

**Universidad Andina Simón Bolívar**

**Sede Ecuador**

**Área de Gestión**

Maestría Profesional en Gestión Financiera  
y Administración de Riesgos Financieros

**Evaluación financiera de las inversiones en estudios de subsuelo y su importancia en un proceso de reversión de una operación petrolera**

Andrés Mauricio Gaibor Salinas

Tutora: Laura Belén Lazo Sandoval

Quito, 2022





## **Cláusula de cesión de derecho de publicación**

Yo, Andrés Mauricio Gaibor Salinas, autor de la tesis intitulada “Evaluación financiera de las inversiones en estudios de subsuelo y su importancia en un proceso de reversión de una operación petrolera”, mediante el presente documento dejo constancia de que la obra es de mi exclusiva autoría y producción, que la he elaborado para cumplir con uno de los requisitos previos para la obtención del título de Maestría Profesional en Gestión Financiera y Administración de Riesgos Financieros en la Universidad Andina Simón Bolívar, Sede Ecuador.

1. Cedo a la Universidad Andina Simón Bolívar, Sede Ecuador, los derechos exclusivos de reproducción, comunicación pública, distribución y divulgación, durante 36 meses a partir de mi graduación, pudiendo por lo tanto la Universidad, utilizar y usar esta obra por cualquier medio conocido o por conocer, siempre y cuando no se lo haga para obtener beneficio económico. Esta autorización incluye la reproducción total o parcial en los formatos virtual, electrónico, digital, óptico, como usos en red local y en internet.
2. Declaro que en caso de presentarse cualquier reclamación de parte de terceros respecto de los derechos de autor/a de la obra antes referida, yo asumiré toda responsabilidad frente a terceros y a la Universidad.
3. En esta fecha entrego a la Secretaría General, el ejemplar respectivo y sus anexos en formato impreso y digital o electrónico.

12 de diciembre de 2022

Firma: \_\_\_\_\_



## Resumen

La tesis presenta un análisis cuantitativo y comparativo de evaluación de proyectos. Se enfoca en analizar financieramente la rentabilidad de invertir en diferentes opciones de estudios de subsuelo para soportar el no realizar trabajos de abandono de pozos. Si no se realizaran estudios de subsuelo, los pozos no operativos deben ser abandonados pues no existirían justificativos técnicos que soporten su uso en futuros proyectos de incremento de producción de petróleo. No realizar trabajos de abandono de pozos supondría un ahorro de costos a la empresa operadora petrolera durante la fase de reversión de activos al finalizar un contrato de servicios. Los resultados muestran que, de todos los tipos de estudios de subsuelo presentados, el de análisis de curvas de declino es el menos costoso y el que genera el mayor ahorro; mientras que, el de toma de registros eléctricos genera el mayor gasto. Con los estudios de subsuelo actualmente disponibles hallaron 159 potenciales de producción en total. Los resultados de la evaluación financiera individual de cada uno de estos potenciales indica que 136 de los 159 son rentables, es decir el 86 %. Adicionalmente, se determinó que: 90 de los 105 pozos analizados tienen al menos un potencial de producción rentable, es decir 86 %. Se observa que todo tipo de estudio de subsuelo, genera un ahorro para la empresa respecto al abandono de pozos. El mayor ahorro se obtiene con la opción de estudio de subsuelo con curvas de declinación, que generaría el 20 % (o 3,951 kUSD) de reducción de costos si a los pozos con potencial encontrado se realizasen trabajos de abandonos temporales, y del 85 % (o 16,551 kUSD) si se realizasen trabajos de abandonos en punta libre. Adicionalmente, un análisis de sensibilidades realizado al VAN para los proyectos de inversión para la producción de los potenciales encontrados mostró que, las variables que corresponden a parámetros de producción de los pozos son las que más afectan al VAN; en comparación con las variables de tipo financieras.

Palabras clave: evaluación financiera, inversiones, estudios de subsuelo, operación petrolera, reversión de activos, abandono de pozos, proceso de reversión



En memoria de Ney Orellana. Que en paz descanses por siempre querido amigo del alma. Que Dios te tenga en su gloria y bendiga y proteja por siempre a tu familia.





## **Agradecimientos**

Agradezco a Dios, a mi familia, a la Universidad Andina, a mis profesores de maestría, mis tutores, a mi país y a todos los autores referenciados en la bibliografía por haber contribuido desde diferentes enfoques para la culminación del presente trabajo de titulación.



## Tabla de contenidos

Figuras y tablas .....	15
Abreviaturas.....	17
Glosario .....	19
Introducción.....	23
Capítulo primero: Marco teórico .....	29
1.    Literatura académica relevante.....	29
2.    Relación del problema de investigación con la literatura relevante .....	31
3.    Marco disciplinario o interdisciplinario .....	31
4.    Conceptos nucleares .....	32
5.    Alternativas de estudios de subsuelo.....	33
5.1. Análisis de potenciales con curvas de declinación.....	34
5.2. Simulación de yacimientos.....	34
5.3. Estudios de recuperación secundaria y terciaria.....	35
5.4. Toma y análisis de registros eléctricos de pozos.....	35
6.    Tipos de trabajos en pozos .....	35
6.1. Perforación de pozos .....	36
6.2. Reacondicionamiento de pozos .....	36
6.3. Abandono de pozos .....	36
7.    Evaluación financiera de proyectos.....	37
7.1. Generalidades .....	37
7.2. Indicadores para la evaluación financiera .....	37
7.2.1. Valor actual neto (VAN) .....	38
7.2.2. Relación beneficio-costo (B/C) .....	38
7.2.3. Tasa interna de retorno o rendimiento (TIR).....	39
7.2.4. Período de recuperación de la inversión a valor presente (PRIV) .....	40
7.3. Punto de equilibrio .....	41
7.3.1. Costos variables.....	41
7.3.2. Costos fijos .....	41
7.3.3. Costos mixtos o semivARIABLES .....	41
7.4. Depreciación, depletación y amortización (DD&A).....	42
7.5. Análisis de sensibilidades.....	43

7.6. Optimización de resultados .....	43
8. Precio del petróleo.....	43
Capítulo segundo: Marco empírico .....	45
1. Las operaciones petroleras en el mundo.....	45
2. Descripción del tipo de operaciones del caso.....	46
3. Precio del petróleo.....	49
4. Ingresos por producción de la empresa .....	49
5. Costos de producción de la empresa .....	49
6. Costos de estudios de subsuelo .....	50
7. Costos de trabajos de intervención en pozos.....	50
8. Pozos inactivos analizados .....	51
9. Tasa de descuento.....	51
Capítulo tercero: Resultados.....	55
1. Punto de equilibrio de producción.....	55
2. Potenciales de producción encontrados.....	57
2.1. Número de potenciales en función del tipo de intervención propuesta.....	58
2.2. Número de pozos con al menos un potencial de producción .....	58
3. Potenciales de producción rentables.....	59
3.1. Número de pozos con al menos un potencial rentable de producción .....	60
4. Costos de abandono de pozos.....	60
5. Costos de estudios de subsuelo .....	61
6. Costos totales de abandono por caso .....	62
7. Optimización de la estrategia de inversión.....	63
8. Análisis de sensibilidades.....	64
Conclusiones y recomendaciones .....	67
Obras citadas.....	71
Anexos .....	75
Anexo 1: Determinación de la rentabilidad financiera para un potencial de producción identificado .....	75
Anexo 2: Tipos de geometrías de navegación (perforación) de pozos petroleros .....	79
Anexo 3: Diagrama mecánico tipo de un pozo productor de petróleo .....	80
Anexo 4: Diagrama mecánico tipo de un pozo inyector o reinyector de agua .....	81
Anexo 5: Diagrama mecánico tipo de un pozo en punta libre.....	82
Anexo 6: Diagrama mecánico tipo de un pozo abandonado temporalmente .....	83

Anexo 7: Diagrama mecánico tipo de un pozo abandonado definitivamente .....	84
Anexo 8: Diagrama mecánico tipo de un pozo de reentrada .....	85
Anexo 9: Diagrama mecánico tipo de un pozo multilateral .....	86
Anexo 10: Ejemplo de registros eléctricos de pozos perforados .....	87
Anexo 11: Ejemplos visuales de varios modelos de simulación dinámico 3D computarizado desplegando diferentes propiedades de rocas y fluidos .....	88
Anexo 12: Ejemplo de ajuste y predicción de producción de un pozo, mediante la técnica de análisis de curvas de declino de Arps .....	89



## Figuras y tablas

Figura 1. Mapa de calor del punto de equilibrio operativo para pozos productores..	57
Figura 2. Gráfico de tornado de las variables involucradas en el cálculo de la rentabilidad de un proyecto de explotación de un potencial de pozo .....	66
Figura 3. Gráfico de araña de las variables involucradas en el cálculo de la rentabilidad de un proyecto de explotación de un potencial de pozo .....	66
Tabla 1. Pronóstico de precio de petróleo.....	49
Tabla 2. Pronóstico de tarifas por producción .....	49
Tabla 3. Costos de tipos de estudios de subsuelo por pozo .....	50
Tabla 4. Costos promedio de tipos de trabajos de intervención en pozos .....	51
Tabla 5. Pozos con potenciales encontrados por tipo de estudio de subsuelo .....	56
Tabla 6. Número de potenciales en función del tipo de intervención propuesta .....	58
Tabla 7. Número de pozos con potenciales de producción en función del tipo de intervención propuesta para su mejor potencial encontrado.....	59
Tabla 8. Número de potenciales rentables en función de su tipo de intervención propuesta.....	60
Tabla 9. Número de pozos con al menos un potencial rentable de producción.....	60
Tabla 10. Costos de abandono de pozos con y sin estudios de subsuelo.....	61
Tabla 11. Costos de estudios de subsuelo necesarios para encontrar los potenciales de los pozos inactivos .....	61
Tabla 12. Costos de estudios de subsuelo y de abandono para pozos sin potenciales rentables .....	63
Tabla 13. Costos de oportunidad (ahorro) por la realización de estudios de subsuelo .....	64
Tabla 14. Valores referenciales de variables usadas en el cálculo de rentabilidad de proyectos de explotación de potenciales de pozos.....	65





## Abreviaturas

bbbl	Barriles (unidad de volumen)
kbbl	Miles de barriles
bbblf	Barriles de fluido (unidad de volumen)
bblo	Barriles de petróleo (unidad de volumen)
B/C	Razón beneficio sobre costo
C1	Recursos probadas no desarrolladas
C2	Recursos probables no desarrolladas
C3	Recursos posibles no desarrolladas
PUD	Reservas probadas no desarrolladas (Proved Undeveloped)
P1	Reservas probadas no desarrolladas
P2	Reservas probables no desarrolladas
P3	Reservas posibles no desarrolladas
TIR	Tasa interna de retorno
USD	Dólar estadounidense
kUSD	Miles de dólares estadounidenses
\$	Dólar estadounidense
VAN	Valor Actual Neto



## Glosario

**análisis de sensibilidad.** “Es una técnica que estudia el impacto que tienen sobre una variable dependiente de un modelo, las variaciones en una de las variables independientes que lo conforman” (Rus 2022).

**bloque petrolero.** Son áreas delimitadas que se asignan a empresas de exploración y producción de hidrocarburos para que realicen sus operaciones. Estas locaciones las concesionan los propietarios del terreno donde se encuentran los yacimientos en el subsuelo.

**cabezales de pozos.** Es la base en la superficie sobre la cual se construye el pozo. Este contiene válvulas y bridas para controlar el flujo de petróleo del pozo hacia el resto de las facilidades de producción (Schlumberger 2022).

**campo maduro.** En general los campos maduros se caracterizan porque llevan operando más de 20 años, muestran una declinación constante en la producción y un recobro de petróleo cercano a su máximo estimado en la actualidad (Gil y Chamorro 2009).

**campo petrolero.** Es una zona con abundancia de pozos de los que se extraen hidrocarburos del subsuelo (Wikipedia 2021).

**completación de pozo.** Estado mecánico del pozo. La completación incluye todos los equipos, fluidos, tuberías, herramientas y accesorios, etc. que se encuentra dentro del hoyo perforado del pozo.

**facilidades de producción.** Es el conjunto de equipos que contribuyen en los procesos de producción de los pozos petroleros, el tratamiento de los fluidos producidos, generación de energía, separación de las fases líquidas y gaseosas de fluidos extraídos de los yacimientos hidrocarburíferas hasta su disposición final en tanques de almacenamiento, oleoductos, reinyección en pozos, etc.

**factor de recobro.** Es el porcentaje del volumen de petróleo que ha sido recuperado de un yacimiento. También se suele mencionar al factor de recobro máximo como el porcentaje máximo estimado recuperable de petróleo de un yacimiento.

**petróleo bypaseado.** Término castellanizado que es definido como el petróleo móvil que no pudo ser drenado por pozos existente y que permanecerá en el yacimiento si no se modifican las condiciones actuales de producción. El petróleo bypaseado generalmente se refiere y se mediante la conificación y canalización de agua o gas,

causando en ciertos casos que una cantidad importante de petróleo móvil original no pueda ser producido; constituyendo, por tanto, un significativo problema y/o reto en la industria petrolera.

**pozo de reentrada.** También llamado pozo *reentry* o *reentries* en plural (por su traducción al inglés). Son aquellos que se perforan a partir de un pozo original generando así un nuevo ramal que alcanza una nueva ubicación objetivo en fondo (ver Anexo 8).

**pozo multilateral.** Es aquel pozo que se perfora a partir de un pozo original generando así dos o más ramales para alcanzar nuevas ubicaciones objetivo en fondo. Estos pozos pueden producir o inyectar de todos los ramales simultáneamente; o solamente de uno o una selección de varios de estos (ver Anexo 9).

**reacondicionamiento de pozos.** “Son todos los trabajos llevados a cabo para modificar el estado mecánico actual de un pozo productor” (Anexo 3) o inyector (Anexo 4). Los trabajos de reacondicionamiento ocurren cuando se modifica química o mecánicamente el pozo con herramientas, equipos, fluidos, etc., diferentes a los instalados o usados durante la operación normal previa del pozo. Son los trabajos efectuados en un pozo, posteriores a su completación, con el fin de mejorar su productividad, integridad o inyektividad; tales como: el cañoneo o recañoneo de nuevas o viejas zonas productivas, el abandono temporal o definitivo, aislamiento de zonas, fracturamientos, estimulaciones, reparaciones del revestimiento, cementaciones o conversiones del sistema de completación del pozo (Ali Perdomo 2015).

**reservas.** Cantidades comerciales de volumen de petróleo que pueden ser extraídas de pozos perforados en yacimientos petroleros generalmente expresadas en barriles (PRMS 2018).

**recursos.** Cantidades de petróleo que existen naturalmente dentro de la corteza terrestre, descubiertas y no descubiertas (recuperables e irrecuperable), más las cantidades ya producidas (PRMS 2018).

**optimización.** Se conoce como la búsqueda de la mejor solución o propuesta entre todas las soluciones potenciales que se les presenta a los problemas, en términos de algún o algunos criterios de efectividad con el objetivo de que esta satisfaga todos los ámbitos y perspectivas.

**plataforma petrolera.** Es un área de instalaciones de superficie bajo el control de una empresa petrolera en donde se encuentran localizados uno o más pozos. Este espacio es

ocupado por los equipos necesarios y requeridos para la perforación u operaciones de producción de los pozos en esta ubicados.

**riesgos.** Es la exposición a una situación donde hay la posibilidad de sufrir un daño o de estar en peligro (Martínez 2022).

**yacimiento.** También denominado por ciertos grupos como “reservorio”. Es el lugar en donde se encuentran de forma natural minerales, rocas o fósiles (gas/petróleo), que en especial podrían ser objeto de explotación (Westreicher 2020).



## Introducción

### 1. Breve descripción del problema de investigación

En la industria petrolera, cuando un propietario de un terreno donde se encuentra un yacimiento de petróleo o gas tiene la intención de explotarlo, suele solicitar el soporte a empresas especializadas en explotación y producción de hidrocarburos. Uno de los tipos de contratos más comunes que se licitan con estas empresas son los de prestación de servicios de operación y explotación de yacimientos. Estos contratos tienen un tiempo de expiración, en el cual una vez llegada la fecha la empresa operadora deberá devolver las facilidades y activos existentes al dueño de la propiedad bajo ciertas condiciones estipuladas en el contrato y también en la ley vigente del país.

Los contratos con las empresas petroleras tienen cláusulas específicas sobre cómo se deben abandonar cada tipo de instalación construida, lo cual conlleva sus respectivos costos de abandono. Las empresas petroleras previo al abandono y fin de sus contratos provisionan montos de dinero durante toda la etapa de explotación de hidrocarburos para llevar al cabo generalmente al final de la etapa de explotación, el proceso de abandono de las instalaciones. Estos los montos provisionados se realizan con estimaciones que pueden variar mucho con la realidad de los recursos necesarios al momento de ejecutar las actividades de abandono; esto es debido a los cambios contemporáneos en temas de tecnología, nuevas mejores prácticas operacionales y de abandono, así como en temas políticos, macroeconómicos, sociales, legales, ambientales, etc.

Uno de los costos más significativos del proceso de abandono corresponde al de la actividad de abandono de pozos perforados. Una manera en que la empresa podría ahorrar dinero es si no abandonase definitivamente pozos; pero para esto debe demostrar técnicamente que los pozos tienen cantidades de reservas (petróleo remanente) para ser explotadas en un futuro. Generar estas justificaciones técnicas también conlleva la necesidad de invertir dinero en diferentes estudios de subsuelo. Por lo cual, este trabajo de titulación genera un análisis financiero para evaluar la rentabilidad de invertir dinero en estudios que ayuden a justificar el no abandono de pozos, versus la otra opción de no realizar estos estudios y tener que asumir los costos de abandono pozos.

La información utilizada para el desarrollo del análisis corresponde a los Bloques petroleros 16 y 67 de Ecuador, operados por una empresa contratista privada (al año 2022).

## 2. Pregunta central

Conforme a la descripción del problema, la pregunta de investigación es la siguiente: ¿Qué tan factible financieramente es invertir en estudios de subsuelo para optimizar costos de abandono de pozos petroleros de cara a una inminente finalización de un contrato de operación de un campo petrolero maduro<sup>1</sup> *onshore*<sup>2</sup> de crudo pesado?<sup>3</sup>

## 3. Objetivo general

Determinar la factibilidad financiera de invertir en estudios de subsuelo para optimizar costos de abandono de pozos petroleros de cara a una inminente finalización del contrato de operación del campo petrolero *onshore* maduro de crudo pesado.

