue de sólo \$29 MMdls por tratarse de un sistema pequeño y periodo de estudio relativamente corto, sin embargo, existen casos en los que esta diferencia es mayor a \$500 MMdls.

La incertidumbre de la ubicación del contacto de fluidos agua-aceite produjo un aumento en el corte de agua de aproximadamente el 10%, la producción de agua más temprana (2 años, Figura 4. 16), una declinación más rápida para los pronósticos de producción de aceite y una recuperación del 12% menos de aceite al final del periodo estudiado, para los escenarios en los que el contacto se encuentra 15 metros por encima del escenario base, el cual se localiza a -2,985 m. En el riser de producción, el valor del  $EVR$  reflejó diferencias nulas bajo los efectos de esta incertidumbre, no así el comportamiento de la temperatura que refleja un incremento de algunos grados al aumentar la producción de agua (Figura 4. 18). Todos los elementos antes mencionados impactan directamente los diseños de instalaciones de proceso en aguas profundas, ya que dependiendo de la cantidad de agua producida se dimensionan los separadores, ubicados en las plataformas, o bombas multifásicas, colocadas en el lecho marino si los tirantes de agua exceden los -2,000 m. Con lo que respecta al análisis económico para este caso de estudio, la diferencia monetaria entre un escenario que considera un contacto de fluidos agua-aceite más profundo y uno más somero fue de \$408 MMdls.

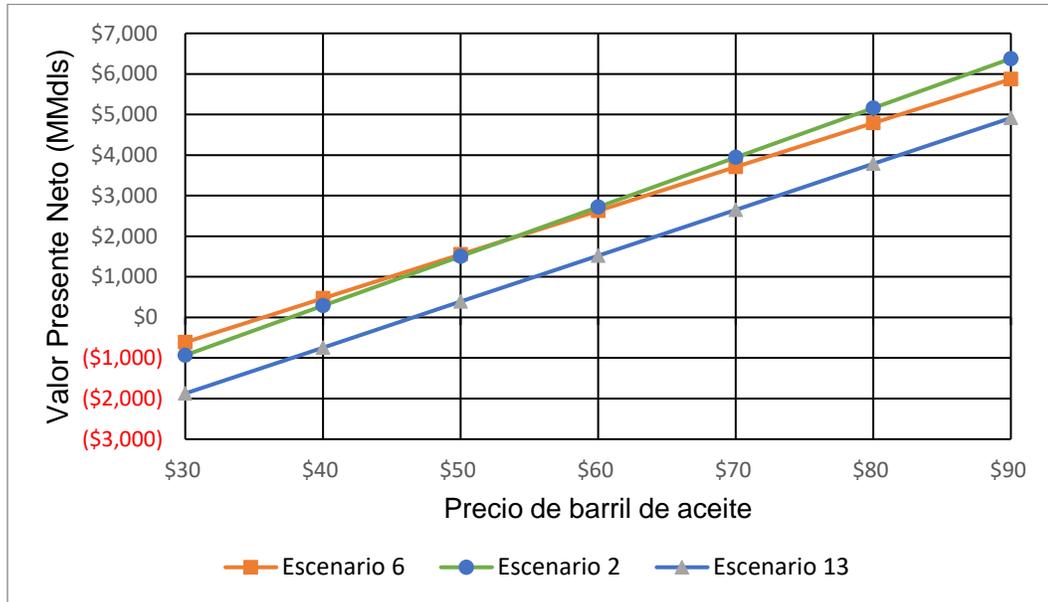
Por otro lado, la perforación de 10 y 8 pozos muestran una disminución del 12 y 29% respectivamente en la producción acumulada de aceite, con referencia a la perforación de 12 pozos para los escenarios 2, 6 y 10 (Tabla 4. 9). Sin embargo, a los ritmos de producción propuestos, los cortes de agua se mantienen en 44% aproximadamente (Figura 4. 19). De seleccionar la perforación de 10 u 8 pozos para este caso de estudio, sería necesario el nuevo diseño de red de transporte, ya que basados en el comportamiento de *EVR* y las temperaturas mostradas en el riser de producción, los diámetros actuales podrían reducirse sin poner en riesgo la integridad de los ductos de transporte (Figura 4. 21). Debido a los costos de perforación y renta de equipos en aguas profundas, aunque el escenario de 12 pozos pronostica una  $N_p$  mayor, el *VPN* para este caso es \$43 MMdls menor respecto al escenario que considera la perforación de sólo 10 pozos.

Respecto a los ritmos de perforación, los resultados técnicos favorecen a los escenarios en los que el inicio de producción de todos los pozos se realiza al mismo tiempo, ya que las plataformas de producción son más prolongadas, el corte de agua refleja un ligero incremento (2%, Figura 4. 25), la  $N_p$  incrementa en aproximadamente un 5% y la red de transporte no refleja cambios significativos bajo esquemas diferentes. Adicionalmente, los escenarios con esquemas de producción no desfasados, muestran una mejor rentabilidad en comparación con los que sí lo están, esta diferencia llega a ser hasta de \$302 MMdls (Tabla 4. 15). Sin embargo, para cumplir con este escenario, resulta necesario evaluar contratos, disponibilidad de espacio y equipos para poder realizar la perforación de todos los pozos al mismo tiempo.

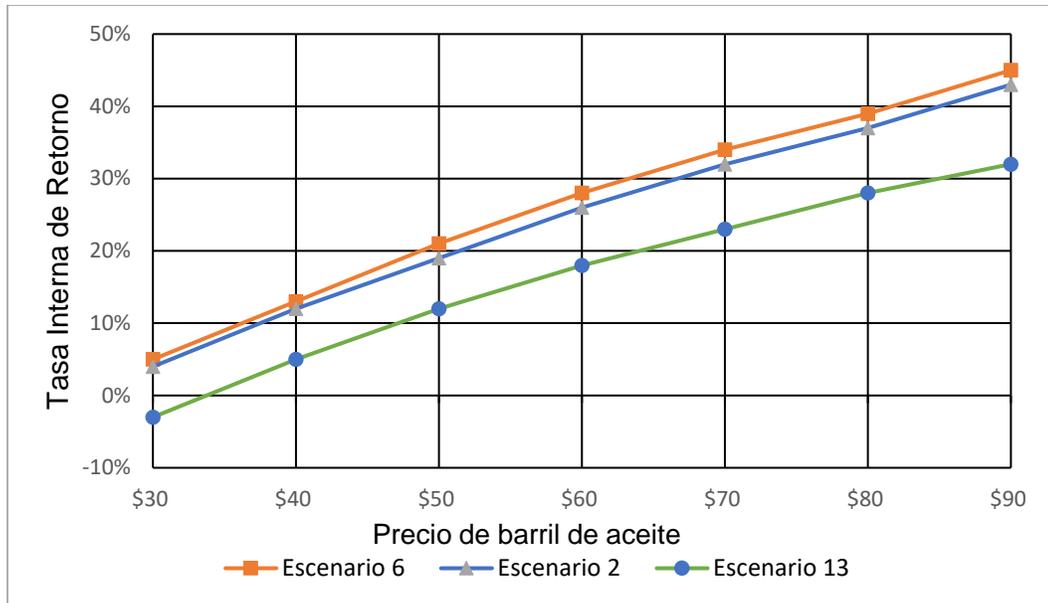
Del análisis de sensibilidad de precios y costos de inversión para los escenarios mejor, intermedio y peor (6, 2 y 13, Tabla 4. 15) se generaron las comparaciones que se muestran en la **Figura 4. 37 a 4.42**.

En la **Figura 4. 37** puede observarse que, aunque el escenario 6 muestra valores de *VPN* mayores a precio de barril de \$30 a \$50 dls, con precios de \$60 a \$90 dls, este comportamiento se invierte en favor del escenario 2. No así para los porcentajes de

*TIR*, **Figura 4. 38**, donde los valores más elevados son para el escenario 6 sin importar la variación en el precio de barril de aceite, sin embargo, este escenario requiere precios de venta mayores a \$45 dls para alcanzar una *TIR* mayor a 15%.

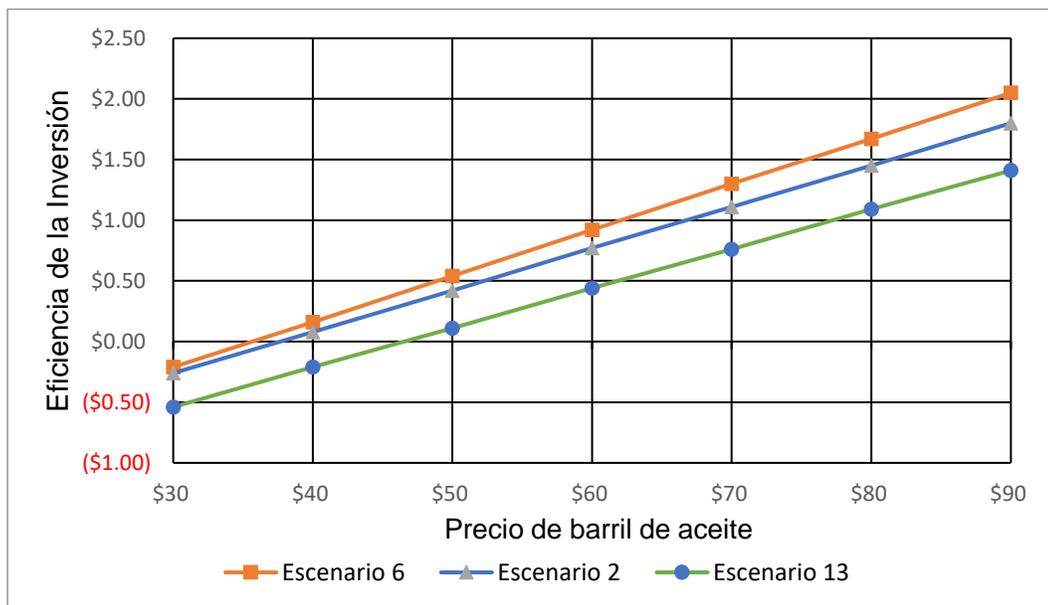


**Figura 4. 37** Comportamiento del VPN para distintos precios de barril de petróleo en los escenarios analizados con los costos de inversión actuales



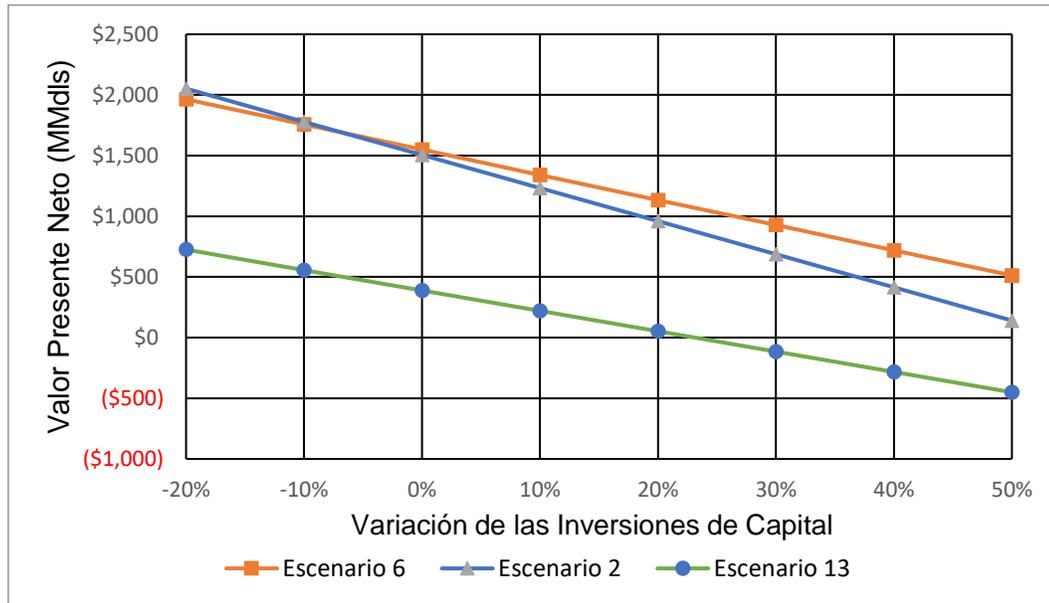
**Figura 4. 38 Comportamiento de la TIR para distintos precios de barril de petróleo en los escenarios analizados con los costos de inversión actuales**

En la **Figura 4. 39** puede observarse que sólo a precios mayores \$65 dls aproximadamente, el escenario 6 generaría una  $E_i$  mayor a \$1 dólar. Mientras que el escenario 13 requiere de precios de venta mayores a \$80 dls para alcanzar tal valor.



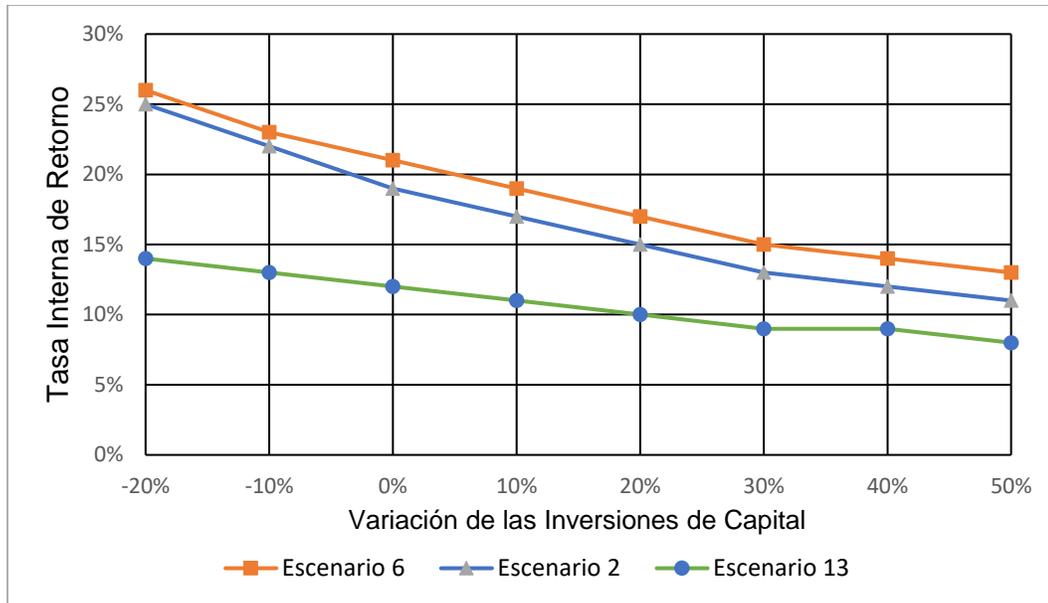
**Figura 4. 39 Comportamiento de la  $E_i$  para distintos precios de barril de petróleo en los escenarios analizados con los costos de inversión actuales**

Respecto a la comparación del comportamiento de los escenarios seleccionados bajo la disminución o incremento de las inversiones, la **Figura 4. 40** favorece, con costos de inversión reducidos en un 20% al *VPN* del escenario 2. Si, por el contrario, las inversiones se exceden en un 50%, el mejor *VPN* se presenta para el escenario 6.



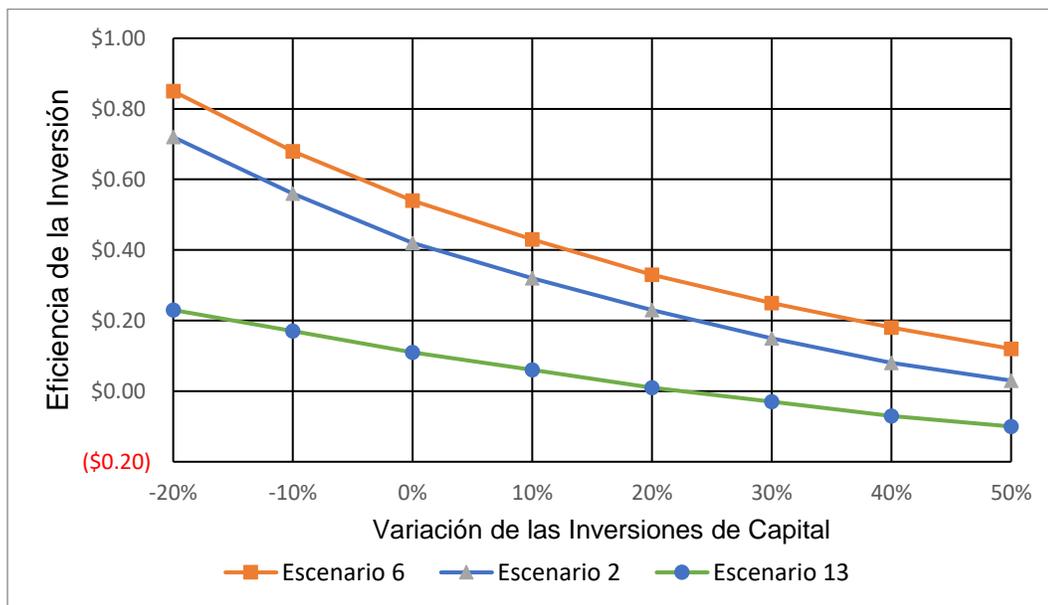
**Figura 4. 40 Comportamiento del VPN en los escenarios analizados con variación de las inversiones de capital y precio de barril de aceite de 50 dls**

En la **Figura 4. 41** se observa que, a un precio de barril de aceite de \$50 dls, el escenario 13 no genera una Tasa Interna de Retorno mayor a 15% aún si se logra la disminución de costos de inversión hasta en 20%.