## 4. Objetivos específicos

A continuación, se numeran los objetivos específicos que, en su conjunto, darán respuesta a la pregunta de investigación:

- 1) Identificar los principales costos de abandono de pozos petroleros de cara a una inminente finalización del contrato de operación del campo petrolero *onshore* maduro de crudo pesado objeto de estudio.
- 2) Realizar análisis de rentabilidad y de sensibilidades de las variables estudiadas en relación con los costos de ejecución de los estudios de subsuelo y de los trabajos de abandono de pozos.
- 3) Analizar diferentes estrategias para optimizar las inversiones en estudios de subsuelo y los costos de abandono de pozos en base a los indicadores de rentabilidad y análisis de sensibilidad revisados.

---

<sup>1</sup> En general se denominan campos maduros a aquellos que se caracterizan por llevar operando más de 20 años y que se encuentran en una etapa de desarrollo avanzada. También porque muestran una declinación constante de la producción y porque a la fecha han alcanzado un recobro importante de sus reservas de petróleo.

<sup>2</sup> Es un término utilizado en la industria petrolera para hacer referencia a campos petroleros que se encuentran ubicados en un área sobre la superficie terrestre (costa adentro).

<sup>3</sup> Se refiere a los tipos de petróleo que no fluyen con facilidad. Se denomina “pesado” debido a que su densidad es mayor a la del petróleo denominado liviano.



## 5. Justificación

A continuación, se enlistan algunas de las justificaciones de la presente investigación referidas al ámbito tanto académico como práctico:

La investigación ayudará a determinar si es factible invertir dinero en estudios de subsuelo para ahorrar en costos de abandono de pozos durante los procesos de reversión de activos petroleros de los campos maduros operados por una empresa de explotación y exploración (empresa Operadora de los Bloques 16 y 67 de Ecuador). Esto ayudará a facilitar la toma de decisiones sobre la asignación de recursos dirigidos a este fin.

Los resultados del estudio podrán ser útiles para entes reguladores o dueños de activos petroleros para evaluar inclusión de cláusulas próximos contratos de licitación para empresas operadoras petroleras con respecto a requisitos referentes a inversiones en actividades de estudios de subsuelo para ser realizadas previo a la finalización de los contratos. Esto contribuirá a disminuir riesgos de pérdidas de oportunidades por decisiones de abandono de pozos que aún puedan tener recursos considerables de petróleo y pérdidas de dinero por gastos innecesarios en trabajos de abandono de pozos.

Si bien existen estudios publicados sobre análisis de costos de actividades de abandono de activos petroleros, de análisis técnicos sobre procedimientos operativos de abandono de pozos, de análisis técnicos de subsuelo y estimaciones de potenciales de producción de pozos, no se encontraron estudios publicados enfocados en la realización de análisis financieros que relacionen el impacto los estudios de subsuelo sobre los costos de abandono de pozos durante procesos de reversión de activos de una empresa operadora de petróleos, y que además, desarrollen su análisis con datos específicos de pozos petroleros de campos *onshore* maduros de crudos pesados; por lo cual, este estudio al tratar este tema será una buena contribución al ámbito académico.

Durante procesos de reversión de activos petroleros, este estudio ayudará a determinar si es recomendable invertir en estudios de subsuelo para soportar el no abandono de pozos que puedan tener reservas remanentes de petróleo. Con este análisis la empresa podrá proponer ejecuciones de proyectos de reactivación de pozos y también negociar extensiones de sus contratos de operación con el fin de aprovechar estas oportunidades inversión y obtener más retornos; a la vez que incrementar la producción del campo petrolero asignado para su operación.

El análisis puede ser usado para determinar estrategias de inversión y optimización de los montos de inversión asignados a estudios de subsuelo que ayuden a

minimizar costos de abandono de pozos de cara a una posible finalización de contrato de operación. Debido a que estos estudios soportan el hallazgo de potenciales para incrementar producción en pozos, esto justificaría que no se los abandonen.

El trabajo de titulación permite mejorar el entendimiento sobre que tipos de estudios de subsuelo son los más efectivos financieramente para minimizar los costos de abandono de pozos, con lo cual también se podrá responder a la pregunta de hacia cuáles estudios de subsuelo asignar más recursos para minimizar la cantidad trabajos de abandono de pozos.

## **6. Marco contractual**

Desde el aspecto, estrictamente legal, la compañía Operadora petrolera en representación de la Contratista debe ejecutar las actividades que correspondan para mantener la estructura, no afectar yacimientos, generar producción y aplicar las mejores prácticas internacionales, entre otros conceptos relevantes durante la vigencia de los Contratos, sin dejar de lado el aspecto económico de tales actividades.

Las actividades de explotación de un Bloque Petrolero contemplan entre otras, producir petróleo crudo sin dañar los yacimientos y cumpliendo con los parámetros de producción determinados por la autoridad de control; ciñéndose su explotación a lineamientos de desarrollo sustentable para la protección y conservación del medio ambiente.

Al término del contrato de exploración y explotación, se debe entregar, sin costo y en buen estado, los pozos que en ese momento estuvieren en actividad.

De lo último se desprende que no necesariamente todos los pozos deben mantenerse en explotación, por tanto, es viable que haya pozos que por condiciones técnicas se justifique su cierre o en su defecto que no se realicen inversiones adicionales para ser puestos en producción.

Por otro lado, la Contratista tiene como obligación esencial, el cumplimiento del objeto de los contratos, que es la prestación de servicios con sus recursos y a su propio riesgo, para explorar y explotar los hidrocarburos presentes en el Área del Contrato de conformidad con los términos y condiciones estipuladas en el contrato.

Para cumplir el objeto contractual, la Contratista está obligada a realizar actividades de exploración, cálculo de reservas, desarrollo de yacimientos, explotación y producción de hidrocarburos aportando la tecnología, capital, equipos, bienes y

maquinarias necesarias para el cumplir las obligaciones establecidas en el contrato (Cevallos Aguilar 2013).

Una vez presentada la propuesta de los trabajos de abandono de pozos (sean de tipo de abandono definitivo, temporal, o temporal en punta libre) y sus sustentos técnicos económicos de los potenciales de producción; los trabajos y las inversiones necesarias para su implementación serán aprobados y consensuados por el dueño del activo petrolero quién finalmente determinará si la Contratista queda autorizada o no para su ejecución.

En resumen, la obligación de la Contratista es cumplir con su gestión técnica de los pozos y presentar propuestas en forma diligente y oportuna para tal efecto. Por su parte, el dueño del activo será el responsable de aprobar los mismos en uso de su facultad de ente rector.

Cabe mencionar que lo mencionado tiene sus limitantes. La opinión contenida en este reporte se emite en base a las normativas contractuales analizadas y la información proporcionada por las áreas técnicas de la empresa petrolera, criterio que puede ser ampliado o modificado en caso de ubicarse información adicional histórica o nuevos insumos técnicos.



## Capítulo primero

### Marco teórico

#### 1. Literatura académica relevante

Sobre el tema de estudio se han escrito varios artículos sobre temáticas relacionadas; sin embargo, ninguno que contenga de manera integral un análisis que relacione al mismo tiempo diferentes tipos de estudios de subsuelo y su efecto sobre la optimización de costos de abandono de pozos petroleros durante un proceso de reversión de activos. Por lo tanto, este estudio a diferencia de otros, integra las temáticas mencionadas y genera así conclusiones más sólidas y completas para el problema. A continuación, se muestra la literatura relevante encontrada en relación con las temáticas del presente estudio:

Sobre reversión o abandono de instalaciones petroleras, Al-Ghuribi (2016) evalúa la factibilidad de aplicar diferentes opciones de abandono de instalaciones petroleras para generar menores costos e impactos ambientales. El autor realiza una descripción de las regulaciones y opciones existentes respecto al decomisionado (abandono) de instalaciones petroleras presentes en varios países y regiones del mundo, obteniendo datos de diversas fuentes de la literatura de la industria. De igual manera, el autor, a más de recopilar información sobre casos de abandono de instalaciones petroleras en el mundo, proporciona evaluaciones integrales sobre las opciones de desmantelamiento y las realiza un análisis sobre las diferencias en las regulaciones existentes en cada país y región respecto a este tema, con el fin de guiar a la generación de nuevas políticas de abandono de instalaciones sobre todo en regiones donde existen facilidades relativamente nuevas en construcción.

Por otro lado, sobre la determinación de límites económicos de producción de pozos petroleros como punto decisorio para el abandono de los mismos, existen también varios análisis publicados, de entre los que se pueden citar el de Mao (2020); el cual determina mediante un análisis de costos beneficios de producción, el límite económico de pozos productores de petróleo. El autor presenta un modelo basado en el análisis del porcentaje de agua de producción de pozos petroleros aplicados para el caso del área de explotación petrolera de Daqing. El análisis es desarrollado en base a datos de operaciones con pozos de altos cortes de agua, similar al caso de los pozos involucrados

es este estudio. A través del principio de balance de pérdidas y ganancias determina el porcentaje de agua al cual los pozos productores llegan a su límite económico (punto de equilibrio operacional), y así genera soportes para la toma de decisiones respecto al cierre de pozos y a actividades de desarrollo de yacimientos petrolíferos, reservas y producción. Adicionalmente, el autor a través de un análisis de sensibilidades realizado a diferentes precios de petróleo, clasifica pozos en distintos grupos con el fin de optimizar los beneficios económicos de la empresa bajo diferentes escenarios de operaciones.

Sobre estudios de determinación de reservas y recursos de petróleo, y de proyectos de desarrollo de yacimientos, cuyos temas son amplios; se encontraron varias publicaciones. “Estos estudios suelen diferenciarse principalmente por el tipo de operación petrolera al cual se refieren cada uno; así, por ejemplo, existen estudios sobre operaciones tierra adentro con un tipo de yacimiento estructural de crudo pesado, y otras para operaciones sobre el mar con un tipo de yacimiento estratigráfico de gas seco”. Las publicaciones con más estrecha relación al tipo de caso propuesto son las presentadas por McGlade (2012), Arps (1956) y Feygin y Satkin (2004). Estas publicaciones explican y ejemplifican cálculos y estimaciones de reservas y recursos de pozos petroleros, sin embargo, no muestran explicaciones sobre determinación de los límites económicos de producción, ni de análisis de la relación de estos límites con la cantidad de reservas y tiempo de producción remanente de los pozos activos e inactivos.

El artículo de McGlade (2012) discute la incertidumbre existente en la estimación de las reservas remanentes de pozos petroleros, incluyendo las razones de estas y como pueden ser mitigadas con re evaluaciones periódicas futuras. De igual manera, el autor abarca la temática de cómo las evaluaciones de los recursos globales de petróleo y sus proyecciones afectan los resultados de cálculos de reservas de los pozos y su rentabilidad. También expone distintos modelos de predicciones de producción de petróleo que se encuentran en función del tipo de petróleo analizado.

Por otro lado, Arps (1956) generó modelos de curvas de declino de producción a través de análisis estadísticos con numerosos datos reales de pruebas de pozos provenientes de diversas condiciones geológicas, mecanismos de producción, yacimiento y locaciones en el mundo. Sus modelos en la actualidad son utilizados como herramientas prácticas y confiables para realización de pronósticos de producción de pozos a través de lo cual no es necesario conocer propiedades de yacimiento ni condiciones operativas para realizarlas. A través de estos resultados se puede estimar el

tiempo de vida útil de los pozos y realizar cálculos de rentabilidad de proyectos. Por otro lado, Feygin y Satkin (2004) describieron varios factores y condiciones existentes en varios países que controlan e influyen sobre los cálculos y estimaciones de las cantidades de reservas de petróleo por pozo, estos autores describen la importancia de realizar una caracterización adecuada de las reservas para incrementar la producción y disminuir riesgos que puedan influir en pérdidas de calidad de los análisis y el aumento de la incertidumbre sobre los pronósticos de producción.

## **2. Relación del problema de investigación con la literatura relevante**

La literatura citada contiene información metodológica útil para realizar el estudio y la resolución del problema de investigación. El estudio será una aportación importante pues no se ha encontrado publicaciones que integren en un solo análisis de caso, la determinación de la conveniencia de inversiones de subsuelo y al mismo tiempo su relación con la optimización de los costos de abandono de pozos. Por lo cual, el estudio a diferencia de los encontrados en la literatura integrará análisis tanto de gestión de proyectos, finanzas, así como de ingeniería en petróleos y subsuelo para la resolución óptima del problema. La bibliografía citada sirve de guía para el proceso analítico que igualmente lleva a responder la pregunta de investigación.

## **3. Marco disciplinario o interdisciplinario**

La gran disciplina en que se enmarca esta investigación es la de la gestión o administración. Las distintas ramas de la gestión que se analizarán en el estudio utilizarán las bases teóricas de grandes autores clásicos y reconocidos como:

- De administración: Al ser uno de los objetivos de la investigación el mejorar la planeación de propuestas de inversión en estudios de subsuelo y la optimización de costos de actividades de abandono de pozos; este estudio se enmarca en la disciplina de Taylor que aportó con publicaciones sobre la mejora de las actividades operativas y tiempos; y también se enmarca en la de Fayol, que define y desarrolla su análisis sobre cada uno de los actos de administrar como: planear, organizar, dirigir, coordinar y controlar.
- De finanzas corporativas: Stephen Ross autor destacado de libros sobre finanzas corporativas modernas aborda temas sobre fundamentos generales de las finanzas, utilización de fondos de la empresa, métodos de cálculos de índices de rentabilidad de inversiones, análisis de riesgos, entre otros. El

estudio, al presentar distintas opciones de inversión sobre proyectos de abandono de pozos, incluirá cálculos, análisis de riesgos y sensibilidades basadas en las teorías y publicaciones mostradas por el autor; que servirán de base para lograr los mayores retornos de la inversión, por lo tanto, este estudio se enmarca en esta disciplina.

- De ingeniería de petróleos y de yacimientos: Craft, Dake, Arps y Blasingame, muestran estudios sobre yacimientos y métodos de estimación de reservas de petróleos. El presente trabajo de titulación al mostrar datos sobre análisis y pronósticos de producción de pozos petroleros, la temática se encuentra enmarcada dentro de esta disciplina de investigación.

#### 4. Conceptos nucleares

Como hipótesis se plantea que la investigación indicará que las inversiones requeridas para estudios de subsuelo son justificables financieramente (rentables), puesto que los gastos involucrados en un proceso de reversión de activos para el abandono de pozos tienen un impacto económico mayor, respecto a una inminente finalización de contrato de servicios de la empresa operadora petrolera del campo maduro (objeto del estudio). Los conceptos nucleares para dar cuenta de la hipótesis y de la pregunta principal de investigación son los siguientes:

- **Inversión.** Es la acción de invertir, y esto consiste en dedicar hoy un recurso con el objetivo o esperanza de obtener en un futuro un beneficio. También según Amling, define como como la compra de cualquier activo real o financiero, que ofrece una utilidad en forma de capital, ganancia, interés o dividendo (citado en Alexander, Sharpe, y Bailey 2001).
- **Abandono de activos.** Se refiere a las actividades de retiro y desmantelamiento de materiales, incluyendo el taponamiento definitivo y abandono de pozos, el desmontaje y retiro de plantas, plataformas, instalaciones, maquinaria, y equipo suministrado o utilizado en la realización de las actividades petroleras, así como la restauración ambiental del área afectada en la realización de dichas actividades, de conformidad con los términos y condicionales de un Contrato, las mejores prácticas de la industria, la normatividad aplicable y el sistema de administración (Comisión Nacional de Hidrocarburos 2021).



- **Estudios de subsuelo.** Son un conjunto de métodos de análisis enfocados a determinar las características, y potencial de producción (reservas) de petróleo y fluidos de los yacimientos subterráneos.
- **Evaluación financiera.** Es el ejercicio teórico-práctico mediante el cual se intenta identificar, valorar y comparar entre sí los costos y beneficios asociados a determinadas alternativas de proyectos de inversión; con la finalidad de analizar en qué grado el proyecto cumple con sus objetivos de generación de retornos (o ganancias) a los distintos actores que han contribuido para su financiamiento (Fundación Carlos Slim 2020). También sirve de ayuda para la toma de decisiones de inversión que aumenten y maximicen el valor (retornos financieros) de la compañía. Aumentar el valor implica que el flujo de efectivo libre es incremental y los costos del capital son inferiores al retorno del capital invertido (Ortega 2020).
- **Operación petrolera.** Son todas aquellas actividades llevadas a cabo por una **empresa** petrolera pública o privada, que tienen relación con la prestación de servicios de exploración y producción de hidrocarburos. Estas actividades se subscriben mediante contratos de operación por medio de los cuales las empresas realizan sus operaciones dentro de áreas de explotación asignadas (Sanchez 2017).
- **Proceso de reversión.** Conjunto de tareas interrelacionadas con el objetivo de restituir, a favor del dueño, un inmueble transferido previamente a un particular. En derecho administrativo, se lo ha definido como aquella figura jurídica en razón de la cual, los bienes pertenecientes al concedente juntamente con los del concesionario afectos a la concesión vuelven a manos del primero cuando por cualquier causa ésta llega a su fin (sea por extinción, por caducidad, etc.) siendo considerada como un elemento natural de todo tipo de contrato de concesión, a través de la cual se puede garantizar a futuro la continuidad en la prestación de los servicios de dichos bienes (Godfrid Anchordoqui 2018).

## 5. Alternativas de estudios de subsuelo

Los estudios de subsuelo son necesarios para descubrir potenciales adicionales de producción. A través de estos se pueden proponer trabajos de perforación o de intervención en pozos productores o inyectores que aumenten el factor de recobro de

petróleo de los yacimientos bajo estudio; consecuentemente, se puede extender la vida útil del campo y se mejoran la rentabilidad del mismo (Gil y Chamorro 2009).

A continuación, se muestra una clasificación de los tipos de estudios de subsuelo que pueden ser llevados a cabo:

### **5.1. Análisis de potenciales con curvas de declinación**

El análisis de curvas de declinación de producción fue introducido por Arps en 1945, y es el método más utilizado para la estimación de reservas y elaboración de pronósticos de producción de petróleo; sobre todo debido a su fácil aplicación, y que además es una técnica reconocida por el Petroleum Resources Management System (SPEPRSM) para la auditoría de reservas. A través de este tipo de análisis se puede determinar si un pozo tiene potenciales remanentes de producción o si por el contrario debería ser abandonado.

Se trata de un método gráfico mediante el cual se intenta modelar la tendencia declinatoria real de producción de pozos y yacimientos petroleros (ver Anexo 12). Debido a la naturaleza finita de los recursos petroleros; la producción de pozos y de los yacimientos declina con el tiempo hasta llegar a su agotamiento. Los modelos matemáticos clásicos de declinación (generados por Arps) son tres (3): exponenciales, hiperbólicos y armónicos (Aragón-Aguilar et al. 2019).