**Figura 4. 41 Comportamiento de la TIR en los escenarios analizados con variación de las inversiones de capital y precio de barril de aceite de 50 dls**

Por último, la **Figura 4. 42** muestra que a un precio de barril de 50 dls, ningún escenario genera una  $E_i$  mayor a \$1 dólar, ni logrando en un 20% la disminución de costos de inversión.



**Figura 4. 42 Comportamiento de la  $E_i$  en los escenarios analizados con variación de las inversiones de capital y precio de barril de aceite de 50 dls**

Adicionalmente, se pueden obtener los siguientes supuestos:

- Para los dos mejores escenarios, se obtiene un *VPN* positivo con un precio de barril mayor a \$50 dls, sin importar si las inversiones de capital son mayores o menores a las estimadas. Por el contrario, el peor escenario requiere de precios de barril de más de \$60 dls para cumplir con tal característica.
- Para los dos mejores escenarios, se obtienen porcentajes de *TIR* mayores a 15% a un precio de barril mayor a \$60 dls sin importar si las inversiones de capital son mayores o menores a las estimadas. Considerando el peor escenario, se requieren precios de barril de más de \$70 dls para alcanzar tal valor de Tasa Interna de Retorno sin importar que los costos de inversión sean mayores o menores a las actuales.
- Para los dos mejores escenarios, se obtiene una eficiencia de la inversión mayor a \$1 a partir de precios de 70 dls/bbl si la estimación de costos de inversión es la adecuada o resulta menor mientras que, para el peor escenario, eficiencias mayores a \$1 se alcanzan sólo con un precio de barril de \$80 dls y sin exceder los costos de inversión.
- El escenario que mayor rentabilidad proporciona al proyecto es el que utiliza la metodología integrada, con la perforación de 10 pozos, considerando un contacto de fluidos agua-aceite a -2,985 m y un esquema de producción desfasado, bajo los indicadores económicos analizados.
- El escenario que muestra los indicadores económicos más bajos es que utiliza la metodología integrada, con la perforación de 8 pozos, considerando un contacto de fluidos agua-aceite a -2,970 m y un esquema de producción desfasado.

En general, la diferencia del Valor Presente Neto entre el mejor escenario y el peor asciende a \$1,161 MMdls.

## Conclusiones

De los resultados observados y la información recopilada, se obtuvieron las siguientes conclusiones:

1. Aunque los avances tecnológicos para el desarrollo de campos en aguas profundas han evolucionado favorablemente en las distintas cuencas de interés alrededor del mundo, en México se han desarrollado con éxito muy pocos proyectos de este tipo (Tasa baja de éxito ya que XX de tantos han resultado secos)
2. Gracias a los favorables resultados de la licitación 1.4, se espera un importante aumento en la actividad de exploración y producción en aguas profundas del Golfo de México en los próximos 10 años.
3. Los retos técnicos y económicos que implican los proyectos costa afuera profundos demandan una mejor administración de recursos, incertidumbres y riesgos. Por ello es importante considerar la implementación de modelos integrados a este tipo de desarrollos ya que, a diferencia de la metodología convencional, éstos modelos muestran pronósticos de producción más realistas que contribuyen a la disminución de costos y asegurar la integridad de las líneas de transporte.
4. Los modelos integrados permiten encontrar mejores alternativas orientadas a incrementar la rentabilidad en comparación con un modelo no acoplado y fortalecen la toma de decisiones en los planes de desarrollo de proyectos en aguas profundas, ya que consideran un amplio rango de escenarios, y con ello justifican el esfuerzo, tiempo e inversiones requeridas.
5. La consideración de incertidumbres técnicas y financieras como la ubicación del contacto de fluidos, número de pozos a perforar, ritmos de perforación, diámetros de líneas de transporte y precio de barril de aceite, influyen de forma importante en los indicadores económicos de un proyecto en aguas profundas

por lo tanto vale la pena considerarlos en los análisis, por la poca información disponible y los altos costos de inversión implícitos.

6. Para este caso de estudio, se recomienda la perforación de 10 pozos ya que, con los gastos, esquemas de producción, consideración de la incertidumbre del contacto de fluidos agua-aceite, características de la red de transporte y costos de inversión estimados, este escenario mostró los mejores indicadores económicos. Sin embargo, se recomienda la actualización de datos y evaluar las consideraciones constantemente para validar esta premisa.

## Recomendaciones

Para futuros trabajos que den continuidad al estudio realizado, se recomienda:

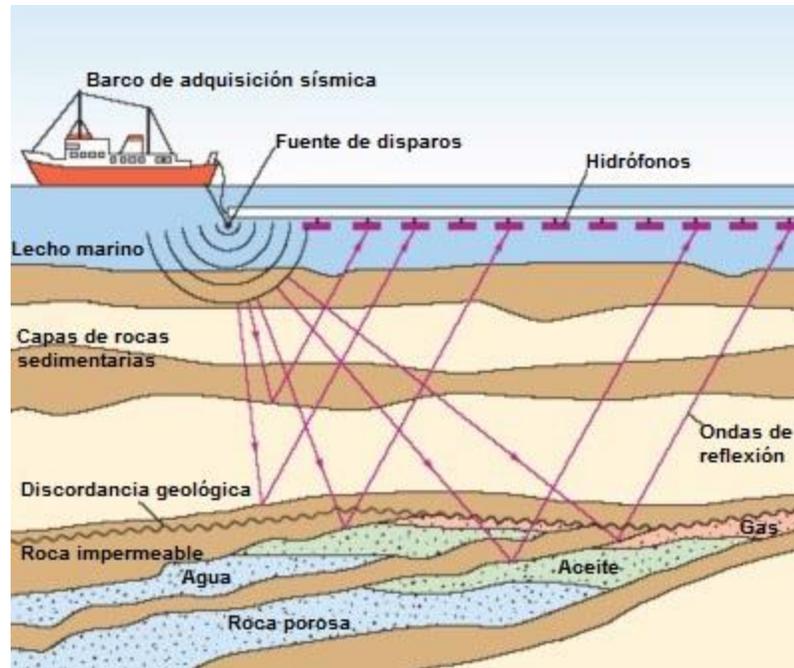
1. El estudio detallado de las diferentes causas y métodos utilizados para el manejo del agua producida en instalaciones costa afuera, y su impacto en la rentabilidad del proyecto.
2. Proponer nuevos esquemas de terminación en los pozos propuestos, que permitan optimizar la recuperación final en el campo, y evaluar su impacto sobre la rentabilidad del proyecto.
3. Estudiar el uso del enfoque integrado de producción en la construcción de diagramas de decisiones, para desarrollar una metodología que permita elaborar planes de explotación en campos de aguas profundas.
4. Investigar sobre la optimización de los modelos involucrados en el estudio integral de un campo.
5. Definir grupos de variables adimensionales que permitan simplificar el estudio de los escenarios de explotación en forma paramétrica.

### Estudios sísmicos

Los estudios sísmicos, especialmente la prospección en 3D es uno de los elementos fundamentales en una exploración de aguas profundas exitosa, ya que proveen información de la probabilidad de éxito del proyecto antes de perforar un pozo. La prospección sísmica incluye cuatro pasos importantes:

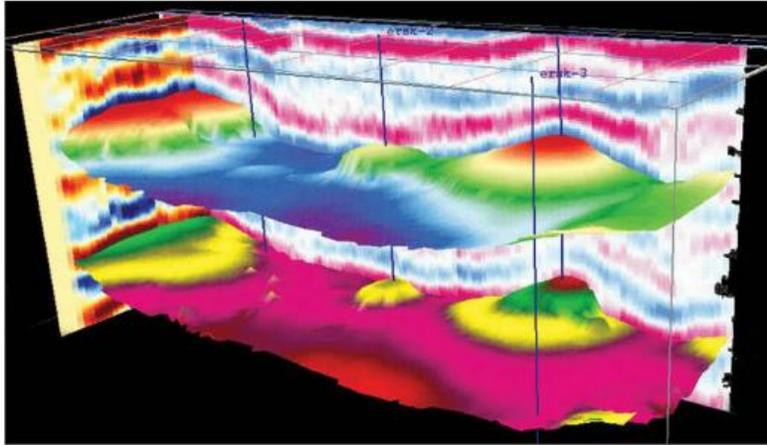
- **Adquisición:** El objetivo es adquirir datos para formar una imagen de lo que se encuentra bajo el lecho marino. Los barcos de prospección sísmica llevan consigo miles de hidrófonos que son detectores de cambios de presión. Además de los hidrófonos, los barcos cuentan con fuentes sísmicas a base de aire comprimido que al abrir abruptamente liberan el aire con un golpe que produce la clásica recolección de datos. El sonido viaja a través de agua hacia el subsuelo, la onda sonora produce un eco entre cada uno de los límites de las capas del fondo marino y regresa a la superficie donde queda registrado por los hidrófonos. Cada hidrófono registra la señal sísmica reflejada desde un ángulo diferente, basados en el principio de que cuanto más profunda es la capa más tiempo tarda el eco en llegar a un hidrófono y que cada estrato bajo el lecho marino tiene diferentes propiedades acústicas, se registran velocidades y densidades únicas de cada tipo de roca, ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..