Una limitante de esta metodología es la necesidad de disponer de una cantidad de datos históricos de producción suficiente para lograr capturar la tendencia declinatoria bajo estudio con un rango de nivel de confianza e incertidumbre aceptable. Se consideran aceptables períodos no menores a dos años de producción efectiva, dependiendo del tipo de reservorio (Gutierrez Schmidt, Alonso, y Giusiano 2013).

Este tipo de análisis también puede ayudar a determinar si existe oportunidades de realizar trabajos de reacondicionamiento para mejorar la productividad o inyectividad de la zona a ser completada del pozo y así incrementar las reservas y el factor de recobro del yacimiento de interés.

### **5.2. Simulación de yacimientos**

La simulación de yacimientos puede ser considerada una herramienta o técnica moderna de análisis de yacimientos petroleros que consiste en crear modelos de yacimientos computarizados que sirven como herramientas de trabajo para predecir el

comportamiento futuro de producción de pozos y de yacimientos bajo diferentes escenarios de explotación (ver Anexo 11).

### **5.3. Estudios de recuperación secundaria y terciaria**

Los estudios de recuperación secundaria son a aquellos que tienen como objetivo determinar estrategias para incrementar la producción de petróleo y el factor de recobro de un yacimiento mediante la inyección de fluidos inmiscibles (gas o agua).

Los estudios de recuperación terciaria son a aquellos que tienen como objetivo determinar estrategias para incrementar la producción de petróleo y el factor de recobro de un yacimiento mediante métodos que modifican las propiedades originales físico y/o químicas de la roca y/o del fluido del yacimiento.

Cabe mencionar que a los métodos de recuperación secundaria y terciaria se los suele llamar métodos de recuperación mejorada. La recuperación mejorada de petróleo se abrevia como EOR, por sus siglas en inglés de Enhanced Oil Recovery.

### **5.4. Toma y análisis de registros eléctricos de pozos**

Los registros eléctricos de pozos son herramientas que se profundizan en el pozo y que graban contra profundidad alguna de las características de las formaciones atravesadas (ver Anexo 10). Los datos registrados se utilizan para medir importantes propiedades estáticas o dinámicas del estado mecánico del pozo o de las propiedades físicas de la roca o fluidos de los yacimientos.

A través del análisis de registros eléctricos de pozos es posible determinar con mayor certeza potenciales remanentes de hidrocarburos tanto en los yacimientos estudiados, así como también en los pozos registrados o en sus pozos cercanos.

## **6. Tipos de trabajos en pozos**

Los tipos de trabajos de intervención de pozos son aquellos que habilitan mecánicamente a estos para poder producir potenciales de producción encontrados con estudios de subsuelo o también a distintos tipos de trabajos de abandono de pozos que pueden ser requeridos por diferentes motivos. A continuación, se detallan estos tipos de trabajos:

### **6.1. Perforación de pozos**

Se refieren a trabajos que consisten en perforar pozos nuevos o de reentrada. Los pozos pueden clasificarse por la forma geométrica de la trayectoria con la que fueron perforados en tres tipos: verticales, direccionales y horizontales (ver Anexo 2).

### **6.2. Reacondicionamiento de pozos**

Se refieren a trabajos en los que se intervienen pozos ya perforados con el fin de lograr alguno de los siguientes objetivos:

- Reactivar un pozo a producción: Mediante la instalación de un equipo de bombeo en fondo.
- Retiro de completación de fondo: Consiste en sacar los equipos de producción o de inyección instalados en el pozo para dejar el pozo inactivo temporalmente y con un tramo corto de tubería colgando del cabezal del pozo (a este tipo de completación se la suele llamar “en punta libre”, ver Anexo 5).
- Reparación de pozo: Para arreglo de fallas en el estado mecánico actual del pozo y asegurar su producción, control y seguridad operativa futura.
- Recompletación de pozo: Consiste en abrir nuevo/s intervalos para la producción y/o inyección de fluidos en el pozo.
- Trabajo de conversión de pozo productor a pozo inyector o viceversa: Conste en habilitar el pozo para cambiar su estado de productor a inyector de fluido a través del retiro e instalación de los elementos mecánicos necesarios para dicho objetivo.

### **6.3. Abandono de pozos**

Se refieren a trabajos de abandono de pozos que no son utilizados. Dentro de esta categoría existen dos tipos de trabajos de abandono de pozos:

- Abandono temporal: En el cual, al pozo se le colocan barreras de fondo (con tapones mecánicos) para aislar los yacimientos permeables subterráneos de la superficie del pozo (ver Anexo 6).
- Abandono definitivo: En el cual, al pozo se le colocan barreras aislantes (con tapones mecánicos) para aislar los yacimientos permeables subterráneos definitivamente de la superficie, retirando también el cabezal del pozo y dejando el área de la superficie del pozo cerrada (ver Anexo 7).

Nota: En la práctica, debido a la naturaleza cambiante de las estrategias de producción de las empresas petroleras causadas por factores exógenos como por ejemplo: el cambio de la rentabilidad y de los límites económicos de producción de petróleo de los pozos por los movimientos en los precios mundiales del petróleo; o también, por acontecimientos de problemas temporales con el aseguramiento de flujo de oleoductos dañados por desastres naturales, paros por protestas de la población, cambios legislativos; entre otros, se suele abandonar temporalmente los pozos como punta libre. El estado de punta libre consiste en dejar el pozo mecánicamente inactivo solamente con un tramo corto de tubería colgando del cabezal del pozo. Este tipo de completación es más simple que el típico abandono temporal con tapones mecánicos en fondo, y conlleva el beneficio de que a futuro las intervenciones para reactivar estos pozos son menos costosas, riesgosas y también más rápidas y fáciles de ejecutar, por lo que, al dueño del activo en ciertos casos le puede convenir que los pozos se los abandone temporalmente en punta libre, y así a futuro de requerirse, reactivarlos con mayor facilidad.

## **7. Evaluación financiera de proyectos**

### **7.1. Generalidades**

La evaluación de proyectos es una comparativa entre las ventajas y desventajas de realizar o no realizar el proyecto. En el enfoque financiero se evalúa la rentabilidad de la asignación de recursos para la ejecución del proyecto; esto consiste en comparar los beneficios y los costos de este. De esta manera se puede determinar si el proyecto es rentable o no, y si produce mayores ventajas, rentabilidad o beneficios que otros igualmente viables.

### **7.2. Indicadores para la evaluación financiera**

Para llevar a cabo la evaluación financiera se suelen utilizar uno de los siguientes cuatro métodos básicos de flujo de efectivo descontado, los cuales consideran el valor del dinero a través del tiempo y posteriormente se comparan sobre una misma base temporal. Estos valores al estar descontados al momento de la toma de una decisión (año 0) indican que opción es la más rentable seleccionar (Universidad Autónoma de México 2022). Las definiciones de cada método mostradas a continuación

fueron redactadas en base a referencias bibliográficas de Brealey, Myers, y Allen (2011):

### 7.2.1. Valor actual neto (VAN)

Se refiere al valor actual (VA) de los flujos de caja netos (ingresos-egresos) originados por una inversión y descontados a una tasa de rendimiento mínima aceptable. La fórmula para su cálculo es la siguiente:

$$VAN = VA \text{ de las inversiones} + VA \text{ de los flujos de caja netos}$$

Los criterios de decisión respecto a la VAN son los siguientes:

- Si el VAN es mayor que cero (0) se acepta el proyecto.
- Si es cero (0) es indiferente.
- Si es menor que cero (0) no se lo acepta.

Para traer al valor actual (VA) tanto los valores de las inversiones como de los flujos de caja se utiliza el siguiente factor de actualización (FA):

$$FA = \frac{1}{(1 + i)^n}$$

Donde:

i: Tasa de Rendimiento Mínima Aceptable (TREMA)

n: Número de años

### 7.2.2. Relación beneficio-costos (B/C)

Este indicador consiste en dividir los beneficios actuales entre el valor actualizado de la inversión (utilizando la correspondiente tasa de descuento).

$$B/C = \frac{VA \text{ de los flujos de caja netos}}{VA \text{ de las inversiones}}$$

Los criterios de decisión respecto al B/C son los siguientes:

- Si el B/C es mayor que uno (1) se acepta el proyecto.
- Si es uno (1) es indiferente
- Si es menor que uno (1) no se lo acepta.

### 7.2.3. Tasa interna de retorno o rendimiento (TIR)

Es la tasa de descuento para la cual el valor actual neto (VAN) se hace cero. Y puede ser expresado con la siguiente ecuación:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

Donde:

$F_t$ : Son los flujos de dinero en cada periodo  $t$

$I_0$ : Es la inversión realiza en el momento inicial ( $t = 0$ )

$n$ : Número de períodos de tiempo

Obtener el valor de la TIR mediante el despeje de la ecuación anterior puede ser complicado debido a que se trata de un polinomio de grado  $n$ ; por este motivo, su valor puede ser estimado mediante el método de aproximaciones sucesivas (método iterativo).

Los criterios de decisión respecto a la TIR son los siguientes:

- Si la TIR es mayor a la TREMA el proyecto se acepta.
- Si la TIR es igual a la TREMA el proyecto es indiferente.
- Si la TIR es menor que la TREMA el proyecto se rechaza.

### 7.2.4. Rendimiento esperado de los activos

Este es el rendimiento mínimo que espera una entidad ganar durante un período determinado, y se lo usa para evaluar inversiones de capital en proyectos. A este se lo conoce también como el costo de capital de la compañía o costo promedio ponderado de capital o WACC (del inglés weighted-average cost of capital) (Modigliani y Miller 1958). Su cálculo se realiza con la siguiente fórmula:

$$r_A = \left( \frac{E}{D + E} \times r_E \right) + \left( \left( \frac{D}{D + E} \times r_D \right) \times (1 - t) \right)$$

Donde:

D: Deuda (valor de mercado)

E: Patrimonio (equity) o aporte de capital del inversionista.

$r_D$ : Rendimiento esperado en la deuda

$r_E$ : Rendimiento esperado en el capital

$t$ : Impuesto

### 7.2.5. Modelo de valuación de activos de capital (CAPM)

Este modelo es utilizado para estimar el rendimiento requerido del capital. Según el CAPM el rendimiento esperado se puede calcular con la siguiente ecuación (Ross et al. 2012):

$$r_E = r_F + B \times (r_M - r_F)$$

Donde:

$r_F$ : Tasa libre de riesgo

$r_M$ : Rendimiento esperado sobre el portafolio del mercado

$r_D$ : Rendimiento esperado en la deuda

Beta: valor que mide la sensibilidad de los movimientos del portafolio del Mercado o la cantidad de riesgo con respecto al portafolio de mercado. Si una acción de la empresa es más riesgosa que el mercado, esta tendrá un valor de beta mayor a uno. Si una acción tiene una beta menor que uno la fórmula asume que se reducirá el riesgo del portafolio.

### 7.2.6. Período de recuperación de la inversión a valor presente (PRIV)

Este indicador permite determinar a través de los flujos netos actualizados de efectivo acumulados, el momento en el cual este acumulado cambia de signo negativo a positivo. Es entonces cuando el proyecto generará un flujo neto de efectivo actualizado equivalente al monto invertido inicialmente. Su fórmula es la siguiente:

$$PRIV = N - 1 + \frac{FAD_{n-1}}{FD_n}$$

Donde:

$N$ : Número de años en que el flujo neto de efectivo actualizado acumulado cambia de signo de negativo a positivo.

(FAD)  $n-1$ : Flujo de efectivo actualizado acumulado del período previo a  $N$ .

(FAD)  $n$ : Flujo neto de efectivo actualizado en el año  $N$ .



### **7.3. Punto de equilibrio**

El análisis del punto de equilibrio es una técnica de uso generalizado en todas las industrias, pues sirve para planificar la producción, las ventas y las utilidades (Ramírez Padilla 2008). Básicamente es la cantidad de volumen de producción y ventas con el cual los ingresos totales igualan a los costos totales (que son la suma de los costos fijos y los variables).

Analizar el punto de equilibrio es útil para:

- Determinar el nivel de operaciones necesario para cubrir todos los costos de producción (fijos y variables)
- Evaluar la rentabilidad de los distintos niveles de producción y ventas.
- Planificar la producción.
- Planificar las ventas.
- Planificar los resultados antes y después de cada período de evaluación.
- Controlar costos.
- Toma de decisiones

Para el análisis del punto de equilibrio también se debe analizar adecuadamente los costos involucrados en la producción, los cuales pueden ser:

#### **7.3.1. Costos variables**

Como su nombre lo indica, son aquellos costos proporcionales al volumen de producción y/o distribución del producto que se venderá. Un ejemplo de uno de estos tipos de costos puede ser el de la materia prima.

#### **7.3.2. Costos fijos**

Son aquellos que soportan la estructura de operaciones de la empresa. Estos permanecen constantes en magnitud independientemente del volumen de producción. Dichos costos también pueden presentarse en función del tiempo, pero no de la cantidad de producción o ventas (Blanco Ayala 2018). Ejemplos de este tipo de costos pueden ser los sueldos del personal administrativo y directivo, rentas, etc.

#### **7.3.3. Costos mixtos o semivARIABLES**

Son los costos que mantienen una relación que no es directamente proporcional al volumen de producción. Es decir que, para producir una determinada cantidad de

productos, es necesario pagar un costo; pero el cambio mayor o menor de dicho volumen no incrementaría o disminuiría ese pago de costo en la misma proporción (Blanco Ayala 2018). Supongamos que el sueldo de un supervisor de producción que supervisa 5000 unidades producidas; en caso de que la empresa decida duplicar la producción a 10 000 unidades, tendrá que contratar un segundo supervisor; pero si la producción disminuye a 3000 unidades el costo de supervisión no será afectado. De este ejemplo se puede entender porque este tipo de costos también se los conoce con el de costos semivariables, puesto que contienen una raíz fija y también un elemento variable.

#### **7.4. Depreciación, depletación y amortización (DD&A)**

Son gastos no monetarios utilizados en la contabilidad de la acumulación.

La mayoría de los expertos coinciden en que los significados de todos estos tres términos indican un patrón similar, es decir, la reducción de valor, sin embargo, estos términos se utilizan para diferentes propósitos.

Por definiciones regulares, la depreciación es un medio de asignar el costo de extraer recursos naturales de la Tierra, y es el agotamiento físico real del recurso natural por parte de la empresa.

La amortización es la deducción de los gastos de capital durante un período de tiempo determinado, típicamente vendría siendo el período de tiempo durante en el cual la empresa producirá el recurso natural (Inversiopedia 2018).

La amortización y depreciación son comunes en casi todas las industrias, pero, por otro lado, para las industrias de recursos naturales y energía, el término agotamiento llamado también depletación suele ser usado. Las empresas con un interés económico en los recursos hidrocarburiíferos, pueden reconocer los gastos de agotamiento contra esos activos a medida que son utilizados. La depletación se puede calcular sobre una base de costo o porcentaje, y las empresas generalmente usan cualquiera que provea la deducción más grande para propósitos de impuestos (Moix 2014).

La contabilidad de acumulación permite reconocer los gastos de capital en períodos que reflejan el uso del activo de capital relacionado; es así que, por ejemplo, si equipo o propiedad requiere de un desembolso considerable de dinero, dicho gasto puede ser considerado durante toda su vida útil, más que solamente durante el período inicial durante el cual ocurrió el desembolso de dinero para su compra. Esto proporciona una representación más exacta de la rentabilidad del negocio, y la discrepancia se concilia en el estado de flujo de efectivo.

Por lo tanto, DD&A es un rubro de gastos de operación que suelen utilizar las compañías energéticas, y combina todos los gastos de periodificación no denominados en efectivo como partidas individuales de una declaración de ingresos.

La DD&A de petróleo y gas se calcula multiplicando el porcentaje de volúmenes totales de reservas probadas producidos durante el año por la “base depletable (medida en unidades volumétricas y expresadas generalmente en barriles)”. La base depletable se encuentra representada por nuestra inversión capitalizada neta más los costos de desarrollo futuros (obtenidos de los estudios de factibilidad técnica de proyectos de desarrollo analizados) que están relacionados con las reservas de petróleo aún no desarrolladas (Moix 2014).

### **7.5. Análisis de sensibilidades**

El análisis de sensibilidades es una técnica utilizada para estudiar el impacto de las variables independientes sobre las variables dependientes. Este tipo de análisis sobre todo suele enfocarse en una variable dependiente principal objetivo.

El proceso de aplicación de este tipo de análisis es mediante la observación de la variación de los valores de la variable dependiente a causa de la realización de cambios en los valores de una o varias variables independientes.

Esta técnica ayuda a gestionar la incertidumbre asociada a las alternativas que se estudian con el fin de soportar y facilitar el proceso de toma de decisiones.

### **7.6. Optimización de resultados**

Desde el punto de vista de terminología, la optimización hace referencia a la capacidad de hacer algo utilizando la menor cantidad de recursos.

En matemáticas y otras ciencias, la optimización consiste en encontrar la mejor solución para un problema, de tal manera que se maximice o minimice la función objetivo dado un dominio definido por el problema analizado.

## **8. Precio del petróleo**

El precio del petróleo al ser una materia prima depende principalmente de la oferta y demanda global del bien. Su volatilidad está influenciada por la dificultad de ajustar la oferta a corto plazo a las variaciones presentadas en la demanda global. Además, debido a que existe un número significativo de países productores en todo el

mundo, es difícil llegar a consensos sobre ajustes en los niveles de producción para el control de precios.

Durante los últimos años, el precio del petróleo ha generado una alta incertidumbre a largo plazo, debido al cambio de matriz energética mundial hacia fuentes de energía renovables; a los eventos geopolíticos, económicos y de catástrofes naturales, que afectan el precio del petróleo directamente y que son muy difíciles de predecir.

Cuando el precio (y la demanda) del petróleo disminuye, la rentabilidad de la producción de petróleo baja; y las empresas petroleras suelen reducir su actividad extractiva y viceversa. Es por esto que los pronósticos del precio del petróleo ayudan a tomar decisiones de inversión en la industria petrolera. Los pronósticos de precios de petróleo más conocidos suelen ser generados por los bancos más grandes e importantes del mundo; como pueden ser el JP. Morgan, Goldman Sachs, Citybank, entre otros.

Los tipos de crudo (petróleo) más usados el mundo como marcadores por precio y calidad de esta materia prima son el West Texas Intermediate (WTI) y el Brent. Ambos son dos tipos de petróleos livianos; el Brent tiene una gravedad API de 38.06° y el WTI una de 39.6°. El crudo Brent cotiza en Londres en la bolsa Internacional Petroleum Exchange (IPE), y el crudo WTI, el cual es referencia en Estados Unidos, cotiza en dólares americanos en la bolsa New York Mercantile Exchange (Nymex). Sus cotizaciones son referenciales varios otros tipos de marcadores de precios del petróleo en el mundo.

## Capítulo segundo

### Marco empírico

#### 1. Las operaciones petroleras en el mundo

Las operaciones de la industria petrolera tienen como fin proveer de petróleo como materia prima y de sus productos derivados al mercado. Para esto se deben llevar a cabo macroprocesos como son los de exploración, perforación, extracción (o producción), refinamiento, transporte (realizado por lo general por medio de oleoductos y buques) y distribución del petróleo y sus derivados. Los productos que se producen y consumen en mayor volumen se encuentran dentro de la industria de los combustibles (o de la energía), como por ejemplo la gasolina. Otros productos petroquímicos de consumo derivados del petróleo son por ejemplo fertilizantes, fármacos, lubricantes, disolventes, polímeros, plásticos, pesticidas, resinas, etc.

La industria del petróleo consta de tres grandes segmentos:

1. Upstream: Exploración, extracción (perforación) y producción.
2. Midstream: Transporte, procesamiento y almacenamiento.
3. Downstream: Refinación, venta y distribución.

Las operaciones petroleras del mundo enfocadas en las fases del *Upstream* se llevan a cabo en los países exportadores, que tienen reservas de petróleo encontradas en yacimientos del subsuelo de donde el petróleo puede ser extraído. Estos volúmenes de hidrocarburos son explotados a través de empresas públicas o privadas especializadas en operaciones petroleras.

En la actualidad, el petróleo es una materia prima esencial para varios tipos de industrias, por lo cual es importante para mantener en sí la civilización industrial; es por esto que, para muchos países es considerada una industria crítica. En el año 2020 (en condiciones típicas antes de la pandemia de COVID-19) los combustibles fósiles representaron aproximadamente un 80 % del total del consumo energético mundial, siendo el petróleo y el gas los líderes responsables del 28 % y 22 % de su consumo respectivamente (Enerdata 2020).

La producción, distribución, refino y venta del petróleo en conjunto, representa la industria más grande en términos de valor monetario en dólares en el planeta. El mundo consume 35 000 millones de barriles (5,6 km<sup>3</sup>) de petróleo por año, y los

mayores consumidores son en su mayoría las naciones más desarrolladas. Es así que, aproximadamente el 20 % del petróleo consumido en el año 2019 se le atribuye a Estados Unidos (EIA 2020).

Cabe destacar también que actualmente cerca del 70 % de la producción mundial de crudo proviene de campos maduros, similares a los presentados en este estudio.

## **2. Descripción del tipo de operaciones del caso**

La operación petrolera del caso de estudio está enfocada en la fase del *Upstream* correspondiente a actividades de exploración y producción de hidrocarburos. Esta es llevada a cabo por una empresa privada (Contratista) a través de un contrato de prestación de servicios para realizar las gestiones de operación de explotación en el área en donde se encuentran los yacimientos petrolíferos subterráneos propiedad en este caso del Estado ecuatoriano.

Las instalaciones de producción y los yacimientos se encuentran sobre tierra (*onshore*), en una región selvática con un capital natural y alta biodiversidad y con asentamientos de comunidades ancestrales de la zona. La locación está aislada de la ciudad más cercana, y solo se tiene acceso a esta a través de transporte fluvial y de una carretera construida exclusivamente para el traslado de personal, equipo y materiales necesarios para la operación.

Los yacimientos no tienen la energía suficiente para producir por flujo natural a través de los pozos perforados; por lo cual, se utilizan sistemas de levantamiento artificial (bombas) para poder drenar los fluidos de los pozos hasta superficie.

Todos los pozos producen fluido compuesto por partes de agua y de petróleo. Esto ocurre debido al mecanismo natural de producción de los yacimientos que es a través de energía con empuje de acuíferos de fondo y laterales. Mientras se drena el petróleo el porcentaje de agua producida se incrementa paulatinamente, pues el agua de los acuíferos inunda el espacio donde se encontraba el petróleo. Se llega al agotamiento del drenado de reservas cuando el pozo ha alcanzado un porcentaje de producción de agua del 100 %. En la actualidad, debido a la larga historia de producción del campo, los yacimientos producen un porcentaje de agua promedio de 98 %, con tan solo un 2 % de petróleo.

El control de Aguas de Producción es un objetivo primordial desde los inicios de la industria petrolera. Producir un barril de agua requiere más energía que producir un barril de petróleo lo que puede generar un agotamiento prematuro de la energía del

yacimiento. También, la invasión de agua puede ocurrir en cualquier momento de la vida productiva del pozo y en ocasiones obliga a cerrarlo. Los costos asociados al manejo de agua son altos para la industria y normalmente ocasionan problemas secundarios: contaminación ambiental, corrosión de la tubería del pozo y de los equipos en superficie entre otros.

Los yacimientos de caso de estudio contienen crudo pesado (con densidades entre 12° a 22° con promedio de 15° API), altamente viscoso (con viscosidades entre 20 a 50 con promedio de 45 centipoises), con bajo contenido de gas disuelto (entre 50 a 80 pcs/bl) y bajo contenido de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y de sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S).

En locación, existen dos facilidades de producción, una ubicada al extremo norte y otra al extremo sur del área de concesión de operación. Estas facilidades tienen todas las disposiciones técnicas modernas requeridas para este tipo de infraestructura, en donde procesan el fluido (petróleo, agua y gas) producido por los pozos. La ubicación de estas facilidades fue seleccionada por su cercanía a los yacimientos petroleros del área norte y sur de la operación.

Las facilidades con que se cuenta en locación para operar son las siguientes: pozos, líneas de producción, bombas de presión en superficie, bombas y sistemas de levantamiento artificial de fluido de fondo, generadores de energía (a gas, petróleo, y diésel), separadores de producción, sistemas de distribución y transformación de energía eléctrica, instrumentos, tanques, obras civiles (campamentos, oficinas, carreteras, puentes, entre otros) y equipos de transporte terrestre.

La empresa contratista dispone de dos bloques (áreas de concesión de contratos), el Bloque 16 y el Bloque 67, los cuales manejan tarifas de prestación de servicios diferentes. Estos bloques disponen de 21 plataformas donde se encuentran ubicados los pozos petroleros.

Una vez se produce fluido por los pozos, este se lo procesa en las facilidades de superficie para separar el petróleo del agua. El agua producida, debido a que no tiene un valor comercial, se la desecha a través de su reinyección (con pozos reinyectores) a varios yacimientos incluidos aquellos de donde produjo esta inicialmente. Parte de petróleo y gas producido es usado como combustible de motores de generación eléctrica para autoabastecer de energía a las instalaciones de producción. Luego, el volumen de petróleo restante es transportado a través de un oleoducto subterráneo de 120 kilómetros de longitud hasta su punto de fiscalización y disposición final para ser contabilizado para su venta.

En cada bloque, para analizar el consumo de energía interno se utiliza un indicador que relaciona la cantidad de volumen de petróleo que se consume al generar la energía suficiente para lograr producir mil barriles de fluido por día de un pozo. Los valores actuales de estos indicadores se obtuvieron estadísticamente gracias a los datos históricos de las mediciones diarias de producción de fluido y del volumen de petróleo consumido en cada bloque. Los valores actuales de estos indicadores se muestran a continuación:

- Bloque 16: 3.4442 bpd de petróleo consumido / 1,000 bpd de fluido producido
- Bloque 67: 3.6274 bpd de petróleo consumido / 1,000 bpd de fluido producido

El nivel de producción actual del campo demanda una estrategia de optimización energética en la operación. Esta básicamente consiste en priorizar la producción de pozos con menores cortes de agua y cerrar los pozos con los cortes de agua más altos. En tal circunstancia, pozos apagados años atrás podrían reactivarse conforme pozos productores actuales vayan cerrándose debido a sus incrementos paulatinos de cortes de agua.

Existe una carretera que fue construida para trasladar equipo terrestre en todo el campo petrolero, la cual consta de 120 kilómetros de vía con ancho reducido de 12 a 6 metros, con el fin de disminuir la deforestación que demanda una construcción convencional.

Los temas técnicos, sociales y ambientales siempre han sido los principales retos de la empresa, por lo cual, se dispone de un modelo sistémico de componentes de medición y monitoreo de parámetros de producción, holísticamente interrelacionados para mantener altos estándares de seguridad.

Finalmente, cabe mencionar que este campo petrolero se lo considera maduro, ya que lleva operando más de 20 años y que muestra una declinación constante en su producción; además, el mayor porcentaje de sus reservas probadas recuperables de petróleo ya han sido extraídas a la fecha y le resta un porcentaje remanente menor aún por explotar. Actualmente su factor de recobro de reservas promedio de sus yacimientos es del 20 %.



### 3. Precio del petróleo

El pronóstico de precios de petróleo fue provisto por la empresa Operadora, la cual a su vez lo obtiene a través de estudios realizados por reconocidos bancos mundiales e instituciones dedicadas a este propósito. El pronóstico de precios se muestra a continuación (ver Tabla 1).

Tabla 1  
Pronóstico de precio de petróleo

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2035+
<b>Brent (\$/bbl)</b>	57.0	62.0	67.0	73.8	75.1	76.5	77.9	79.3	80.7	81.9	83.1	84.3	85.6	86.8	86.8
<b>WTI (\$/bbl)</b>	54.0	59.0	64.0	70.8	72.1	73.5	74.9	76.3	77.7	78.9	80.1	81.3	82.6	83.8	Brent -3 \$/bbl

Fuente: Empresa Operadora de los Bloques 16 y 67 de Ecuador  
Elaboración propia

### 4. Ingresos por producción de la empresa

La empresa contratista por contrato tiene derecho a que le sea pagada una tarifa determinada por cada barril de petróleo producido y entregado en el punto de disposición final acordado. Esa tarifa se fija teniendo en consideración: un estimado de la amortización de las inversiones, costos y gastos del proyecto, más una utilidad deseable; que sea razonable con el riesgo de la actividad exploratoria del proyecto. Los valores de tarifas de servicio para los bloques que opera la empresa se calculan respecto al precio de referencia del crudo tipo Brent y al índice de producción y consumo de petróleo de Estados Unidos, por lo que sus valores se actualizan anualmente. El pronóstico de las tarifas se muestra a continuación (Tabla 2):

Tabla 2  
Pronóstico de tarifas por producción

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2035+
<b>Tarifa B-16 (\$/bbl)</b>	32.7	35.6	38.6	42.6	43.3	44.2	45.0	45.8	46.6	47.3	48.1	48.8	49.5	50.2	50.24
<b>Tarifa B-67 (\$/bbl)</b>	35.3	38.5	41.7	46.0	46.8	47.7	48.6	49.5	50.4	51.1	51.9	52.7	53.5	54.3	54.26

Fuente: Empresa Operadora de los Bloques 16 y 67 de Ecuador  
Elaboración propia

### 5. Costos de producción de la empresa

Para analizar los costos de producción variable, metodológicamente la empresa Operadora usa un factor que relacionan el costo monetario necesario para producir un barril de fluido. El valor de este factor se obtiene estadísticamente con los datos históricos del dinero usado para mantener la producción del campo. El valor actual de este indicador se muestra a continuación:

- Costo de producción variable de fluido: 0.03665 \$/bl fluido.

## 6. Costos de estudios de subsuelo

Para estimar los costos promedio de los diferentes tipos de estudios de subsuelo se usaron los datos históricos de la empresa operadora (de los últimos 15 años, obteniéndose así muestras de datos representativos de la operación).

Estos costos pueden ser expresados respecto al objeto del estudio realizado; con lo cual, los costos pueden ser expresados con respecto a tres tipos de unidades comparativas:

- Por yacimientos analizado (dentro de los cuales pueden ubicarse varios pozos)
- Por pozos analizado
- Por cantidad de área espacial analizada

Los valores de los costos promedio se presentan a continuación expresados como índices en función de pozo analizado:

Tabla 3  
Costos de tipos de estudios de subsuelo por pozo

Tipo de estudio	Costo (kUSD)	Tiempo (días)
Análisis de potenciales con curvas de declinación (por potencial)	0.6	1.96
Simulación de yacimientos (por pozos perforados en yacimiento analizado)	3.2	2.83
Estudio de recuperación secundaria y terciaria (por pozo perforado en cada yacimiento analizado)	4.2	5.25
Tomar registros eléctricos en pozo con punta libre (por pozo)	34.3	1.57

Fuente: Empresa Operadora de los Bloques 16 y 67 de Ecuador  
Elaboración propia

## 7. Costos de trabajos de intervención en pozos

Los costos de intervención de pozos dependen del tipo de trabajo que se va a realizar.

Para estimar los costos promedio de los diferentes tipos de trabajos de intervención de pozos se usaron los datos históricos de la empresa operadora (de los últimos 15 años, obteniéndose así muestras de datos representativos de la operación). Los valores de los costos promedio se presentan a continuación:

Tabla 4  
**Costos promedio de tipos de trabajos de intervención en pozos**

Tipo de Intervención en pozos		Costo (kUSD / pozo)
Perforación	Perforación pozo nuevo direccional	4200
	Perforación pozo nuevo horizontal	5500
	Perforación pozo de reentrada	3500
Abandono	Abandono temporal	140
	Abandono definitivo	185
Reacondicionamiento	Reactivar a producción (instalar bomba)	70
	Retiro de completación de fondo (dejar en punta libre)	27
	Reparar pozo	250
	Recompletar pozo	300
	Convertir a inyector	750

Fuente: Empresa Operadora de los Bloques 16 y 67 de Ecuador  
 Elaboración propia

Nota: En campos maduros, como el del presente estudio, se suele disponer de infraestructuras de producción e inyección de superficie ya instaladas; por lo cual, no es necesario invertir sumas significativas adicionales en estos rubros.

## 8. Pozos inactivos analizados

El número total de pozos inactivos con potencial para ser reactivados mediante algún tipo de proyecto de intervención es de 109.

## 9. Rendimiento esperado de los activos

Dado que la empresa no cuenta con deuda financiera, la fórmula del rendimiento esperado o WACC mostrada en el numeral 7.2.4 del Capítulo 1 de marco teórico se simplifica a la siguiente:

$$r_A = \left( \frac{E}{D+E} \times r_E \right) + \left( \left( \frac{D}{D+E} \times r_D \right) \times (1-t) \right)$$

$$r_A = r_E$$

Donde:

D: Deuda (valor de mercado)

E: Patrimonio (equity) o aporte de capital del inversionista.

$r_D$ : Rendimiento esperado en la deuda

$r_E$ : Rendimiento esperado en el capital

t: Impuesto

Por lo cual, posteriormente para determinar el rendimiento esperado en el capital de la compañía ( $r_A = r_E$ ), se utilizó el modelo CAPM cuya ecuación se muestra en el numeral 7.2.5 del Capítulo 1 de marco teórico. Además, a esta ecuación se le añadió un ajuste por la tasa de “Riesgo País” ( $R_p$ ) como se muestra en los siguientes cálculos a continuación (con datos obtenidos a marzo de 2022):

$$r_E = r_F + B \times (r_M - r_F) + r_P$$

$$r_P = r_{Ecu} - r_F = 10.08\% - 3.07\% = 7.01\%$$

$$r_E = 3.07\% + 0.17 \times (4.73\% - 3.07\%) + (7.01\%) = \mathbf{10.36\%}$$

Donde:

$r_F$ : Tasa libre de riesgo, se asume la de los bonos del tesoro de Estados Unidos de Norte América para 10 años, considerando una posible extensión del contrato de operación de los Bloques 16 & 67 para este mismo período de tiempo.

- $r_F = 3.07\%$  (obtenido de <https://www.bloomberg.com/markets/rates-bonds>)

$r_M$ : Rendimiento esperado sobre el portafolio del mercado (cartera diversificada de acciones), se considera el uso referencial al del S&P 500

- $r_F = 4.73\%$  (obtenido de [https://ycharts.com/indicators/sp\\_500\\_earnings\\_yield](https://ycharts.com/indicators/sp_500_earnings_yield))

Beta: Valor que mide la sensibilidad de los movimientos del portafolio del Mercado o la cantidad de riesgo con respecto al portafolio de mercado. Si una acción de la empresa es más riesgosa que el mercado, esta tendrá un valor de beta mayor a uno. Si una acción tiene una beta menor que uno la fórmula asume que se reducirá el riesgo del portafolio. Valor tomado para las acciones de la empresa operadora de los Bloques 16&67.

- Beta = 0.17% (obtenido de <https://finance.yahoo.com>)

$r_{Ecu}$ : Se asume la de los bonos del tesoro de la República del Ecuador para 10 años, considerando una posible extensión del contrato de operación de los Bloques 16 & 67 para este mismo período de tiempo.

- $r_F = 10.08\%$  (obtenido de [https://ycharts.com/indicators/sp\\_500\\_earnings\\_yield](https://ycharts.com/indicators/sp_500_earnings_yield))

## **10. Tasa de descuento**

La tasa de descuento base utilizada para el ejercicio del presente estudio es de 10 % valor sugerido por la operadora de los Bloques 16&67 la cual prácticamente presenta poca diferencia con la calculada en el numeral anterior de 10,36 %. A través de esta se evaluará la rentabilidad de proyectos de inversión propuestos. Este valor se encuentra acorde a los utilizados por la Operadora de los Bloques 16 y 67.