El registro sísmico que genera a partir de los hidrófonos está en formato 2D, para crear los registros en 3D se colocan varias cuerdas en paralelo a los barcos que realizan el levantamiento para posteriormente transformar tales registros en un bloque de datos continuo tridimensional conocido como cubo sísmico.



**Figura A. 1 Proceso de adquisición sísmica (Open Learn, 2011)**

- Procesamiento: En este paso los datos adquiridos se organizan, se filtran y se corrigen para reducir los efectos de las múltiples reflexiones ocasionadas por las superficies geológicas irregulares.
- Visualización: Imágenes en 2D ofrecen primeras interpretaciones de la geología, sin embargo, un cubo tridimensional puede ser rotado para tener diferentes vistas de la imagen sísmica sub-superficial, **Figura A. 2.**
- Interpretación: Todos los pasos anteriores se realizan para llegar a la interpretación de la información. La búsqueda de una roca madre, una trampa y el yacimiento petrolero en general, como indicadores directos de la presencia de hidrocarburos para tomar decisiones económicamente viables.



**Figura A. 2 Cubo sísmico de un campo de aceite y gas (Veritas DGC, 2010)**

En los últimos años ha ido cobrando más importancia la prospección sísmica en 4D que añade la variable del tiempo, es utilizada posteriormente en la fase de producción de aceite y gas. De acuerdo al ritmo de extracción de hidrocarburos, las propiedades del yacimiento cambian y por lo tanto la imagen sísmica también se modifica. Estos cambios son cuantificados por múltiples estudios sísmicos en 3D a lo largo de los años, estaciones receptoras permanentes o hidrófonos en el lecho marino sobre vehículos operados remotamente (ROV).

La prospección sísmica juega un papel crítico en la decisión de perforar un pozo exploratorio, delimitador o uno de desarrollo. En la mayoría de los proyectos en aguas someras, la información que arrojan los estudios sísmicos permite al grupo de especialistas identificar un prospecto con alta probabilidad de garantizar la perforación de un pozo de exploración. Sin embargo, para los proyectos en aguas profundas existen tecnologías que complementan la información de la prospección sísmica como la gradiometría gravimétrica y el sondeo electromagnético. La primera mide los cambios gravimétricos bajo el lecho marino y puede mostrar los resultados en una imagen tridimensional porque capta la velocidad de cambio de componentes verticales de la gravedad en las direcciones horizontales. Las mediciones gravimétricas son utilizadas para identificar los cambios estructurales y pueden ayudar a la interpretación de estudios sísmicos en el mapeo de domos salinos. Por su parte la CSEM o técnica electromagnética es utilizada para medir la resistividad de los cuerpos geológicos en el subsuelo que generalmente son minerales o agua

salada con una baja resistividad, a diferencia de los hidrocarburos (gas o aceite) que son escasamente conductores.

La mayoría de los levantamientos marinos de sísmica adquieren datos a lo largo de corredores que implican una cobertura azimutal estrecha, visualizando el objetivo desde una sola dirección y esto funcionaría si todas las capas del subsuelo fueran planas y uniformes; en las condiciones reales ha sido necesario realizar coberturas azimutales más amplias (WAZ) que mejoran la calidad de los datos y proporciona información de trayectorias de ondas sísmicas que viajan en distintas direcciones. Este levantamiento consiste en desplazar la fuente sísmica con respecto a la línea de navegación de la embarcación y resulta muy útil para definir límites de los domos salinos<sup>72</sup>.

Una vez recabada toda la información de prospección sísmica, gravimetría, registros geofísicos y núcleos de pozos que fueron previamente perforados cercanos al área de interés, los especialistas en estratigrafía, sedimentología, geología estructural y otras disciplinas involucradas, tienen como objetivo crear mapas que muestren distintas características sub-superficiales. Estos mapas permiten identificar las áreas más adecuadas para almacenar hidrocarburos. Dentro de los mapas más importantes se encuentran:

- Secciones geológicas transversales
- Mapas batimétricos que muestran el relieve bajo cierto tirante de agua
- Mapas que muestran la madurez de la roca madre
- Mapas de espesores
- Mapas de porosidad y permeabilidad óptimas

## Apéndice B

### Equipos de perforación y producción costa afuera

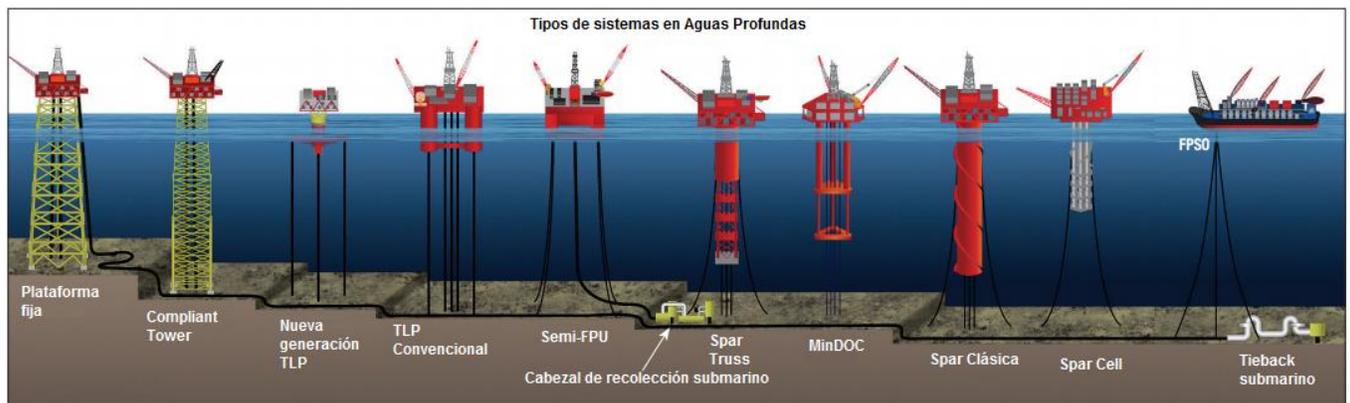
Para poder extraer los hidrocarburos en aguas profundas la ingeniería ha innovado satisfactoriamente en la mayoría de los equipos que permiten perforar bajo tirantes de agua mayores a 500 metros. Dentro de las opciones más conocidas se encuentran las plataformas flotantes, las plataformas fijas y los equipos submarinos como pozos, líneas de flujo y equipos de bombeo y/o procesamiento en el lecho marino.

La elección de los equipos de perforación y producción costa afuera debe tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- La profundidad del pozo y tirante de agua
- Presiones y especificaciones técnicas de preventores y risers
- Capacidad y espacio necesario en el piso de perforación
- Cantidad de lodo de perforación
- Capacidad de carga
- Capacidad para la terminación de pozos inteligentes o multilaterales
- Sistemas de comunicación, sensores y transmisión de las operaciones en tiempo real
- Costos de movilización
- Costo por día de uso
- Duración del contrato
- Disponibilidad

Para las actividades de perforación, se utilizan barcos perforadores o plataformas semi-sumergibles, aunque las plataformas de producción también se pueden adecuar para la misma actividad. Cuando se decide perforar con una plataforma semi-sumergible, un barco remolcará la plataforma hasta la locación, asistido por señales satelitales para posicionarla y supervisar sus movimientos durante la perforación. Si fue contratado un barco perforador, este se posicionará en el sitio de interés por sí mismo apoyado satelitalmente para su correcta ubicación.

Las instalaciones superficiales son sistemas automatizados de flotación que cuentan con diversos mecanismos de anclaje y/o posicionamiento dinámico, con un sistema de generación de energía, sistema de control y comunicación, áreas de almacenamiento y tratamiento de desechos, helipuerto, embarcaciones de abastecimiento, tienen la capacidad de operar en condiciones climáticas severas y sobretodo pueden realizar pruebas de producción para obtener los parámetros de interés del yacimiento. La **Figura B. 1** muestra los sistemas de aguas profundas más comunes, su elección está basada de acuerdo a las necesidades de cada campo a explotar.