## Capítulo tercero

### Resultados

#### 1. Punto de equilibrio de producción

El punto de equilibrio operacional de un pozo petrolero se encuentra cuando la producción de petróleo ha decaído al punto en que el ingreso marginal que este genera llega a ser igual a su costo marginal.

$$Img = Cmg \quad (1)$$

Donde:

Img: Ingreso marginal

Cmg: Costo marginal

Siendo que el ingreso marginal es el cambio en el ingreso total que se produce cuando la cantidad vendida se incrementa en una unidad, este se lo puede expresar de la siguiente manera (“Ingreso marginal” 2021):

$$Img = \left(1 - \frac{CI}{1-BSW}\right) \times T \quad (2)$$

Donde:

CI (bblo/1000bbbf): Consumo interno

T (\$/bbf): Tarifa de contratos de servicio

BSW (%): Corte de agua

Siendo que el costo marginal es el cambio en el costo total que se produce cuando se incrementa la producción en una unidad este se lo puede expresar de la siguiente manera:

$$Cmg = \left(\frac{kf}{1-BSW} - Kp + DD\&A\right) \quad (3)$$

Donde:

Kf (\$/bbbf): Constante de fluido (OPEX variable)

Kp (\$/bblo): Constante de petróleo (OPEX variable)

DD&A (\$/bbl): Radio de amortización unitario

BSW (%): Corte de agua

Un pozo de petróleo llega a su límite económico cuando la producción de petróleo ha decaído en un porcentaje tal alto para que el ingreso marginal sea igual al costo marginal. Este porcentaje puede ser representado por el valor del corte de agua de producción del pozo, el cual se lo puede obtener igualando las ecuaciones (2) y (3) y despejando el valor de BSW, lo cual da como resultado la siguiente expresión:

$$BSW = 1 - \frac{k_f + T * CI}{T - k_p - DD\&A} \quad (4)$$

Donde:

Kf (\$/bblf): Constante de fluido

Kp (\$/bblo): Constante de petróleo

DD&A (\$/bbl): Radio de amortización unitario

BSW (%): Corte de agua de límite económico

T (\$/bbl): Tarifa de contratos de servicio

CI (bblo/1000bblf): Consumo interno

A continuación, a partir de la ecuación (4) se muestran los valores calculados de cortes de agua en el punto de equilibrio tanto para el Bloque 16 como para el 67:

Tabla 5  
Pozos con potenciales encontrados por tipo de estudio de subsuelo

	Bloque 16	Bloque 67
<b>kf (\$/bblf)</b>	0.0981	0.0981
<b>T (\$/bbl)</b>	26.480	28.090
<b>CI (bbl/bblf)</b>	0.0034	0.0036
<b>Kp (\$/bblo)</b>	0.0	0.0
<b>DD&amp;A (\$/bbl)</b>	0.0	0.0
<b>BSW (%)</b>	<b>99.28%</b>	<b>99.29%</b>

Fuente: Empresa Operadora de los Bloques 16 y 67 de Ecuador

Elaboración propia

Cuando la producción de agua de los pozos supera los porcentajes mencionados en la Tabla 5, la producción de los pozos deja de ser económicamente atractiva debido a



que el pozo no alcanza a cubrir sus costos de producción. La siguiente figura representa un mapa de calor, el cual indica visualmente los valores de producción de fluido (eje X) y petróleo (eje Y). En color rojo se muestran los valores a los cuales se ha superado el límite económico de producción, y en color verde aquellos en que la producción del pozo sigue siendo rentable (por encima del punto de equilibrio). Consecuentemente, como indica el punto negro de ejemplo en la figura, en esa ubicación la producción del pozo se encuentra en la zona verde; por lo cual se deduce que su producción es rentable bajo las condiciones operativas actuales de la empresa.



Figura 1. Mapa de calor del punto de equilibrio operativo para pozos productores  
Fuente y elaboración propias

## 2. Potenciales de producción encontrados

Haciendo uso de todos los estudios histórico de subsuelo disponibles a la fecha, se identificaron 159 potenciales de producción para los pozos inactivos. Esto significa un promedio de 1.46 potenciales de producción por pozo. Cabe mencionar que potenciales se refieren oportunidades de proyectos de intervención de pozos que contribuirían a incrementar las reservas y producción de petróleo de estos.

Para estimar las reservas de los potenciales de producción se ha considerado para el ejercicio un período límite de contabilización de producción (reservas) y de evaluación de proyectos de 10 años. Este tiempo suele ser igualmente el que las empresas operadoras petroleras utilizan para evaluar y comparar diferentes proyectos de inversión y para negociar también posibles extensiones o asignaciones de nuevos contratos.

Los valores de límite económico de corte de agua usados fueron los obtenidos previamente del cálculo del punto de equilibrio (99.24 % para el B16 y 99.23 % para el B67).

No se considera el efecto de interferencia entre los potenciales contabilizados por la producción y drenado simultáneo de uno o varios de estos.

Los potenciales fueron generados a partir del análisis de todos los datos disponibles al momento, tanto de históricos de producción de pozos, registros, simulación, mapas, correlaciones, entre otros.

### **2.1. Número de potenciales en función del tipo de intervención propuesta**

A continuación, se muestran la cantidad de potenciales encontrados en función del tipo de trabajo de intervención propuestas para lograr habilitar la producción de estos potenciales.

Tabla 6  
**Número de potenciales en función del tipo de intervención propuesta**

<b>Tipo de intervención</b>	<b># de potenciales</b>
Reactivación (RIH)	70
Re-entries	23
Reparaciones	28
Recompletaciones	38
<b>Total</b>	<b>159</b>

Fuente: Empresa Operadora de los Bloques 16 y 67 de Ecuador  
Elaboración propia

### **2.2. Número de pozos con al menos un potencial de producción**

A continuación, a partir del análisis de potenciales se muestra la cantidad de pozos que al menos cuentan con un potencial de producción. Los resultados se muestran discretizados por el tipo de intervención propuesta para el mejor potencial (con las mayores reservas) del pozo.

Tabla 7  
**Número de pozos con potenciales de producción en función del tipo de intervención propuesta para su mejor potencial encontrado**

<b>Tipo de estudio</b>	<b># de pozos</b>
Reactivación (RIH)	43
Re-entries	20
Reparaciones	19
Recompletaciones	23
<b>Total</b>	<b>105</b>

Fuente: Empresa Operadora de los Bloques 16 y 67 de Ecuador  
 Elaboración propia

### 3. Potenciales de producción rentables

Se evaluó la factibilidad financiera de cada uno de los 159 potenciales de producción hallados aplicando los conceptos de rentabilidad de VAN positivo (o igual a cero) utilizando las siguientes consideraciones:

- Consumo interno: 3.44 barriles de crudo por cada 1000 barriles de fluido.
- Costo variable: 0.0552 \$ por cada barril de fluido.
- Tarifa de servicios acorde a senda de precios indicada en el Capítulo segundo Marco empírico literal 3.
- Período de duración de la evaluación del proyecto: 10 años
- Fecha inicial de producción del pozo: marzo de 2023.
- Fecha final de evaluación de la producción del pozo y del proyecto: diciembre de 2032.
- Resultados están expresados a: marzo de 2023.
- Tasa de descuento: 10 %.
- Determinación de rentabilidad: Cuando el VAN sea mayor o igual a 0.

Los resultados de la evaluación individual de cada uno de los potenciales indica que 136 de los 159 son rentables, es decir el 86 % del total. A modo de ejemplo, en el Anexo 1 se presentan los cálculos realizados para la determinación de la rentabilidad para uno de los 159 potenciales que fueron analizados de manera individual por separado para el presente estudio.

Los resultados de las evaluaciones financieras calculadas de manera individual para cada uno de los 159 potenciales permitieron la obtención de los resultados filtrados por tipo de intervención que se muestran en la siguiente tabla a continuación:

Tabla 8  
**Número de potenciales rentables en función de su tipo de intervención propuesta**

Tipo de intervención	# Potenciales rentables	# Potenciales no rentables	Total de potenciales	% de potenciales rentables
Reactivación (RIH)	55	15	70	78.57%
Re-entries	21	2	23	91.30%
Reparaciones	25	3	28	89.29%
Recompletaciones	35	3	38	92.11%
<b>Total</b>	<b>136</b>	<b>23</b>	<b>159</b>	<b>85.53%</b>

Fuente: Empresa Operadora de los Bloques 16 y 67 de Ecuador  
 Elaboración propia

### 3.1. Número de pozos con al menos un potencial rentable de producción

El análisis de rentabilidad de potenciales indica que 90 de los 105 pozos con al menos un potencial de producción son rentables, es decir 86 %.

A continuación, se muestran los resultados por tipo de intervención para todos los pozos evaluados:

Tabla 9  
**Número de pozos con al menos un potencial rentable de producción**

Tipo de intervención	# Pozos con al menos un potencial rentable	# Pozos sin ningún potencial rentable	Total de pozos con al menos un potencial	% de pozos con al menos un potencial rentable
Reactivación (RIH)	34	9	43	79.07%
Re-entries	18	2	20	90.00%
Reparaciones	18	1	19	94.74%
Recompletaciones	20	3	23	86.96%
<b>Total</b>	<b>90</b>	<b>15</b>	<b>105</b>	<b>85.71%</b>

Fuente: Empresa Operadora de los Bloques 16 y 67 de Ecuador  
 Elaboración propia

## 4. Costos de abandono de pozos

Los pozos en los cuales no se demuestra la existencia de algún potencial rentable de producción deben ser abandonados definitivamente, pero en los que existe por lo menos un potencial rentable puede justificarse se los puede abandonar solo temporalmente o dejarlos en punta libre (en su estado mecánico actual, sin taponés mecánicos en fondo). Debido a que los costos de los trabajos de abandonos temporales o de punta libre son menos costosos que a los de abandono definitivo, esto significa un ahorro.

A continuación, se muestra una comparación de los costos de abandono considerando el caso de no haber realizado inversiones en estudios de subsuelo (que todos los pozos sean abandonados definitivamente) versus el caso en el que se hayan

determinado los potenciales rentables con estudios de subsuelo (que puedan justificar el no abandono definitivo de estos).

Tabla 10  
Costos de abandono de pozos con y sin estudios de subsuelo

Tipo de intervención	Costo (kUSD)
Abandono definitivo	185
Abandono temporal con tapones	140
Abandono en punta libre (sin tapones)	0

Casos	Abandono definitivo		Abandono temporal con tapones		Abandono en punta libre (sin tapones)		Total		Diferencial respecto a Caso 1 (ahorro)	
	# de pozos	Costo (kUSD)	# de pozos	Costo (kUSD)	# de pozos	Costo (kUSD)	# de pozos	Costo (kUSD)	Costo (kUSD)	%
Caso 1: Sin estudios de subsuelo	105	19,425	0	-	0	-	105	19,425	-	-
Caso 2: Con estudios de subsuelo y abandonos temporales	15	2,775	90	12,600	0	-	105	15,375	4,050	21%
Caso 3: Con estudios de subsuelo y puntas libre	15	2,775	0	-	90	-	105	2,775	16,650	86%

Fuente: Empresa Operadora de los Bloques 16 y 67 de Ecuador  
Elaboración propia

## 5. Costos de estudios de subsuelo

A modo de problema inverso, se determinaron los costos de los estudios de subsuelo necesarios para identificar los potenciales de producción en los pozos inactivos de la empresa. La siguiente tabla muestra estos valores:

Tabla 11  
Costos de estudios de subsuelo necesarios para encontrar los potenciales de los pozos inactivos

Tipo de estudio	Costo kUSD / pozo	# de potenciales analizados	# de pozos	Costo total (kUSD)
Análisis de potenciales con curvas de declinación (por potencial)	0.6	159		99
Simulación de yacimientos (por pozos perforados en yacimiento analizado)	3.2	615		1,952
Estudio de recuperación secundaria y terciaria (por pozo perforado en cada yacimiento analizado)	4.2	615		2,578
Tomar registros eléctricos en pozo con punta libre (por pozo)	34.3		105	3,600
<b>TOTAL</b>				<b>8,230</b>

Fuente: Empresa Operadora de los Bloques 16 y 67 de Ecuador  
Elaboración propia

## **6. Costos totales de abandono por caso**

Con el fin de evaluar que alternativa de estudio de subsuelo genera el menor costo para el proceso de reversión de operaciones de la empresa, respecto al abandono de pozos; a continuación, en la Tabla 12 se muestran los valores totales estimados para cada alternativa de estudio de subsuelo seleccionada.

Este análisis considera que existen dos tipos alternativas de trabajos de abandono:

- El abandono definitivo (para los pozos sin potenciales de producción)
- El abandono temporal (para pozos con al menos un potencial de producción)

Adicionalmente, en los abandonos temporales pueden existir dos sub alternativas de tipos de trabajo que pueden ser realizados. Las dos sub alternativas de abandonos temporales en mención son: la de realizar abandonos temporales con tapones de cemento (Anexo 6) o la de dejar el pozo solamente en punta libre (Anexo 5). La realización de una u otra de estas sub alternativas dependen de cómo se gestione el proceso de reversión con el dueño del activo petrolero, y de las preferencias y las expectativas que tenga este sobre el futuro desarrollo y trabajos de intervención que se planeen ejecutar en los pozos que tienen estos potenciales de producción hallados.

Con el fin de facilitar la presentación de resultados y la explicación del presente estudio, en adelante se mostrarán los resultados nombrando los siguientes tres (3) tipos de casos:

- Caso 1 (o Caso base): Sin estudios de subsuelo.
- Caso 2: Con estudio de subsuelo y realizando abandono temporal a los pozos con potencial.
- Caso 3: Con estudio de subsuelo y realizando abandono en punta libre a los pozos con potencial.

Tabla 12  
**Costos de estudios de subsuelo y de abandono para pozos sin potenciales rentables**

Tipo de estudio	Costo de estudios de subsuelo (kUSD)	Costos de estudios de subsuelo sumado a los costos de abandono de pozos por caso (kUSD)		
		Caso 1: Sin estudios de subsuelo	Caso 2: Con estudios de subsuelo y abandonos temporales	Caso 3: Con estudios de subsuelo y puntas libre
Análisis de potenciales con curvas de declinación	99	19,425	15,474	2,874
Simulación de yacimientos	1,952		17,327	4,727
Estudio de recuperación secundaria y terciaria	2,578		17,953	5,353
Tomar registros eléctricos en pozo con punta libre	3,600		18,975	6,375

Fuente: Empresa Operadora de los Bloques 16 y 67 de Ecuador  
 Elaboración propia

## 7. Optimización de la estrategia de inversión

Para determinar que estrategia o alternativa de inversión conlleva el mejor costo de oportunidad respecto a la optimización de los gastos en el proceso de reversión de operaciones de la empresa, se debe analizar las diferentes opciones entre invertir o no en estudios de subsuelos, y también sobre en qué tipos de estudios de subsuelo invertir.

Como se pudo apreciar en el Caso 1 de la Tabla 12 que plantea no realizar estudios de subsuelo, esto conlleva el mayor costo para la empresa. Asumiendo el Caso 1 como caso base para comparar los costos con el resto de las opciones que involucran realizar algún tipo de estudio de subsuelo; en la Tabla 13, se muestra el diferencial de valores de cada una de las demás opciones (Caso 2 y 3) respecto al caso base (Caso 1).

Se observa que las opciones de realizar estudios de subsuelo, de cualquier tipo, representa un menor costo para la empresa. El mayor ahorro se obtiene escogiendo la opción de realizar el estudio de subsuelo de análisis de potenciales con curvas de declinación, que como muestra la última columna de la Tabla 13, generaría el 20 % (o 3,951 kUSD) de reducción de costos si a los pozos con potencial encontrado se realizasen trabajos de abandonos temporales (Caso 2), y del 85 % (o 16,551 kUSD) si se realizasen trabajos de abandonos en punta libre (Caso 3).

Tabla 13  
**Costos de oportunidad (ahorro) por la realización de estudios de subsuelo**

Tipo de estudio	Costos de oportunidad (ahorro en kUSD y expresado en manera porcentual %) respecto al Caso 1: Sin estudio de subsuelo			
	Caso 2: Con estudios de subsuelo y trabajos de abandonos temporales para pozos con potenciales rentables		Caso 3: Con estudios de subsuelo y trabajos de puntas libre para pozos con potenciales rentables	
Análisis de potenciales con curvas de declinación	3,951	-20%	16,551	-85%
Simulación de yacimientos	2,098	-11%	14,698	-76%
Estudio de recuperación secundaria y terciaria	1,472	-8%	14,072	-72%
Tomar registros eléctricos en pozo con punta libre	450	-2%	13,050	-67%

Fuente: Empresa Operadora de los Bloques 16 y 67 de Ecuador  
 Elaboración propia

Consecuentemente, para optimizar los gastos del proceso de reversión de operaciones se debe invertir en estudios de subsuelo; y sobre estos, seleccionar una de las siguientes opciones mostradas a continuación en orden descendente de priorización:

1. Análisis de potenciales con curvas de declinación
2. Simulación de yacimientos
3. Estudio de recuperación secundaria y terciaria
4. Tomar registros eléctricos en pozo con punta libre

## 8. Análisis de sensibilidades

Se realizó un análisis de sensibilidades para entender en que grado afecta cada parámetro involucrado en el cálculo de la rentabilidad de proyectos de explotación de potenciales encontrados en pozos. La Tabla 14 muestra los valores promedio referenciales de las variables involucradas en el cálculo de rentabilidad (para un proyecto de explotación de un potencial de un pozo tipo):



Tabla 14  
**Valores referenciales de variables usadas en el cálculo de rentabilidad de proyectos de explotación de potenciales de pozos**

Parámetro	Unidad	Valor promedio o referencial
Caudal inicial de petróleo	bpd	100
Caudal de producción de fluido	bpd	7000
Precio de petróleo WTI	usd	80
Tiempo de contrato de operación	años	10
Tasa de descuento	%	10%
Inversión para intervención del pozo	kusd	500

Fuente: Empresa Operadora de los Bloques 16 y 67 de Ecuador  
 Elaboración propia

En la Figura 2, a través de un gráfico de tornado se muestra la sensibilidad al VAN de diferentes variables independientes que afectan su cálculo, cuando a estas se les modifica su magnitud en un orden del +-80 %. De igual manera en la Figura 3, se muestra un gráfico de araña que facilita entender y apreciar a diferentes ordenes porcentuales de variación el grado de influencia y relación lineal que tienen las diferentes variables independientes que afectan el cálculo del VAN. Estas figuras ayudan a determinar que las variables más sensibles al cálculo de la rentabilidad (VAN) en orden descendente son las siguientes:

1. Caudal inicial de petróleo
2. Caudal de producción de fluido
3. Precio de petróleo
4. Tiempo de contrato de operación
5. Tasa de descuento
6. Inversión para intervención del pozo

Por lo indicado anteriormente, se puede apreciar que las variables de producción del pozo en comparación con las financieras (como la tasa de descuento o el monto de inversión) son las que más afectan la rentabilidad de los proyectos.

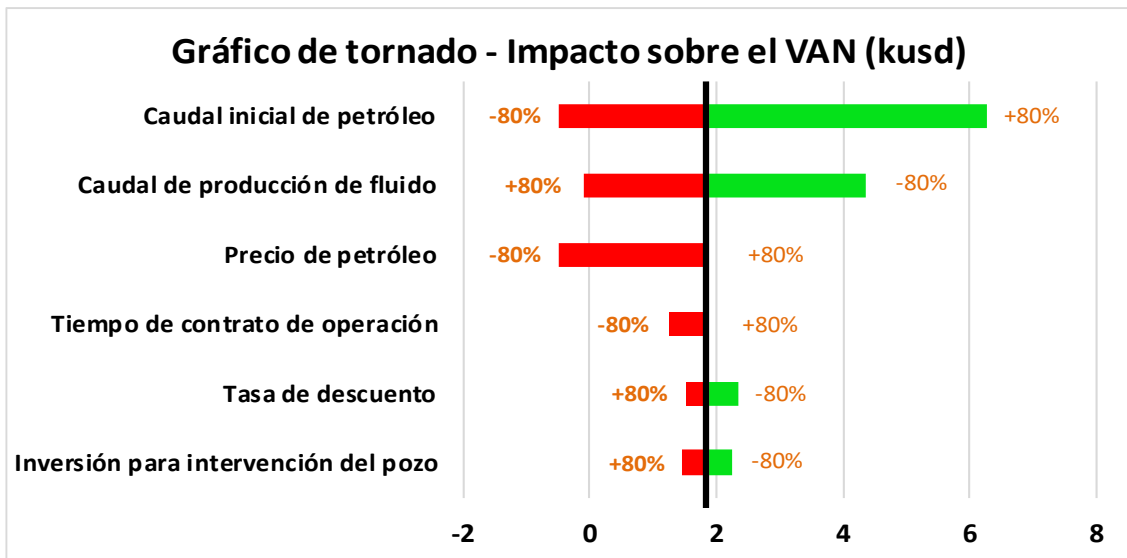


Figura 2. Gráfico de tornado de las variables involucradas en el cálculo de la rentabilidad de un proyecto de explotación de un potencial de pozo  
Fuente y elaboración propias

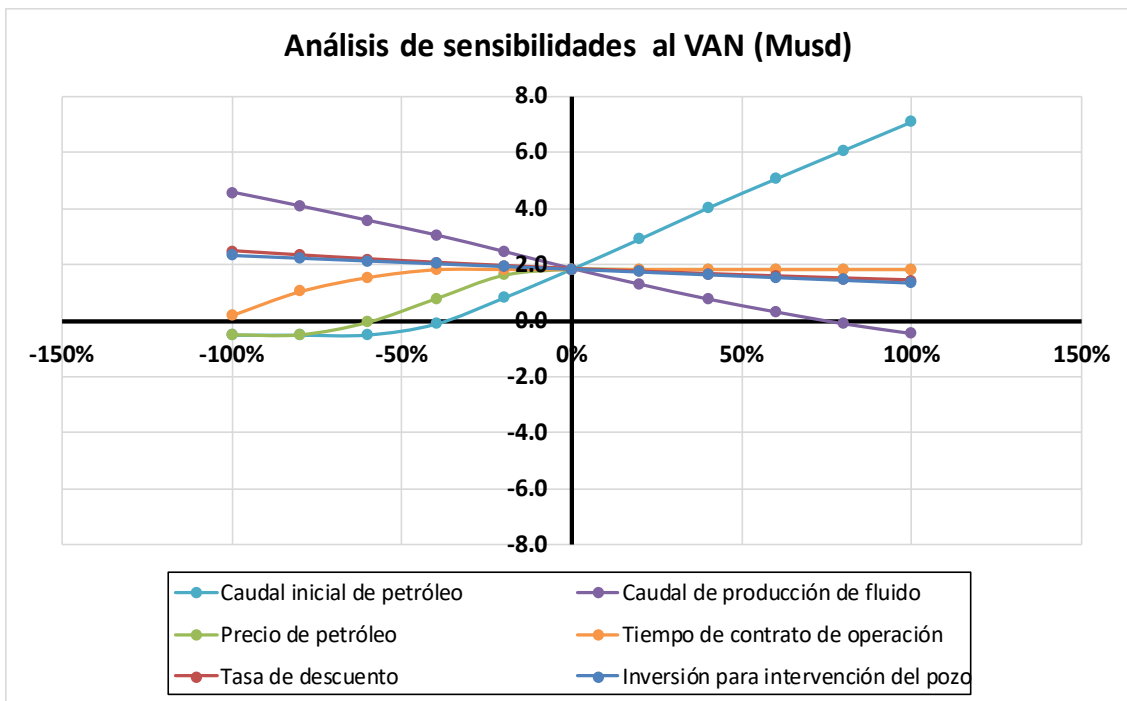


Figura 3. Gráfico de araña de las variables involucradas en el cálculo de la rentabilidad de un proyecto de explotación de un potencial de pozo  
Fuente y elaboración propias

## Conclusiones y recomendaciones

### Conclusiones

Uno de los costos más significativos del proceso de abandono corresponde al de la actividad de abandono de pozos perforados. Una manera en que la empresa podría ahorrar dinero es si no abandonase definitivamente pozos; pero para esto debe demostrar técnicamente, con estudios de subsuelo, que los pozos tienen cantidades de reservas (petróleo remanente) para ser explotadas en un futuro.

El abandono de pozos son trabajos que impactan a los costos del proceso de reversión de las operaciones de una petrolera. Gracias a los estudios de subsuelo se puede disponer de un sustento técnico que permita justificar que los pozos que tienen por lo menos un potencial de producción y no sean abandonados definitivamente; lo cual, en comparación a otros tipos de trabajos de abandonos temporales significa ahorros de costos en trabajos de intervención de pozos. Esto cobra más importancia cuando la cantidad de pozos bajo análisis es más grande.

El estudio determinó que es factible invertir en estudios de subsuelo para optimizar costos de abandono de pozos petroleros de cara a una inminente finalización del contrato de operación del campo petrolero *onshore* maduro de crudo pesado.

En orden descendente las alternativas de inversión en estudios de subsuelo con el costo más bajo son (para mayor detalle referirse a la Tabla 11):

1. Análisis de potenciales con curvas de declinación.
2. Simulación de yacimientos.
3. Estudios de recuperación secundaria y terciaria.
4. Toma y análisis de registros eléctricos de pozo.

Los trabajos de abandonos definitivo de pozos en promedio cuestan 185 kUSD contra los 140 kUSD de los abandonos temporales; por lo cual, si se realizan abandonos temporales significaría un ahorro del 24,3 % comparado con realizar abandonos definitivos y del 100 % si se dejaran los pozos en su estado actual, abandonados temporalmente como punta libre.

En el análisis técnico de potenciales con estudios de subsuelo se hallaron 159 en total. Los resultados de la evaluación financiera individual de cada uno de estos potenciales indica que 136 de los 159 son rentables, es decir el 86 % del total.

Al analizar la rentabilidad de todos proyectos de producción de los potenciales encontrados en pozos con estudios de subsuelo, se determinó que: 90 de los 105 pozos analizados tienen al menos un potencial de producción rentable, es decir 86 % de los pozos.

Se observa que las opciones de realizar estudios de subsuelo, de cualquier tipo, representa un menor costo para la empresa. El mayor ahorro se obtiene escogiendo la opción de realizar el estudio de subsuelo de análisis de potenciales con curvas de declinación, que como se puede observar en la última columna de la Tabla 13, generaría el 20 % (o 3,951 kUSD) de reducción de costos si a los pozos con potencial encontrado se realizasen trabajos de abandonos temporales, y del 85 % (o 16,551 kUSD) si se realizasen trabajos de abandonos en punta libre.

Acorde a lo mencionado en la conclusión (párrafo) anterior, gracias a la realización de estudios de subsuelo el ahorro mínimo que se podría obtener en el proceso de reversión de operaciones comparado con la opción de que no se hubiese invertido en realizar ningún tipo de estudio sería de un mínimo del 20 % (o de 3,951 kUSD) y de un máximo del 85 % (o de 16,551 kUSD). Esto significa que la diferencia entre estos rangos (mínimo y máximo) que representa un monto de 12,600 kUSD podría ser considerado el valor objetivo de ahorro alcanzable por la gestión que la empresa pueda realizar.

Para alcanzar el objetivo de máximo ahorro mencionado en la conclusión (párrafo) anterior, se deberá realizar un adecuado proceso de negociación con sustentos técnicos y legales con el dueño del activo, llegando a acuerdos sobre los tipos de abandonos temporales a ser ejecutados en cada uno de los pozos inactivos propuestos a ser decomisionados. Es así que, si se aprobasen que todos los pozos sean abandonados temporalmente en estado mecánico de punta libre; se lograría el máximo ahorro, puesto que los pozos ya se encuentran en este estado mecánico y no requieren ser intervenidos adicionalmente. Por el contrario, si se requiriese que todos sean abandonados temporalmente con tapones de cemento; solamente se lograría el monto de ahorro del rango mínimo, puesto que los costos de este tipo de intervenciones son mayores que el de dejar el pozo solo en punta libre (ver Tabla 4). Es por este motivo que este estudio sirve como una herramienta de negociación a la empresa para mejorar su capacidad de ahorro dentro del proceso de reversión de sus operaciones.

El análisis de sensibilidades realizado a la rentabilidad (VAN) de los proyectos de inversión para la producción de los potenciales encontrados con estudios de subsuelo

mostró que, en orden descendente las siguientes variables son las que generaron mayor impacto:

1. Caudal inicial de petróleo
2. Caudal de producción de fluido
3. Precio de petróleo
4. Tiempo de contrato de operación
5. Tasa de descuento
6. Inversión para intervención del pozo

Como se puede apreciar arriba, las variables 1, 2 y 3 que corresponden a parámetros de producción del pozo son las que más afectan al VAN; en comparación con las variables 5 y 6 que son variables de tipo financieras (ver Figura 2 y Figura 3).

### **Recomendaciones**

Se recomienda mantener una actualización constante de este tipo de estudio con el fin de determinar los montos necesarios de presupuesto se necesitarán para ejecutar las actividades de decomisionado de pozos durante procesos de reversión de operaciones de la empresa y así poder prever cualquier tipo de contingencia.

Debido a los cambios en las condiciones comerciales del precio de hidrocarburos consecuencia de eventos globales que impredecibles, se recomienda analizar diferentes escenarios de sensibilidad a parámetros que afectan la rentabilidad de proyectos de desarrollo de potenciales de producción. Los resultados de los cálculos de factibilidad podrían variar considerablemente bajo diferentes cambios en las condiciones contemporáneas tanto a corto, mediano o largo plazo. Por este motivo, un análisis crítico de la situación económica de mercado junto con la revisión de los análisis de sensibilidades repercutiría en que se adopten las mejores estrategias y decisiones para alcanzar el mayor valor futuro y explotación de reservas del activo.

Recopilar información sobre procesos de reversión de otras operaciones similares dentro del país puede ayudar a obtener hallazgos importantes y estadísticos para añadir sustentos a las propuestas de negociación en los procesos de decomisionado y de reversión de los pozos inactivos de la empresa.

Considerar en todo momento el cumplimiento de los términos contractuales firmadas con el dueño del activo y de las mejores prácticas de la industria con respecto a la ejecución de actividades de abandono de pozos con el fin de precautelar incidentes y posibles perjuicios legales futuros para la entidad.



## Obras citadas

- Alexander, Gordon J. citado en, William F. Sharpe, y Jeffery V. Bailey. 2001. *Fundamentals of investments*. 3.a ed. New Jersey: Prentice Hall.
- Al-Ghuribi. 2016. *Decommissioning Decision Criteria for Offshore Installations and Well Abandonment*. Kuala Lumpur: CRC Press.
- Ali Perdomo, Lenin Jesús. 2015. “Reacondicionamiento de pozos”. *Slideshare*. 9 de mayo. <https://es.slideshare.net/LeninJessAliPerdomo/reacondicionamiento-de-pozos-47943267>.
- Aragón-Aguilar, Alfonso, Víctor Arellano-Gómez, Rosa María Barragán-Reyes, Pedro Guido-Aldana, Alfonso Aragón-Aguilar, Víctor Arellano-Gómez, Rosa María Barragán-Reyes, y Pedro Guido-Aldana. 2019. “Análisis de declinación de la producción para la caracterización de yacimientos”. *Tecnología y ciencias del agua* 10 (2): 171–224. doi:10.24850/j-tyca-2019-02-07.
- Arps, J.J. 1956. “Estimation of Primary Oil Reserves”. *Transactions of the AIME* 207 (01): 182–91. doi:10.2118/627-G.
- Blanco Ayala, Luis Alfredo. 2018. “Punto de equilibrio de la empresa de calzados”. *Slideshare*. <https://www.slideshare.net/LuisBlancoAyala1/punto-de-equilibrio-de-la-empresa-de-una-calzados>.
- Brealey, Richard A, Stewart C Myers, y Franklin Allen. 2011. *Principios de finanzas corporativas*. México D.F.: McGraw-Hill.
- Cevallos Aguilar, Andrés Iván. 2013. “Análisis del impacto financiero y económico en la industria petrolera de campos marginales en el Ecuador por efectos de las renegociaciones de los contratos con el estado ecuatoriano en el año 2011”. Quito: Pontificia Universidad Católica del Ecuador. <http://repositorio.puce.edu.ec/handle/22000/11669>.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. 2021. “Abandono”. Accedido 3 de abril. <https://cnh.gob.mx/media/14189/2-abandono-analisis-internacional.pdf>.
- EIA. 2020. “U.S. Product Supplied of Crude Oil and Petroleum Products (Thousand Barrels)”. <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=MTTUPUS1&f=A>.

- Enerdata. 2020. “Consumo de petróleo por región | Estadísticas de consumo energético de petróleo | Enerdata”. <https://datos.enerdata.net/productos-petroliferos/estadisticas-consumo-mundial-petroleo-consumo-domestico.html>.
- Feygin, M., y R. Satkin. 2004. “The Oil Reserves-to-Production Ratio and Its Proper Interpretation”. *Natural Resources Research* 13 (1): 57–60. doi:10.1023/B:NARR.0000023308.84994.7f.
- Fundación Carlos Slim. 2020. “Académica imparte el curso Evaluación financiera de un proyecto de inversión”. *Fundación Carlos Slim*. noviembre 11. <https://fundacioncarlosslim.org/evaluacion-financiera-de-un-proyecto-de-inversion-2020-11/>.
- Gil, Edison, y Alexander Chamorro. 2009. “Aumento de producción en campos maduros”. *Oilproduction*. <http://oilproduction.net/files/Aumento%20de%20produccion%20en%20campos%20maduros.pdf>.
- Godfrid Anchordoqui, Andrea. 2018. “La reversión de áreas hidrocarburíferas”. Buenos Aires: Universidad Austral.
- Gutierrez Schmidt, Nicolás, Julio Alonso, y Adolfo Giusiano. 2013. “Evaluación del ‘Shale Oil’ de la Formación Vaca Muerta Análisis de la declinación de la producción”. *Researchgate*. [https://www.researchgate.net/publication/263236061\\_Evaluacion\\_del\\_Shale\\_Oil\\_de\\_la\\_Formacion\\_Vaca\\_Muerta\\_Analisis\\_de\\_la\\_declinacion\\_de\\_la\\_produccion](https://www.researchgate.net/publication/263236061_Evaluacion_del_Shale_Oil_de_la_Formacion_Vaca_Muerta_Analisis_de_la_declinacion_de_la_produccion).
- “Ingreso marginal”. 2021. En *Wikipedia, la enciclopedia libre*. [https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Ingreso\\_marginal&oldid=133929470](https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Ingreso_marginal&oldid=133929470).
- Inversiopedia. 2018. “Depreciación, Agotamiento y Amortización - DD&A - Definición Financiera”. *Inversiopedia*. junio 12. <https://inversiopedia.com/depreciacion-agotamiento-y-amortizacion-dda/>.
- Mao, Yiping. 2020. “Study on Determination Method of Economic Limit Water Cut of Water Drive Oilfield in Ultra-High Water Cut Stage”. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* 558 (septiembre): 022059. doi:10.1088/1755-1315/558/2/022059.
- Martínez, Aurora. 2022. “¿Qué es un Riesgo? Su Definición y Significado”. <https://conceptodefinicion.de/riesgo/>.



- McGlade, C.E. 2012. "A Review of the Uncertainties in Estimates of Global Oil Resources". *Energy* 47 (1): 262–70. doi:10.1016/j.energy.2012.07.048.
- Modigliani, Franco, y Merton H. Miller. 1958. "The Cost of Capital, Corporation Finance and the Theory of Investment". *The American Economic Review* 48 (3). American Economic Association: 261–97.
- Moix, Rigoberto. 2014. *Evaluación económica de proyectos petroleros*. Bogotá: Hipergraph.
- Ortega, Jorge. 2020. "Finanzas Aplicadas - Evaluación Financiera". <https://sites.google.com/site/jorgeortega618/evaluacion-de-proyectos>.
- PRMS. 2018. *Petroleum-Resources-Management-System-2007*. 2018a ed. <https://www.spe.org/industry/docs/Petroleum-Resources-Management-System-2007.pdf>.
- Ramírez Padilla, David. 2008. "Contabilidad administrativa". <https://www.fcca.umich.mx/descargas/apuntes/Academia%20de%20Finanzas/Finanzas%20I%20Mauricio%20A.%20Chagolla%20Farias/9%20 analisis%20de%20equilibrio.pdf>.
- Ross, Stephen A, Randolph W Westerfield, Jeffrey Jaffe, y Mario González Valdés. 2012. *Finanzas corporativas*. México [etc.: McGraw-Hill.
- Rus, Enrique. 2022. "Análisis de sensibilidad - Qué es, definición y concepto | 2022 | Economipedia". <https://economipedia.com/definiciones/analisis-de-sensibilidad.html>.
- Saavedra Melendrez, Rocio Elizabeth. 2013. "Plan de relaciones públicas comunitarias que permita fortalecer la vinculación de Andes Petroleum Ecuador Ltda., y la Comunidad de Tarapoa, provincia de Sucumbíos". BachelorThesis, Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial. <http://repositorio.ute.edu.ec/handle/123456789/10684>.
- Sanchez, Sandra. 2017. "Contratos de operación y contratos de servicios de exploración y explotación de hidrocarburos".
- Schlumberger. 2022. "wellhead". <https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/w/wellhead>.
- Universidad Autónoma de México. 2022. "Evaluación Económica Financiera". Consultado junio 8. [http://www.economia.unam.mx/secss/docs/tesisfe/GuerreroMF/cap5\\_125.pdf](http://www.economia.unam.mx/secss/docs/tesisfe/GuerreroMF/cap5_125.pdf).
- Westreicher, Guillermo. 2020. "Yacimiento - Qué es, definición y concepto". <https://economipedia.com/definiciones/yacimiento.html>.

Wikipedia. 2021. “Campo petrolífero”. *Wikipedia*.  
[https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Campo\\_petrol%C3%ADfero&oldid=138036398](https://es.wikipedia.org/w/index.php?title=Campo_petrol%C3%ADfero&oldid=138036398).