**Figura B. 1 Sistemas de desarrollo de campos en aguas profundas (Wood Group Mustang and Offshore Magazine, 2011)**

En tanto la profundidad de interés aumenta es necesario más espacio para las operaciones de perforación y/o producción, por ejemplo, se requiere mayor espacio para el almacenamiento de lodo de perforación y lingadas de tubería. También es necesario considerar que los riesgos técnicos y ambientales a los que se encuentran expuestos los equipos son mayores e implican mayores costos. Para poder elegir el tipo de instalaciones más adecuadas, los ingenieros de planeación deben considerar ciertos factores importantes que se resumen en la **Figura B. 2**. Por ejemplo, la configuración y ubicación del yacimiento, el transporte de los fluidos a producir y los sistemas de separación necesarios, la profundidad de interés<sup>73</sup> y el tirante de agua. La **Tabla B. 1** muestra las máximas profundidades de operación de algunos sistemas en aguas profundas.



Figura B. 2 Consideraciones para elegir el sistema de perforación/producción en aguas profundas (Dorgant Paul, 2001)

Tabla B. 1 Máximas profundidades de operación de algunos equipos costa afuera. Elaboración propia.

EQUIPO	TIRANTE DE AGUA MÁXIMO DE OPERACIÓN (M)
FIJAS	535
SEMI	1,845
TLP	1,250
SPARS	1,720
FPSO	1,853
SISTEMAS SUBMARINOS	Ilimitado

En la actualidad, los equipos más utilizados en aguas profundas son:

- Plataformas semi-sumergibles.
- Barcos perforadores.
- Plataformas de piernas tensionadas (TLP).
- Plataformas Spar.
- Unidades Flotantes de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSO).

A continuación, se describen brevemente algunas características de los mismos y se mencionan aspectos puntuales de los sistemas submarinos, que han tomado relevancia para los desarrollos más profundos.

### **B.1 Barcos Perforadores**

Esta embarcación cuenta con una torre de perforación y una presa de lodos, puede posicionarse dinámicamente o anclarse al lecho marino para evitar ser agitado fácilmente por las corrientes marinas o el viento. La ventaja más notable que estos equipos ofrecen es la facilidad para moverse de una localización a otra, por ejemplo, podría terminar de perforar un pozo en el Golfo de México y encontrarse adecuadamente posicionado en las costas de Angola 20 días después; a una plataforma semi-sumergible que debe ser remolcada por otros barcos, le tomaría aproximadamente 70 días realizar el mismo recorrido. Pueden operar bajo tirantes de agua mayores a 1000 metros y hasta 10,000 m bajo el lecho marino.

### **B.2 Plataformas de piernas tensionadas (TLP)**

Pueden ser consideradas también como plataformas fijas ya que son muy similares a los equipos semi-sumergibles. En el caso de las plataformas TLP la flotabilidad excede su peso y por ello requiere que en cada una de sus esquinas sean colocados cables tensionados que posteriormente serán sujetos al lecho marino por pilotes. La flotación de la propia plataforma ayuda a mantener los cables tensos para no producir ningún movimiento vertical. Su instalación es muy sencilla, utiliza árboles de válvulas superficiales, se puede utilizar también para realizar operaciones de perforación, pero la desventaja más notable que presenta es que no permite el almacenamiento de aceite.

### **B.3 Plataformas semi-sumergibles**

Este tipo de plataformas cuenta con columnas y pontones (prisma con una sección rectangular de acero, relativamente estrecho y hueco<sup>74</sup>) que al llenarse con agua logran sumergir el equipo hasta una profundidad previamente establecida. Para mantener el equipo en la posición exacta, pueden anclarse o utilizar un sistema de posicionamiento dinámico, de tratarse de la primera opción, la plataforma contará con

un conjunto de ocho a doce anclas que actúan como resortes para restaurar la posición de la plataforma si las condiciones ambientales son muy severas. Cuando se trata de posicionamiento dinámico no existe contacto entre la plataforma y el lecho marino, excepto por el riser. Este tipo de equipos son más estables que los barcos perforadores.

Otra opción más flexible de perforación se puede utilizar, pero indudablemente será más costosa de instalar y operar a comparación de una plataforma semi-sumergible. El almacenamiento y espacio disponible en cualquier plataforma de perforación costa afuera es altamente valorado y en las operaciones de aguas profundas a causa de las profundidades que se manejan y su considerable distancia de las costas, será necesaria una mayor cantidad de tuberías, lodo, combustible, equipos de levantamiento, personal y energía

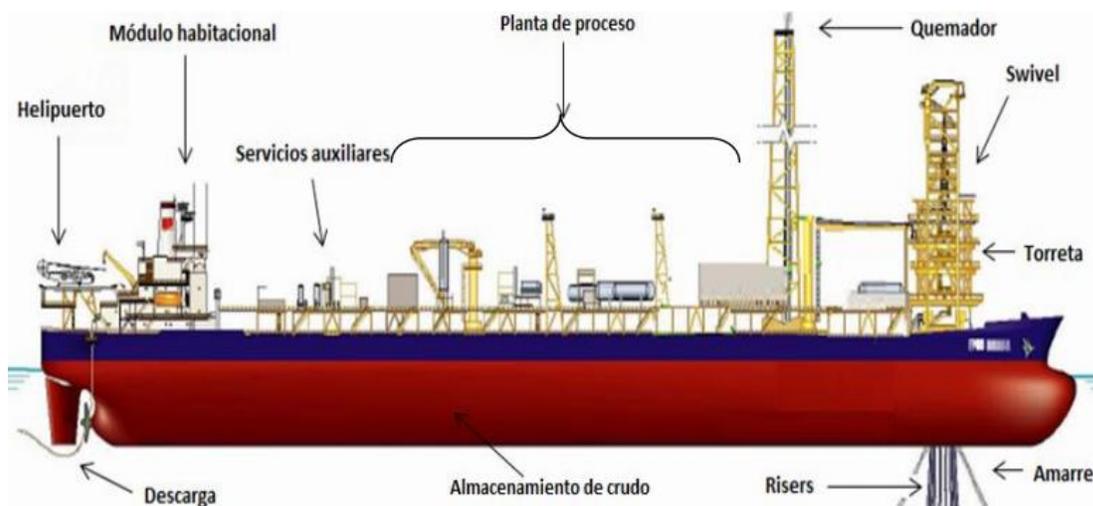
#### **B.4 Spar**

Este tipo de plataformas utiliza estructuras cilíndricas verticales de acero que proporciona estabilidad y evita la inclinación de la plataforma, también cuenta con un sistema de anclaje. Puede utilizarse para realizar operaciones de perforación, permite el uso de árboles de válvulas superficiales y aunque no es una práctica común, puede almacenar aceite; sin embargo, su instalación es un poco compleja, ya que requiere que la cubierta se monte en el sitio donde la plataforma será posicionada.

#### **B.5 Unidad Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga (FPSO)**

Este sistema está considerado como el más completo de los sistemas de producción marinos por su capacidad de realizar un gran número de actividades como producción, procesamiento y almacenamiento de hidrocarburos, **Figura B. 3**. Puede recibir la producción de plataformas cercanas o instalaciones submarinas para procesarla, almacenarla y entregarla a los buques cisterna. Los FPSO permanecen anclados en una sola posición a lo largo de todo el desarrollo del proyecto y requieren de ser rigurosamente supervisados debido a que se encuentran sometidos a grandes esfuerzos de tensión y ambientes corrosivos. Su sistema de posicionamiento dinámico está compuesto por sensores acústicos y propulsores que anulan los

movimientos ocasionados en el sistema flotante a causa del oleaje, viento y corrientes marinas. Las ventajas más notables de este sistema es que pueden perforar pozos a cualquier profundidad y no necesitan barcos de servicios o apoyo en las operaciones. Como consecuencia de los altos costos de fabricación, comúnmente los buque-tanques se modifican para cumplir la función de un FPSO, mientras que los equipos nuevos sólo se construyen para yacimientos con un ciclo de vida mayor o igual a 25 años y que estén planeados para ambientes complejos.



**Figura B. 3 Componentes de un FPSO (Rodríguez Toral, 2009)**

## **B.6 Sistemas submarinos**

Los risers de producción que utilizan las estructuras fijas no constituyen una opción para profundidades mayores a los 1,372 metros de profundidad, por tal motivo es necesario utilizar líneas de flujo para transportar los fluidos producidos a las instalaciones de producción y pruebas.