## Anexos

### Anexo 1: Determinación de la rentabilidad financiera para un potencial de producción identificado

A continuación, se muestra la hoja de cálculos creada para determinar la rentabilidad del potencial de producción identificado en el pozo “Número 100”, el cual consiste en realizar la inversión para ejecutar un trabajo de intervención en el pozo de tipo “Recompletación”.

- Determinación de la tarifa de pago para la producción de los pozos productores tanto para el Bloque 16 como 67:

Correlación precio crudo	0.833	1.776
B16 API delivery	13.7	
B67 API delivery	17.9	
Napo API	17	
State magnin	25%	
Transportation cost (OCP)	2.146	
Marketing fee	0.1500	
Law 20	0	
OCPs B16	0.00890	-0.04750
OCPs B67	0.00990	-0.09890
Tarifa Bloque 16 (\$/bbl)	39.100000	
Tarifa Tivacuno (\$/bbl)	29.610000	

Fecha	# año	Precio Brent	Precio Nap	B67 oil prid	B16 oil prid	State marg	Transporta	Marketing	OCPs B16	OCPs B67	SUMA B 67	SUMA B16	B16+BC Av	B67 Availa	Cobro/pago	Cobro/pago	T Pago B16	T Pago B67
31/1/2022	1	57	49.23	49.80	47.12	11.78	2.146	0.150	0.391	0.388	14.46	14.47	32.65	35.34	-6.45	-3.76	32.65	29.61
31/1/2023	2	62	53.39	54.02	51.10	12.78	2.146	0.150	0.428	0.430	15.50	15.50	35.60	38.51	-3.50	-0.59	35.60	29.61
31/1/2024	3	67	57.55	58.23	55.08	13.77	2.146	0.150	0.465	0.471	16.54	16.53	38.55	41.69	-0.55	2.59	38.55	29.61
31/1/2025	4	73.8	63.21	63.95	60.50	15.13	2.146	0.150	0.515	0.527	17.95	17.94	42.57	46.01	3.47	6.91	39.10	29.61
31/1/2026	5	75.1	64.30	65.05	61.54	15.38	2.146	0.150	0.525	0.538	18.22	18.21	43.33	46.83	4.23	7.73	39.10	29.61
31/1/2027	6	76.5	65.46	66.23	62.65	15.66	2.146	0.150	0.535	0.549	18.51	18.49	44.16	47.72	5.06	8.62	39.10	29.61
31/1/2028	7	77.9	66.63	67.41	63.77	15.94	2.146	0.150	0.545	0.561	18.80	18.78	44.99	48.61	5.89	9.51	39.10	29.61
31/1/2029	8	79.3	67.79	68.59	64.88	16.22	2.146	0.150	0.556	0.572	19.09	19.07	45.81	49.50	6.71	10.40	39.10	29.61
31/1/2030	9	80.7	68.96	69.77	66.00	16.50	2.146	0.150	0.566	0.584	19.38	19.36	46.64	50.39	7.54	11.29	39.10	29.61
31/1/2031	10	81.9	69.96	70.78	66.96	16.74	2.146	0.150	0.575	0.594	19.63	19.61	47.35	51.15	8.25	12.05	39.10	29.61
31/1/2032	11	83.1	70.96	71.79	67.91	16.98	2.146	0.150	0.584	0.604	19.88	19.86	48.05	51.91	8.95	12.81	39.10	29.61
31/1/2033	12	84.3	71.96	72.80	68.87	17.22	2.146	0.150	0.593	0.613	20.13	20.11	48.76	52.67	9.66	13.57	39.10	29.61
31/1/2034	13	85.6	73.04	73.89	69.90	17.48	2.146	0.150	0.603	0.624	20.40	20.37	49.53	53.50	10.43	14.40	39.10	29.61
31/1/2035	14	86.8	74.04	74.90	70.86	17.72	2.146	0.150	0.611	0.634	20.65	20.62	50.24	54.26	11.14	15.16	39.10	29.61

• Cálculo del VAN, TIR y período de recuperación del proyecto:

Pronostico de producción del pozo								
Fecha	Mes	Años	Caudal de petróleo bpd	Caudal de Agua bpd	Caudal de Fluido bpd	Acumulada de petróleo Mbbl	Acumulada de agua Mbbl	Corte de agua %
dd/mm/aaaa	#	#	bpd	bpd	bpd	Mbbl	Mbbl	%
31/3/2022	0	0.00	120	80	200	4	2	39.86%
30/4/2022	1	0.08	118	82	200	7	5	40.96%
31/5/2022	2	0.17	116	84	200	11	8	42.03%
30/6/2022	3	0.25	114	86	200	14	10	43.09%
31/7/2022	4	0.33	112	88	200	18	13	44.13%
31/8/2022	5	0.42	110	90	200	21	16	45.15%
30/9/2022	6	0.50	108	92	200	24	18	46.15%
31/10/2022	7	0.58	106	94	200	28	21	47.14%
30/11/2022	8	0.67	104	96	200	31	24	48.10%
31/12/2022	9	0.75	102	98	200	34	27	49.05%
31/1/2023	10	0.83	100	100	200	37	30	49.98%
28/2/2023	11	0.92	98	102	200	40	33	50.89%
31/3/2023	12	1.00	96	104	200	43	36	51.79%
30/4/2023	13	1.08	95	105	200	46	40	52.67%
31/5/2023	14	1.17	93	107	200	48	43	53.53%
30/6/2023	15	1.25	91	109	200	51	46	54.38%
31/7/2023	16	1.33	90	110	200	54	50	55.21%
31/8/2023	17	1.42	88	112	200	57	53	56.03%
30/9/2023	18	1.50	86	114	200	59	56	56.83%
31/10/2023	19	1.58	85	115	200	62	60	57.62%
30/11/2023	20	1.67	83	117	200	64	64	58.40%
31/12/2023	21	1.75	82	118	200	67	67	59.15%
31/1/2024	22	1.83	80	120	200	69	71	59.90%
29/2/2024	23	1.92	79	121	200	72	74	60.63%
31/3/2024	24	2.00	77	123	200	74	78	61.35%
30/4/2024	25	2.08	76	124	200	76	82	62.06%
31/5/2024	26	2.17	75	125	200	79	86	62.75%
30/6/2024	27	2.25	73	127	200	81	90	63.43%
31/7/2024	28	2.33	72	128	200	83	94	64.10%
31/8/2024	29	2.42	70	130	200	85	98	64.75%
30/9/2024	30	2.50	69	131	200	87	102	65.40%
31/10/2024	31	2.58	68	132	200	90	106	66.03%
30/11/2024	32	2.67	67	133	200	92	110	66.65%
31/12/2024	33	2.75	65	135	200	94	114	67.26%
31/1/2025	34	2.83	64	136	200	96	118	67.85%
28/2/2025	35	2.92	63	137	200	97	122	68.44%
31/3/2025	36	3.00	62	138	200	99	126	69.02%
30/4/2025	37	3.08	61	139	200	101	130	69.58%
31/5/2025	38	3.17	60	140	200	103	135	70.14%
30/6/2025	39	3.25	59	141	200	105	139	70.68%
31/7/2025	40	3.33	58	142	200	106	143	71.22%
31/8/2025	41	3.42	57	143	200	108	148	71.74%
30/9/2025	42	3.50	55	145	200	110	152	72.26%
31/10/2025	43	3.58	54	146	200	112	157	72.77%
30/11/2025	44	3.67	53	147	200	113	161	73.26%
31/12/2025	45	3.75	52	148	200	115	166	73.75%
31/1/2026	46	3.83	52	148	200	116	170	74.23%
28/2/2026	47	3.92	51	149	200	118	174	74.70%
31/3/2026	48	4.00	50	150	200	119	179	75.16%
30/4/2026	49	4.08	49	151	200	121	184	75.62%
31/5/2026	50	4.17	48	152	200	122	188	76.06%
30/6/2026	51	4.25	47	153	200	124	193	76.50%
31/7/2026	52	4.33	46	154	200	125	198	76.93%
31/8/2026	53	4.42	45	155	200	127	202	77.35%
30/9/2026	54	4.50	44	156	200	128	207	77.76%
31/10/2026	55	4.58	44	156	200	129	212	78.17%
30/11/2026	56	4.67	43	157	200	131	217	78.57%
31/12/2026	57	4.75	42	158	200	132	222	78.96%
31/1/2027	58	4.83	41	159	200	133	227	79.34%
28/2/2027	59	4.92	41	159	200	134	231	79.72%

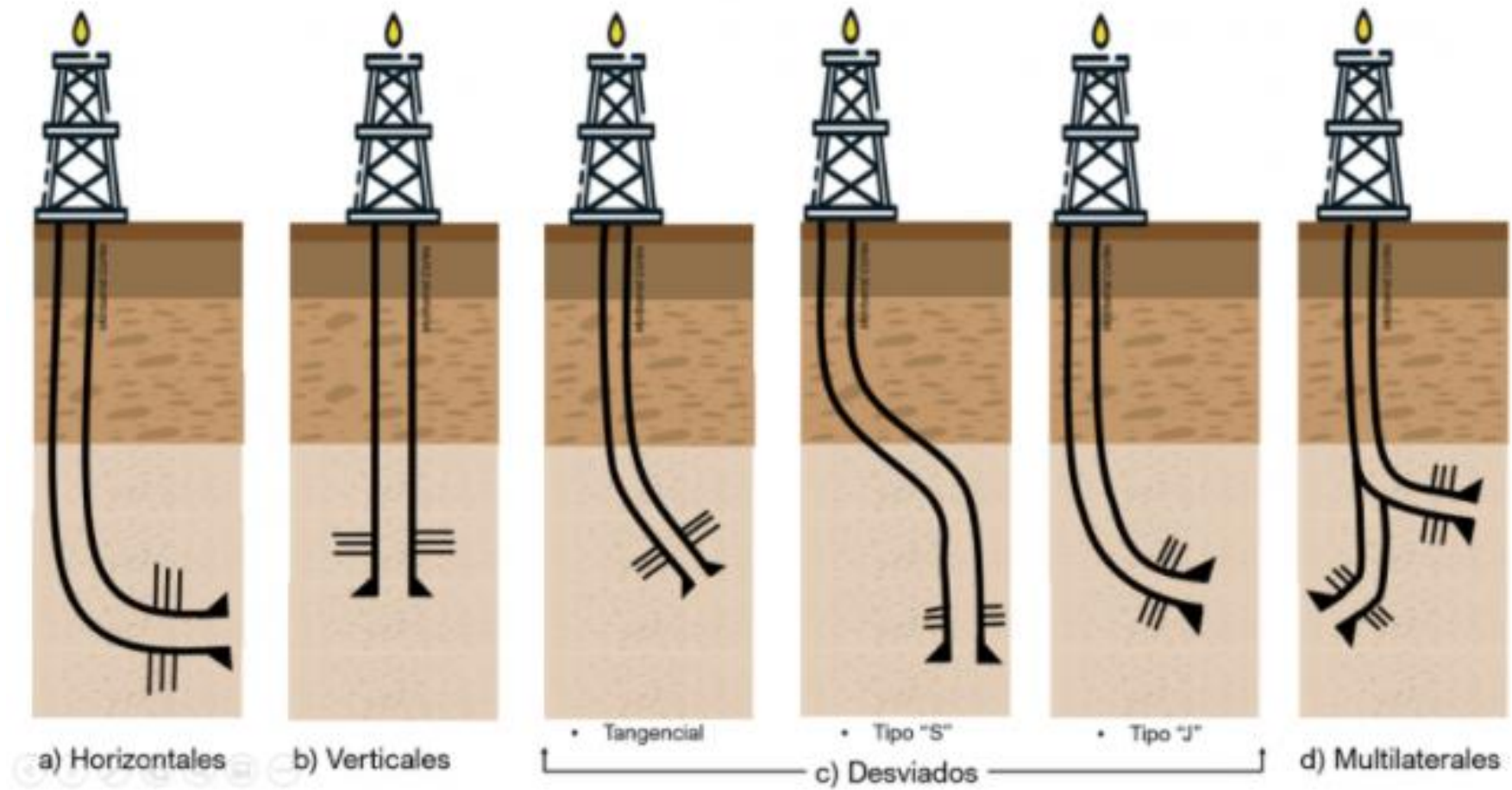
Cálculo de indicadores de rentabilidad del potencial de producción											
Opex Variable	Factor de CI	Consumo Interno	Delivery	Tarifa de pago	Ingresos	FCF USD	VA USD	VA descontado USD	VAN Gross MUSD	TIR Gross %	Periodo de recuperación n Meses
USD	bopd/1000bfpd	bopd	bopd	Flat USD/bbl	USD	USD	USD	USD	MUSD	%	
						-300,000	-300,000	-300,000	-0.30		
342	3.4440	0.6888	119.6	39.10	121,049	120,707	119,752	-180,248	-0.2	-59.8%	2.4
331	3.4440	0.6888	117.4	39.10	114,993	114,662	112,855	-67,993	-0.1	-14.9%	
342	3.4440	0.6888	115.2	39.10	116,644	116,302	113,564	-46,171	0.0	8.4%	
331	3.4440	0.6888	113.1	39.10	110,809	110,478	107,023	153,194	0.2	20.1%	
342	3.4440	0.6888	111.0	39.10	112,999	112,057	107,694	260,888	0.3	26.9%	
342	3.4440	0.6888	109.0	39.10	110,335	109,993	104,874	365,762	0.4	30.8%	
331	3.4440	0.6888	107.0	39.10	104,814	104,483	99,833	464,595	0.5	33.2%	
342	3.4440	0.6888	105.0	39.10	106,318	105,976	99,452	564,047	0.6	34.8%	
331	3.4440	0.6888	103.1	39.10	100,998	100,667	93,722	657,769	0.7	35.7%	
342	3.4440	0.6888	101.2	39.10	102,447	102,105	94,309	752,078	0.7	36.4%	
342	3.4440	0.6888	99.4	39.10	109,653	109,310	100,166	852,243	0.8	36.9%	
309	3.4440	0.6888	97.5	39.10	97,221	96,912	88,101	946,345	0.9	37.2%	
342	3.4440	0.6888	95.7	39.10	105,658	105,316	94,985	1,035,329	1.0	37.5%	
331	3.4440	0.6888	94.0	39.10	100,370	100,039	89,511	1,124,840	1.1	37.6%	
342	3.4440	0.6888	92.2	39.10	101,808	101,466	90,070	1,214,911	1.2	37.7%	
331	3.4440	0.6888	90.6	39.10	96,712	96,381	84,879	1,299,790	1.3	37.8%	
342	3.4440	0.6888	88.9	39.10	98,098	97,756	85,409	1,385,199	1.4	37.9%	
342	3.4440	0.6888	87.2	39.10	96,293	95,951	83,169	1,468,368	1.5	37.9%	
331	3.4440	0.6888	85.6	39.10	91,472	91,141	78,375	1,546,743	1.5	37.9%	
342	3.4440	0.6888	84.1	39.10	92,782	92,440	78,863	1,625,605	1.6	38.0%	
331	3.4440	0.6888	82.5	39.10	88,137	87,806	74,316	1,699,922	1.7	38.0%	
342	3.4440	0.6888	81.0	39.10	89,398	89,056	74,779	1,774,700	1.8	38.0%	
342	3.4440	0.6888	79.5	39.10	95,026	94,684	78,875	1,853,575	1.8	38.0%	
320	3.4440	0.6888	78.0	39.10	87,258	86,938	71,850	1,925,425	1.9	38.0%	
342	3.4440	0.6888	76.6	39.10	91,558	91,216	74,789	2,000,214	2.0	38.0%	
331	3.4440	0.6888	75.2	39.10	86,973	86,642	70,476	2,070,691	2.1	38.0%	
342	3.4440	0.6888	73.8	39.10	88,216	87,874	70,913	2,141,604	2.1	38.0%	
331	3.4440	0.6888	72.5	39.10	83,798	83,467	66,824	2,208,428	2.2	38.0%	
342	3.4440	0.6888	71.1	39.10	84,995	84,653	67,237	2,275,665	2.3	38.0%	
342	3.4440	0.6888	69.8	39.10	83,429	83,087	65,471	2,341,136	2.3	38.0%	
331	3.4440	0.6888	68.5	39.10	79,249	78,918	61,694	2,402,830	2.4	38.0%	
342	3.4440	0.6888	67.3	39.10	80,381	80,039	62,075	2,464,905	2.4	38.0%	
331	3.4440	0.6888	66.0	39.10	76,353	76,022	58,494	2,523,999	2.5	38.0%	
342	3.4440	0.6888	64.8	39.10	77,443	77,101	58,855	2,582,254	2.6	38.0%	
342	3.4440	0.6888	63.6	39.10	77,094	76,751	58,124	2,640,378	2.6	38.0%	
309	3.4440	0.6888	62.4	39.10	68,348	68,039	51,119	2,691,497	2.7	38.0%	
342	3.4440	0.6888	61.3	39.10	74,274	73,932	55,107	2,746,604	2.7	38.0%	
331	3.4440	0.6888	60.1	39.10	70,552	70,221	51,926	2,798,530	2.8	38.0%	
342	3.4440	0.6888	59.0	39.10	71,557	71,215	52,245	2,850,775	2.8	38.0%	
331	3.4440	0.6888	57.9	39.10	67,970	67,639	49,229	2,900,004	2.9	38.0%	
342	3.4440	0.6888	56.9	39.10	68,938	68,596	49,531	2,949,535	2.9	38.0%	
342	3.4440	0.6888	55.8	39.10	67,665	67,323	48,227	2,997,762	3.0	38.0%	
331	3.4440	0.6888	54.8	39.10	64,272	63,941	45,442	3,043,203	3.0	38.0%	
342	3.4440	0.6888	53.8	39.10	65,187	64,844	45,719	3,088,923	3.1	38.0%	
331	3.4440	0.6888	52.8	39.10	61,917	61,586	43,079	3,132,001	3.1	38.0%	
342	3.4440	0.6888	51.8	39.10	62,798	62,456	43,3				