Los dispositivos que se colocan en el lecho marino cumplen con las mismas funciones que los ubicados en la superficie, con la diferencia notable del ambiente al que los primeros se encuentran expuestos, como la corrosión ocasionada por el contacto permanente con el agua salada. En caso de requerir mantenimiento o ser

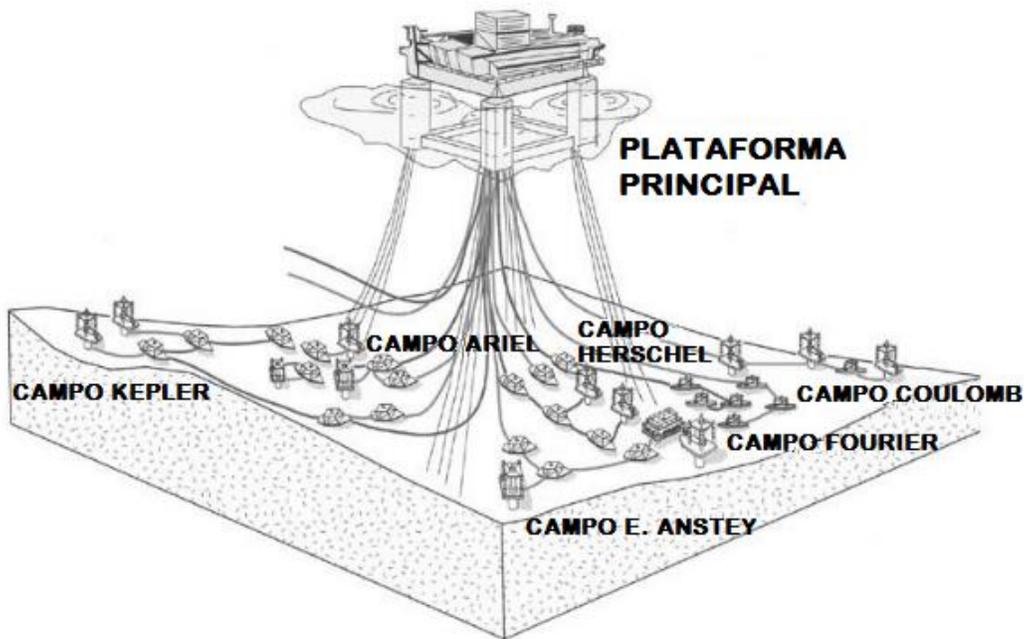
reemplazados, el tiempo y los costos de los equipos ubicados en el lecho marino se incrementan considerablemente.

A inicios de 1990, el uso de los sistemas submarinos tomó relevancia en los desarrollos de aguas profundas. Campos completos fueron explotados utilizando esta infraestructura: un conjunto de equipos, accesorios y líneas de flujo colocadas bajo considerables tirantes de agua que permiten recolectar, procesar, transportar y controlar la producción de los hidrocarburos hacia otras instalaciones flotantes o localizadas en tierra. Los sistemas submarinos de producción están conformados por equipo de terminación, árboles de válvulas, manifolds, estranguladores, unidades de procesamiento, umbilicales, líneas de flujo, sistemas de conexión, control y monitoreo. Cuando los pozos no cuentan con suficiente energía para levantar la columna de fluido, también se puede instalar un sistema artificial de producción submarino. Para finales de 2010 se tenía registro del uso de aproximadamente 1,668 sistemas de producción submarinos en un tirante de agua mayor a los 300 metros de profundidad<sup>1</sup>.

A lo largo de su vida operativa, los sistemas de producción submarinos se encuentran sujetos a cambios si la presión del yacimiento declina, cambia la composición de los fluidos, aumenta la producción de fluidos y/o sólidos no deseados como agua o arena y como consecuencia se comienzan a tener problemas de corrosión en la mayoría de los equipo, esta es la desventaja más grande que los sistemas submarinos presentan, todas las modificaciones que sean necesarias serán más costosas y complicadas de realizar, por tal motivo en el plan de desarrollo se deben considerar todos los factores que pudieran ocasionar futuros problemas para evitar las intervenciones una vez que el sistema se ha puesto en operación.

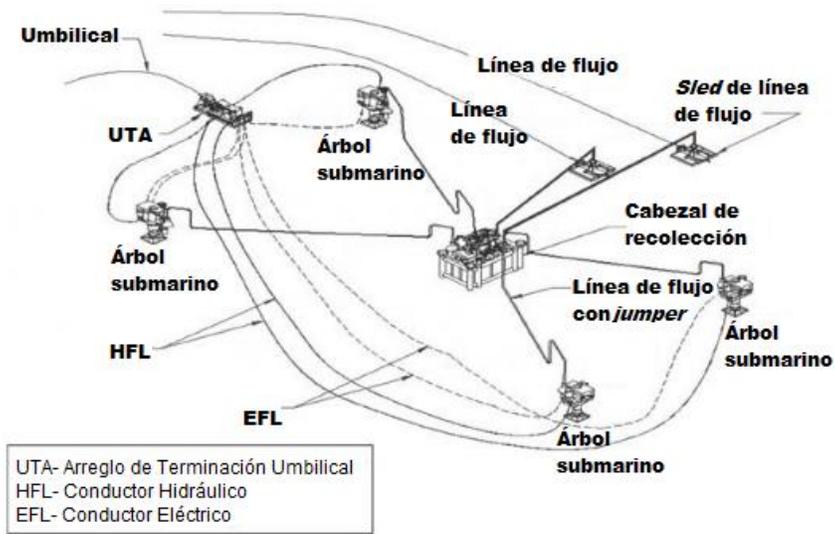
Gracias a los avances en la tecnología, se ha logrado un alcance más complejo en el diseño y ejecución de los sistemas submarinos, con el uso de los vehículos operados remotamente (ROV) las operaciones se volvieron más prácticas, los costos de intervención se redujeron y la confianza en este tipo de sistemas aumentó.

Existen dos opciones desde las que se puede considerar una infraestructura submarina: en el plan de desarrollo del campo para construir una plataforma principal que permita optimizar la arquitectura y el acomodo de los posibles sistemas a desarrollar y cuando la necesidad de las instalaciones submarinas es identificada una vez que se ha realizado el diseño de las instalaciones y éstas ya se encuentran en operación, entonces la esquematización del sistema submarino se tendrá que adaptar a las limitantes que presenten los equipos existentes. Esto se planea cuando se pretende explotar un grupo de pequeños yacimientos que se encuentran muy próximos, pero no lo suficiente para desarrollarse desde una sola plataforma con pozos direccionales, **Figura B. 4.**



**Figura B. 4 Ejemplo un grupo de yacimientos desarrollados con desde una plataforma principal (Shell, 2009)**

Los elementos más importantes de las instalaciones submarinas se muestran en la **Figura B. 5** sin olvidar que en tanto en el lecho marino como en la superficie se tienen sistemas de control con el objetivo de realizar operaciones de forma remota.



**Figura B. 5 Componentes básicos de una instalación submarina (Shell, 2009)**

Para facilitar la toma de información es muy común encontrar árboles de válvulas y manifolds automatizados que envían señales eléctricas por medio del umbilical a la plataforma principal con el objetivo de registrar datos de temperatura, presión, tasas de flujo y otros datos de cada pozo. Además de conducir las señales eléctricas, el umbilical puede ser utilizado para suministrar químicos contra la formación de hidratos de metano, parafinas o cualquier tipo de intrusión en las líneas de flujo y también inyectar fluido hidráulico para abrir o cerrar válvulas y estranguladores.

### Tipos de IAM

Al implementar un Modelo Integrado de Producción es importante delimitar, de acuerdo a las características del activo, la complejidad del acoplamiento de los modelos. Esta técnica está diseñada para validar los resultados del modelo de yacimientos simplificado y controlar la producción y el desempeño real. Comúnmente se comparan los modelos del yacimiento, del pozo con las instalaciones superficiales y la planta de procesamiento para investigar el impacto que ocasiona el cambio de alguno de los elementos en los otros. El modelado puede ser<sup>75</sup>:

- Convencional: Utiliza un modelo de yacimiento numérico en tres dimensiones con solución numérica o analítica.
- Simplificado: Utiliza un modelo de yacimiento de Balance de Materia.

Debido a que todos los campos petroleros tienen peculiaridades y no cuentan con el mismo nivel de complejidad, es necesario elegir acertadamente el tipo de software que se implementará en el IAM. Por ejemplo, para los que se tiene menos incertidumbre puede utilizarse una plataforma independiente ya que este tipo no alcanza un alto nivel de exactitud para aplicaciones complejas de algunos campos.

Los paquetes de software desarrollados para el modelo integrado de activos proporcionan información sobre los ritmos de producción y estimaciones económicas para el activo a lo largo de todo su ciclo de vida para la planeación y optimización. Un IAM vincula las simulaciones individuales a través de las diferentes disciplinas técnicas, activos, localizaciones y recursos computacionales. Esta técnica proporciona modelos más exactos con resultados favorables como mayor producción, menos gastos y mejores retornos para el operador, tales aspectos son altamente valorados para los proyectos en aguas profundas. Tradicionalmente, la simulación del yacimiento se ha simplificado a únicamente considerar el impacto que tiene la contrapresión de las instalaciones superficiales en el sistema usando, por ejemplo, curvas de afluencia con una presión de cabeza de la tubería de producción que se limita a representar la mínima presión de

cabeza permisible. En la realidad, la contrapresión de las instalaciones superficiales es un conjunto de elementos complejos y dinámicos que no puede ser representado únicamente por la presión en la cabeza de la tubería de producción. Como consecuencia, los ritmos de declinación pueden estar sub o sobre estimados dependiendo del escenario optimista o pesimista de la presión.

Existen dos categorías en general de software para IAM<sup>76</sup>

- Plataformas de Software Independientes: contiene todos los elementos del sistema (yacimientos, pozos, líneas de flujo e instalaciones superficiales) de producción en una única plataforma
- Software para vincular/Integrar: Vincula los simuladores independientes que ya existen para cada una de las partes del sistema

## Referencias

- 
- <sup>1</sup> Instituto Mexicano del Petróleo, 2010. Estado del Arte y Prospectiva de la Ingeniería en México y el Mundo. Academia de Ingeniería de México (Septiembre, 2010)
- <sup>2</sup> Norwegian Deepwater Programme, *EPIM*. <https://epim.no/ndp/> (acceso Marzo, 2017)
- <sup>3</sup> Oil industry 'double checking' deep drilling safety. 2010. *BBC*, 14 de Junio de 2010. <http://www.bbc.co.uk/news/10298342> (acceso Febrero, 2017)
- <sup>4</sup> Cano, F. B. 2011. Situación de los campos petroleros en aguas profundas del mundo. *Scielo*, 11 de Octubre. [http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0301-70362008000400006](http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0301-70362008000400006) (acceso Febrero, 2017)
- <sup>5</sup> Shell commences production from Bonga Phase 3 project in Nigeria. 2015. *Shell Global*, 5 de Octubre de 2015. <http://www.shell.com/media/news-and-media-releases/2015/shell-commences-production-from-bonga-phase-3-project-in-nigeria.html> (acceso Febrero, 2017)
- <sup>6</sup> Girassol, first angola block 17 deepwater field to produce. 2002. *Oil & Gas Journal*, 18 de Marzo de 2002. <http://www.ogj.com/articles/print/volume-100/issue-11/drilling-production/girassol-first-angola-block-17-deepwater-field-to-produce.html> (acceso Febrero, 2017)
- <sup>7</sup> Australian deepwater plays beckon offshore operators. 2016. *Offshore Magazine*, 12 de Septiembre de 2016. <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-76/issue-9/deepwater-case-studies/australian-deepwater-plays-beckon-offshore-operators.html> (acceso Febrero, 2017)
- <sup>8</sup> Thomas, M. 2016. Marlim—Brazil's Original Deepwater Pioneer. *E&P Magazine*, 01 de Marzo de 2016. <http://www.epmag.com/marlimbrazils-original-deepwater-pioneer-840701#p=full> (acceso Marzo, 2017)
- <sup>9</sup> Shell explorer in the driving seat. 2012. *Upstream Online*, 26 de Junio de 2012. <http://www.upstreamonline.com/hardcopy/875684/shell-explorer-in-the-driving-seat> (acceso Febrero, 2017)
- <sup>10</sup> Cluster 2 Fields Development, Block KG-DWN-98/2, Bay of Bengal. *Offshore Technology*. <http://www.offshore-technology.com/projects/cluster-2-fields-development-block-kg-dwn-982-bay-of-bengal/> (acceso Febrero, 2017)
- <sup>11</sup> Kikeh Floating Production, Storage and Offloading. *Offshore Technology*. <http://www.offshore-technology.com/projects/kikeh/> (acceso Febrero, 2017)
- <sup>12</sup> West Seno, Makassar Strait. *Offshore Technology*. [http://www.offshore-technology.com/projects/west\\_seno/](http://www.offshore-technology.com/projects/west_seno/) (acceso Febrero, 2017)
- <sup>13</sup> Malampaya Phases 2 & 3. *Shell Global*. <http://www.shell.com/about-us/major-projects/malampaya-phases-two-and-three.html> (acceso Febrero, 2017)

- 
- <sup>14</sup> Noble to batch-drill two Leviathan wells. 2014. *Oil & gas journal*, 14 de Marzo de 2014. <http://www.ogj.com/articles/2017/03/noble-to-batch-drill-two-leviathan-wells.html> (acceso Febrero, 2017)
- <sup>15</sup> Offshore Center Denmark, 2009. Overview of the Norwegian Oil and Gas Industry Report. 66.DAN.NOR.64. Offshore Norway (11 de Junio de 2009)
- <sup>16</sup> Ormen Lange overview. *Shell Global*. <http://www.shell.com/about-us/major-projects/ormen-lange/ormen-lange-overview.html> (acceso Febrero, 2017)
- <sup>17</sup> Asociación de Ingenieros Petroleros de México. 2013. Perspectivas de desarrollo para campos descubiertos en Aguas Profundas en México (25 de Octubre de 2013)
- <sup>18</sup> Santoyo, K. 2014. Aguas profundas mexicanas, oportunidad real para obtener hidrocarburos. *Global Energy*, 06 de Febrero de 2014. <http://www.globalenergy.com.mx/noticias-especiales/articulos/aguas-profundas-mexicanas-oportunidad-real-para-obtener-hidrocarburos-2da-parte/> (acceso Marzo, 2017)
- <sup>19</sup> Pemex on roll following latest Perdido Discovery. 2014. *Upstream Online*, 24 de Enero de 2014. <http://www.upstreamonline.com/hardcopy/news/1003317/pemex-on-roll-following-latest-perdido-discovery> (acceso Marzo 2017)
- <sup>20</sup> SEMARNAT, 2017. Informe de Comisión. Reporte ASEA/UGI/0104/2017. Tamaulipas, México (22 de Marzo de 2017)
- <sup>21</sup> PEMEX. 2015. Reservas de hidrocarburos de México al 1 de enero de 2015.
- <sup>22</sup> Deepwater Natural Gas and Oil Qualified Fields. 2017. *Bureau of Safety and Environmental Enforcement*, 05 de Marzo de 2017. <https://www.data.bsee.gov/Other/DataTables/DeepQualFields.aspx> (acceso Marzo, 2017)
- <sup>23</sup> Pemex cambia el plan: va por aguas profundas antes que proyectos en tierra. 2016. *Expansión*. 21 de Junio de 2016. <http://expansion.mx/empresas/2016/06/20/pemex-cambia-el-plan-va-por-aguas-profundas-antes-que-proyectos-en-tierra> (acceso Marzo, 2017)
- <sup>24</sup> ¿Por qué México necesita una reforma energética?. 2013. *Forbes Mexico*. 30 de Agosto de 2013. <https://www.forbes.com.mx/por-que-mexico-necesita-una-reforma-energetica/> (acceso Marzo, 2017 )
- <sup>25</sup> Las rondas de licitación petrolera en México: resultados a tres años de la reforma energética. 2017. *Oil & Gas Magazine*. 09 de Mayo de 2017. <https://www.oilandgasmagazine.com.mx/2017/05/las-rondas-licitacion-petrolera-en-mexico-resultados-a-tres-anos-la-reforma-energetica/#.WXj7OliGM70> (acceso Marzo,2017)
- <sup>26</sup> CNH aprueba cuarta licitación de la Ronda 2. 2017. *El Economista*, 19 de Julio de 2017. <http://eleconomista.com.mx/industrias/2017/07/19/cnh-aprueba-cuarta-licitacion-ronda-2> (acceso Julio, 2017)

- 
- <sup>27</sup> Prospects and plays. *Prospects and plays - Norwegian Petroleum Directorate*. <http://www.npd.no/en/Publications/Reports/Petroleum-resources-in-the-sea-areas-off-Lofoten-Vesteralen-and-Senja/Prospects-and-plays/> (acceso Marzo, 2017)
- <sup>28</sup> FitzGerald, D., & Paterson, R. (2013, January 1). Getting the Best Value From Gravity Gradiometry. Society of Exploration Geophysicists.
- <sup>29</sup> Cuvillier G., Edwards S., Johnson G., Plumb D., Sayers C. 2000. Soluciones para los problemas de la construcción de pozos en aguas profundas. Verano 2000. Oilfield Review. Schlumberger.
- <sup>30</sup> Bowers, G. L. (1995, June 1). Pore Pressure Estimation From Velocity Data: Accounting for Overpressure Mechanisms Besides Undercompaction. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/27488-PA
- <sup>31</sup> Cárdenas D., García V. 2013. *Fundamentos y operaciones de la industria Petrolera en aguas profundas*. Tesis de licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, (2013).
- <sup>32</sup> Ravi, K., Biezen, E. N., Lightford, S. C., Hibbert, A., & Greaves, C. (1999, January 1). Deepwater Cementing Challenges. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/56534-MS
- <sup>33</sup> Eaton, L. F. (1999, January 1). Drilling Through Deepwater Shallow Water Flow Zones at Ursa. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/52780-MS
- <sup>34</sup> Carré G., Pradié E., Delabroy L., Fett. 2003. Buenas expectativas para los pozos en aguas profundas. Primavera 2003. Oilfield Review. Schlumberger.
- <sup>35</sup> Ceccarelli, T. U., Albino, E. H., Watson, G. M., & Deffieux, D. (2009, January 1). Deepwater Completion Designs: A Review of Current Best Practices. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/122518-MS
- <sup>36</sup> Cullick, A. S., Cude, R. G., & Tarman, M. (2007, January 1). Optimizing Field Development Concepts for Complex Offshore Production Systems. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/108562-MS
- <sup>37</sup> D'Souza R. 2015. Future deepwater developments bring challenges, opportunities. *Offshore Magazine*, 09 de Septiembre de 2015. <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-75/issue-9/deepwater-update/future-deepwater-developments-bring-challenges-opportunities.html> (acceso Abril, 2017)
- <sup>38</sup> Guzman R., Carvajal P., Thuriaux B., 2013. Opportunities and challenges for global deepwater players. An industry on the seach for new growth areas. Arthur D Little PRISM. Global deepwater players. Febrero 2013
- <sup>39</sup> Stair, C. D. (1998, January 1). Artificial Lift Design for the Deepwater Gulf of Mexico. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/48933-MS
- <sup>40</sup> Lawson P., Martinez I., Shirley K., Improving Deepwater Production through Subsea ESP Booster Systems.
- <sup>41</sup> Denney, D. (2004, June 1). Wellstream Booster Solution for Deepwater and Ultradeepwater Oil Fields. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/0604-0042-JPT

- 
- <sup>42</sup> Canon, J. M., Yau, S., & Catheya, T. (2016, May 2). Key Performance Indicator System for Deepwater Flow Assurance Operations. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/27017-MS
- <sup>43</sup> Lake L. 2006. *Petroleum Engineering Handbook*, Society of Petroleum Engineers.
- <sup>44</sup> Kempton E., Golczynski T., 2004. Flow Assurance. Multiphase Solutions Inc. 30 de Septiembre de 2004.
- <sup>45</sup> Craig M., Hyde S., 1997. Production deepwater gulf of mexico more profitable than previously thought. *Oil & Gas Magazine*. 10 de Marzo de 1997.  
<http://www.ogj.com/articles/print/volume-95/issue-10/in-this-issue/drilling/focus-production-deepwater-gulf-of-mexico-more-profitable-than-previously-thought.html>  
(consultado Julio, 2017)
- <sup>46</sup> Chawathe A., Ozdogan U., Sullivan K. 2009. A plan for success in deep water. Primavera 2009. Oilfield Review. Schlumberger.
- <sup>47</sup> U.S. Department of Energy. 2016. Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs. U.S. Energy Information Administration Report. Washington, Marzo de 2016.
- <sup>48</sup> Leffler W., 2011, *Deepwater petroleum exploration y production a nontechnical guide*, Second ed. PennWell Books.
- <sup>49</sup> Antosh N. 2011. Go Deep Takes New meaning. The Houston Chronicle 102. 24 Octubre de 2002.
- <sup>50</sup> Hanrahan S., Chitwood J., 2005. Technologies needed to meet deepwater business needs. *Deepstar - Technology Development*, 15 de Enero de 2005,  
<http://www.deepstar.org/en/art/25/> (consultado Abril, 2017)
- <sup>51</sup> Davalath, J., & Barker, J. W. (1995, June 1). Hydrate Inhibition Design for Deepwater Completions. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/26532-PA
- <sup>52</sup> Reid, D., Wilson, T., & Dekker, M. (2014, May 5). Key Aspects of Deepwater Appraisal. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/25094-MS
- <sup>53</sup> Bouleau C., Gehin H., Gutierrez Fernando. 2007. The Big Picture: Integrated Asset Management. Invierno 2007/2008. Oilfield Review. Schlumberger.
- <sup>54</sup> Ezekwe, J. N., & Filler, S. L. (2005, January 1). Modeling Deepwater Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/95066-MS
- <sup>55</sup> Wilson S., 2007. La geomecánica petrolera: De diez kilómetros de profundidad a la superficie. Invierno 2007/2008. Oilfield Review. Schlumberger.
- <sup>56</sup> Netherland, Sewell & Associates, Inc. 2016. Reservoir Simulation. (Agosto 2016).
- <sup>57</sup> McLane, M., & Gouveia, J. (2015, September 2). Validating Analog Production Type Curves for Resource Plays. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/175527-MS
- <sup>58</sup> Litvak, M. L., & Wang, C. H. (1998, January 1). Integrated Reservoir and Surface Pipeline Network Compositional Simulations. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/48859-MS
- <sup>59</sup> Deepwater risks-1: challenges, risks can be managed in deepwater oil and gas projects. 2006. *Oil & Gas Magazine*, 27 de Noviembre de 2006.

---

<http://www.ogj.com/articles/print/volume-104/issue-44/exploration-development/deepwater-risks-1-challenges-risks-can-be-managed-in-deepwater-oil-and-gas-projects.html> (consultado Abril 2017)

<sup>60</sup>Donnelly, J. (2004, July 1). Health, Safety, and Environment: Conference Encourages Industry to Step Up to HSE Challenge. Society of Petroleum Engineers.

doi:10.2118/0704-0043-JPT

<sup>61</sup> Ghouri, S. A., Banoori, S., Topini, C., & Rametta, D. (2015, June 1). Practical Alternate Integrated Asset Models. Offshore Mediterranean Conference.

<sup>62</sup> Harley, J., Abel, C., & Watson, M. (2016, November 7). Generating Cost Reduction in the Supply Chain by Coupling Surface Facilities with Reservoir Data in Integrated Asset Modelling. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/183359-MS

<sup>63</sup> Wang P., 2003. *Development and applications of production optimization techniques for petroleum fields*. PHD Dissertation, Standford University, Stanford, California (Marzo 2003)

<sup>64</sup> Acevedo Á. 2015. La importancia de la optimización en la industria. 159. Virtual Pro. Abril de 2015.

<sup>65</sup> Barton C. 2014. Introduction to deepwater development. Wood Mustang Group. UH Petroleum Industry Expert Lecture Series (29 de Octubre de 2014)

<sup>66</sup> Pettersen O. 2006. Basics of reservoir simulation with the Eclipse reservoir simulator. Universidad of Bergen (2006).

<sup>67</sup> Choundhary D. 2011. Types of directional well profile. *Directional drilling technology*, 6 de Julio de 2011. <http://directionaldrilling.blogspot.mx/2011/07/types-of-directional-well-profile.html> (consultado Abril 2017)

<sup>68</sup> Journal of pipeline engineering. 2010. The Journal of Pipeline Integrity. Vol. 9, No.3, Septiembre de 2010.

<sup>69</sup>Dumont H., Gisolf A., Hows M. 2014. Reducing OOIP uncertainty in HPHT enviroments with improved-accuracy formation pressure measurements. SPWLA (18 de Mayo de 2014)

<sup>70</sup> Neumann K., Hegstad B. 2012. Uncertainty study on in-place volumes in Statoil. Ninth International Geostatistics Congress, Oslo, Norway (Junio 2012)

<sup>71</sup> Arabnejad, H., Shirazi, S. A., McLaury, B. S., & Shadley, J. R. (2013, September 30). Calculation of Erosional Velocity Due to Liquid Droplets with Application to Oil and Gas Industry Production. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/166423-MS

<sup>72</sup> Camara J., Corcoran C., Davies K. 2007. Reducción del riesgo exploratorio. Verano 2007. Oilfield Review. Schlumberger.

<sup>73</sup> Ronalds, B. F. (2002, January 1). Deepwater Facility Selection. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/14259-MS

<sup>74</sup> Gil L., 2015. Plataformas petroleras y procesos para la extracción del petróleo. Escuela Politécnica Superior de Ingeniería. (2015)

<sup>75</sup> Ghouri, S. A., Banoori, S., Topini, C., & Rametta, D. (2015, June 1). Practical Alternate Integrated Asset Models. Offshore Mediterranean Conference.

---

<sup>76</sup> Toby, S. (2014, October 14). Making the Best of Integrated Asset Modelling. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/171161-MS