31/3/2027	60	5.00	40	160	200	135	236	80.09%	342	3.4440	0.6888	39.1	39.10	47,434	47,092	29,009	3,692,288	3.7	38.0%
30/4/2027	61	5.08	39	161	200	137	241	80.45%	331	3.4440	0.6888	38.4	39.10	45,051	44,720	27,330	3,719,618	3.7	38.0%
31/5/2027	62	5.17	38	162	200	138	246	80.81%	342	3.4440	0.6888	37.7	39.10	45,688	45,345	27,493	3,747,111	3.7	38.0%
30/6/2027	63	5.25	38	162	200	139	251	81.16%	331	3.4440	0.6888	37.0	39.10	43,392	43,061	25,901	3,773,012	3.7	38.0%
31/7/2027	64	5.33	37	163	200	140	256	81.50%	342	3.4440	0.6888	36.3	39.10	44,005	43,662	26,055	3,799,068	3.8	38.0%
31/8/2027	65	5.42	36	164	200	141	261	81.84%	342	3.4440	0.6888	35.6	39.10	43,186	42,844	25,365	3,824,433	3.8	38.0%
30/9/2027	66	5.50	36	164	200	142	266	82.17%	331	3.4440	0.6888	35.0	39.10	41,015	40,684	23,895	3,848,328	3.8	38.0%
31/10/2027	67	5.58	35	165	200	143	271	82.50%	342	3.4440	0.6888	34.3	39.10	41,593	41,251	24,037	3,872,365	3.8	38.0%
30/11/2027	68	5.67	34	166	200	144	276	82.82%	331	3.4440	0.6888	33.7	39.10	39,502	39,171	22,644	3,895,009	3.9	38.0%
31/12/2027	69	5.75	34	166	200	145	281	83.13%	342	3.4440	0.6888	33.0	39.10	40,059	39,716	22,778	3,917,787	3.9	38.0%
31/1/2028	70	5.83	33	167	200	146	286	83.44%	342	3.4440	0.6888	32.4	39.10	39,312	38,970	22,173	3,939,960	3.9	38.0%
29/2/2028	71	5.92	33	167	200	147	291	83.74%	320	3.4440	0.6888	31.8	39.10	36,090	35,770	20,191	3,960,151	3.9	38.0%
31/3/2028	72	6.00	32	168	200	148	296	84.04%	342	3.4440	0.6888	31.2	39.10	37,860	37,518	21,010	3,981,162	3.9	38.0%
30/4/2028	73	6.08	31	169	200	149	301	84.33%	331	3.4440	0.6888	30.7	39.10	35,955	35,624	19,792	4,000,953	4.0	38.0%
31/5/2028	74	6.17	31	169	200	150	306	84.62%	342	3.4440	0.6888	30.1	39.10	36,460	36,118	19,907	4,020,861	4.0	38.0%
30/6/2028	75	6.25	30	170	200	151	312	84.90%	331	3.4440	0.6888	29.5	39.10	34,625	34,294	18,753	4,039,613	4.0	38.0%
31/7/2028	76	6.33	30	170	200	152	317	85.17%	342	3.4440	0.6888	29.0	39.10	35,111	34,769	18,862	4,058,475	4.0	38.0%
31/8/2028	77	6.42	29	171	200	153	322	85.44%	342	3.4440	0.6888	28.4	39.10	34,454	34,112	18,359	4,076,835	4.0	38.0%
30/9/2028	78	6.50	29	171	200	154	327	85.71%	331	3.4440	0.6888	27.9	39.10	32,720	32,389	17,294	4,094,128	4.1	38.0%
31/10/2028	79	6.58	28	172	200	155	333	85.97%	342	3.4440	0.6888	27.4	39.10	33,178	32,836	17,394	4,111,522	4.1	38.0%
30/11/2028	80	6.67	28	172	200	156	338	86.23%	331	3.4440	0.6888	26.9	39.10	31,507	31,176	16,384	4,127,906	4.1	38.0%
31/12/2028	81	6.75	27	173	200	156	343	86.48%	342	3.4440	0.6888	26.4	39.10	31,947	31,605	16,478	4,144,384	4.1	38.0%
31/1/2029	82	6.83	27	173	200	157	349	86.72%	342	3.4440	0.6888	25.9	39.10	31,349	31,007	16,038	4,160,423	4.1	38.0%
28/2/2029	83	6.92	26	174	200	158	353	86.97%	309	3.4440	0.6888	25.4	39.10	27,785	27,476	14,099	4,174,522	4.1	38.0%
31/3/2029	84	7.00	26	174	200	159	359	87.20%	342	3.4440	0.6888	24.9	39.10	30,185	29,843	15,193	4,189,715	4.2	38.0%
30/4/2029	85	7.08	25	175	200	160	364	87.44%	331	3.4440	0.6888	24.4	39.10	28,663	28,332	14,310	4,204,024	4.2	38.0%
31/5/2029	86	7.17	25	175	200	160	370	87.67%	342	3.4440	0.6888	24.0	39.10	29,062	28,720	14,391	4,218,415	4.2	38.0%
30/6/2029	87	7.25	24	176	200	161	375	87.89%	331	3.4440	0.6888	23.5	39.10	27,597	27,266	13,554	4,231,970	4.2	38.0%
31/7/2029	88	7.33	24	176	200	162	380	88.11%	342	3.4440	0.6888	23.1	39.10	27,981	27,639	13,631	4,245,600	4.2	38.0%
31/8/2029	89	7.42	23	177	200	162	386	88.33%	342	3.4440	0.6888	22.7	39.10	27,455	27,113	13,266	4,258,866	4.2	38.0%
30/9/2029	90	7.50	23	177	200	163	391	88.54%	331	3.4440	0.6888	22.2	39.10	26,069	25,738	12,494	4,271,360	4.2	38.0%
31/10/2029	91	7.58	22	178	200	164	397	88.75%	342	3.4440	0.6888	21.8	39.10	26,431	26,099	12,564	4,283,923	4.3	38.0%
30/11/2029	92	7.67	22	178	200	165	402	88.96%	331	3.4440	0.6888	21.4	39.10	25,097	24,766	11,832	4,295,756	4.3	38.0%
31/12/2029	93	7.75	22	178	200	165	407	89.16%	342	3.4440	0.6888	21.0	39.10	25,445	25,103	11,898	4,307,654	4.3	38.0%
31/1/2030	94	7.83	21	179	200	166	413	89.36%	342	3.4440	0.6888	20.6	39.10	24,965	24,623	11,579	4,319,232	4.3	38.0%
28/2/2030	95	7.92	21	179	200	166	418	89.55%	309	3.4440	0.6888	20.2	39.10	22,124	21,815	10,177	4,329,409	4.3	38.0%
31/3/2030	96	8.00	21	179	200	167	424	89.74%	342	3.4440	0.6888	19.8	39.10	24,032	23,690	10,964	4,340,373	4.3	38.0%
30/4/2030	97	8.08	20	180	200	168	429	89.93%	331	3.4440	0.6888	19.5	39.10	22,817	22,486	10,325	4,350,698	4.3	38.0%
31/5/2030	98	8.17	20	180	200	168	435	90.11%	342	3.4440	0.6888	19.1	39.10	23,132	22,790	10,381	4,361,079	4.3	38.0%
30/6/2030	99	8.25	19	181	200	169	440	90.29%	331	3.4440	0.6888	18.7	39.10	21,963	21,632	9,776	4,370,855	4.3	38.0%
31/7/2030	100	8.33	19	181	200	169	446	90.47%	342	3.4440	0.6888	18.4	39.10	22,265	21,923	9,829	4,380,684	4.3	38.0%
31/8/2030	101	8.42	19	181	200	170	451	90.64%	342	3.4440	0.6888	18.0	39.10	21,844	21,502	9,564	4,390,248	4.4	38.0%
30/9/2030	102	8.50	18	182	200	171	457	90.82%	331	3.4440	0.6888	17.7	39.10	20,738	20,407	9,005	4,399,254	4.4	38.0%
31/10/2030	103	8.58	18	182	200	171	462	90.98%	342	3.4440	0.6888	17.3	39.10	21,023	20,681	9,054	4,408,307	4.4	38.0%
30/11/2030	104	8.67	18	182	200	172	468	91.15%	331	3.4440	0.6888	17.0	39.10	19,959	19,628	8,525	4,416,832	4.4	38.0%
31/12/2030	105	8.75	17	183	200	172	473	91.31%	342	3.4440	0.6888	16.7	39.10	20,232	19,890	8,571	4,425,403	4.4	38.0%
31/1/2031	106	8.83	17	183	200	173	479	91.47%	342	3.4440	0.6888	16.4	39.10	19,848	19,506	8,338	4,433,741	4.4	38.0%
28/2/2031	107	8.92	17	183	200	173	484	91.62%	309	3.4440	0.6888	16.1	39.10	17,586	17,277	7,327	4,441,068	4.4	38.0%
31/3/2031	108	9.00	16	184	200	174	490	91.78%	342	3.4440	0.6888	15.8	39.10	19,100	18,758	7,892	4,448,960	4.4	38.0%
30/4/2031	109	9.08	16	184	200	174	495	91.93%	331	3.4440	0.6888	15.5	39.10	18,131	17,800	7,430	4,456,391	4.4	38.0%
31/5/2031	110	9.17	16	184	200	175	501	92.07%	342	3.4440	0.6888	15.2	39.10	18,378	18,036	7,469	4,463,860	4.4	38.0%
30/6/2031	111	9.25	16	184	200	175	507	92.22%	331	3.4440	0.6888	14.9	39.10	17,446	17,115	7,032	4,470,891	4.4	38.0%
31/7/2031	112	9.33	15	185	200	176	512	92.36%	342	3.4440	0.6888	14.6	39.10	17,683	17,341	7,068	4,477,959	4.4	38.0%
31/8/2031	113	9.42	15	185	200	176	518	92.50%	342	3.4440	0.6888	14.3	39.10	17,345	17,003	6,875	4,484,835	4.4	38.0%
30/9/2031	114	9.50	15	185	200	177	524	92.64%	331	3.4440	0.6888	14.0	39.10	16,465	16,134	6,472	4,491,307	4.5	38.0%
31/10/2031	115	9.58	14	186	200	177	529	92.77%	342	3.4440	0.6888	13.8	39.10	16,688	16,346	6,505	4,497,812	4.5	38.0%
30/11/2031	116	9.67	14	186	200	177	535	92.90%	331	3.4440	0.6888	13.5	39.10	15,840	15,509	6,123	4,503,936	4.5	38.0%
31/12/2031	117	9.75	14	186	200	178	541	93.03%	342	3.4440	0.6888	13.2	39.10	16,054	15,712	6,155	4,510,090	4.5	38.0%
31/1/2032	118	9.83	14	186	200	178	547	93.16%	342	3.4440	0.6888	13.0	39.10	15,745	15,403	5,986	4,516,076	4.5	38.0%
29/2/2032	119	9.92	13	187	200	179	552	93.29%	320	3.4440	0.6888	12.7	39.10	14,446	14,126	5,446	4,521,523	4.5	38.0%
31/3/2032	120	10.00	13	187	200	179	558	93.41%	342	3.4440	0.6888	12.5	39.10	15,146	14,804	5,662	4,527,185	4.5	38.0%

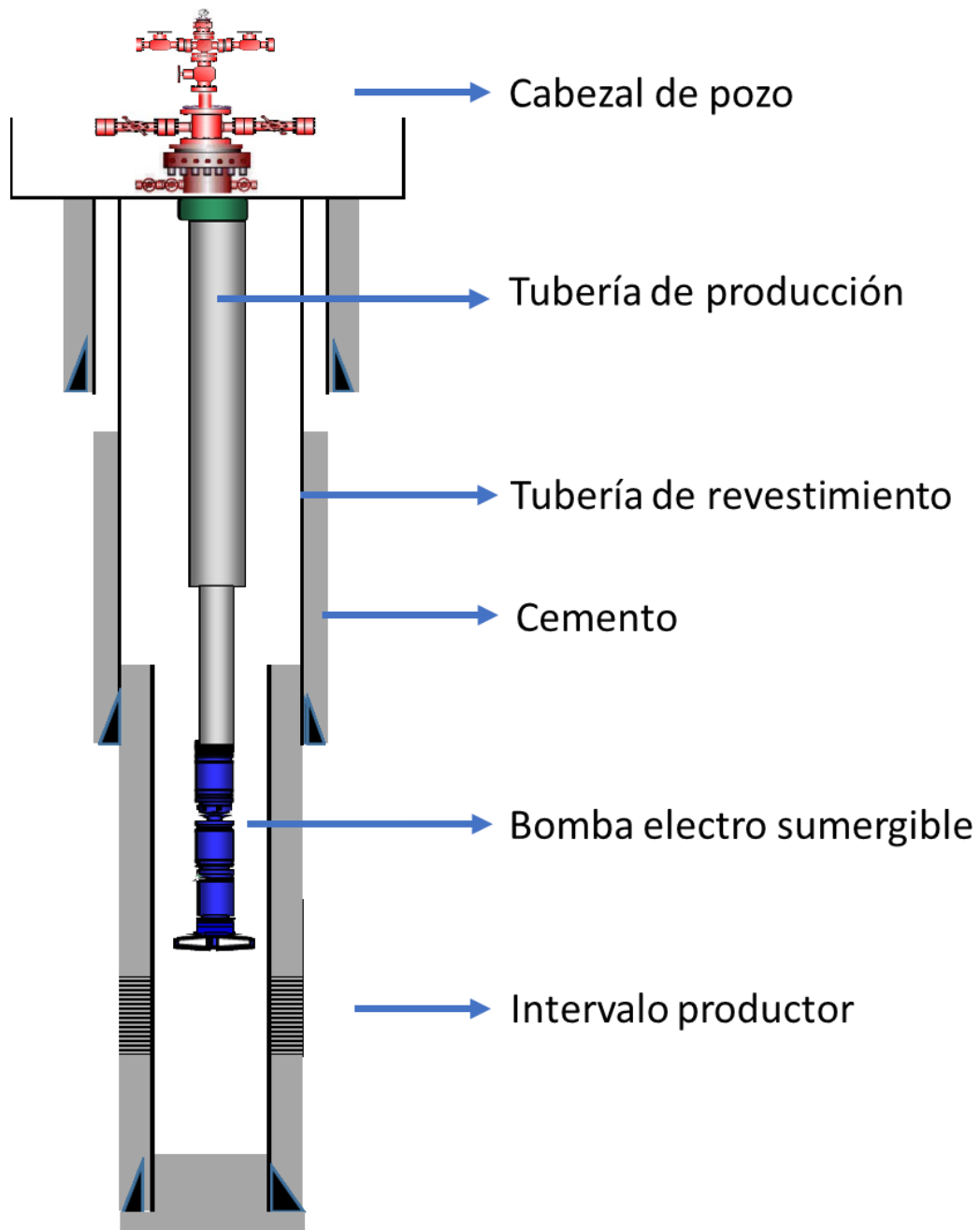
- Extracto de resultados obtenidos a partir de la hoja de cálculos:

VAN =	4.5	millones
TIR =	456	%
Payback descontado =	0.2	años
Índice de rentabilidad =	15.1	dólares ganados por cada dólar invertido

## Anexo 2: Tipos de geometrías de navegación (perforación) de pozos petroleros

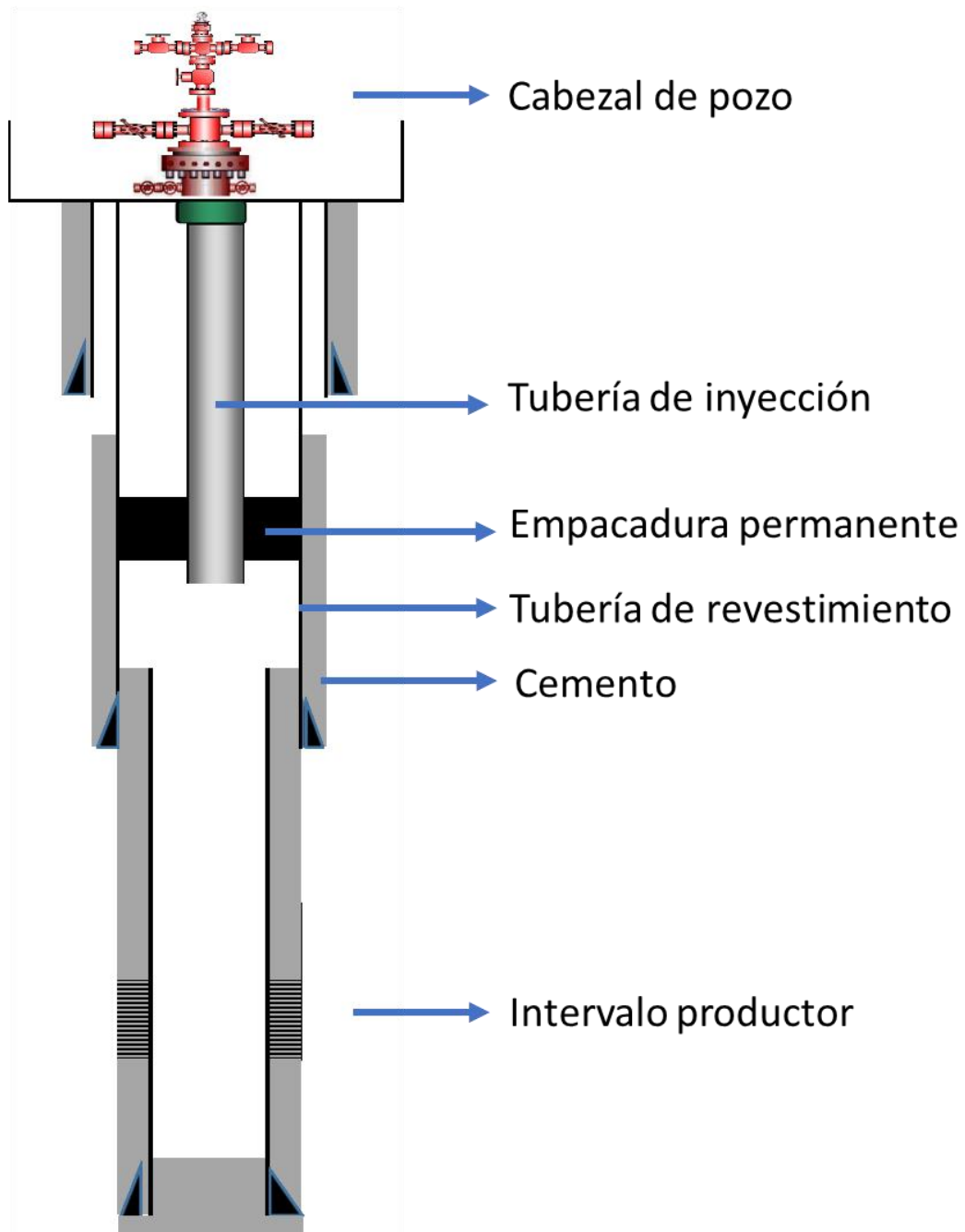


Fuente: [www.epmex.org](http://www.epmex.org)  
 Elaboración: Epmex

**Anexo 3: Diagrama mecánico tipo de un pozo productor de petróleo**

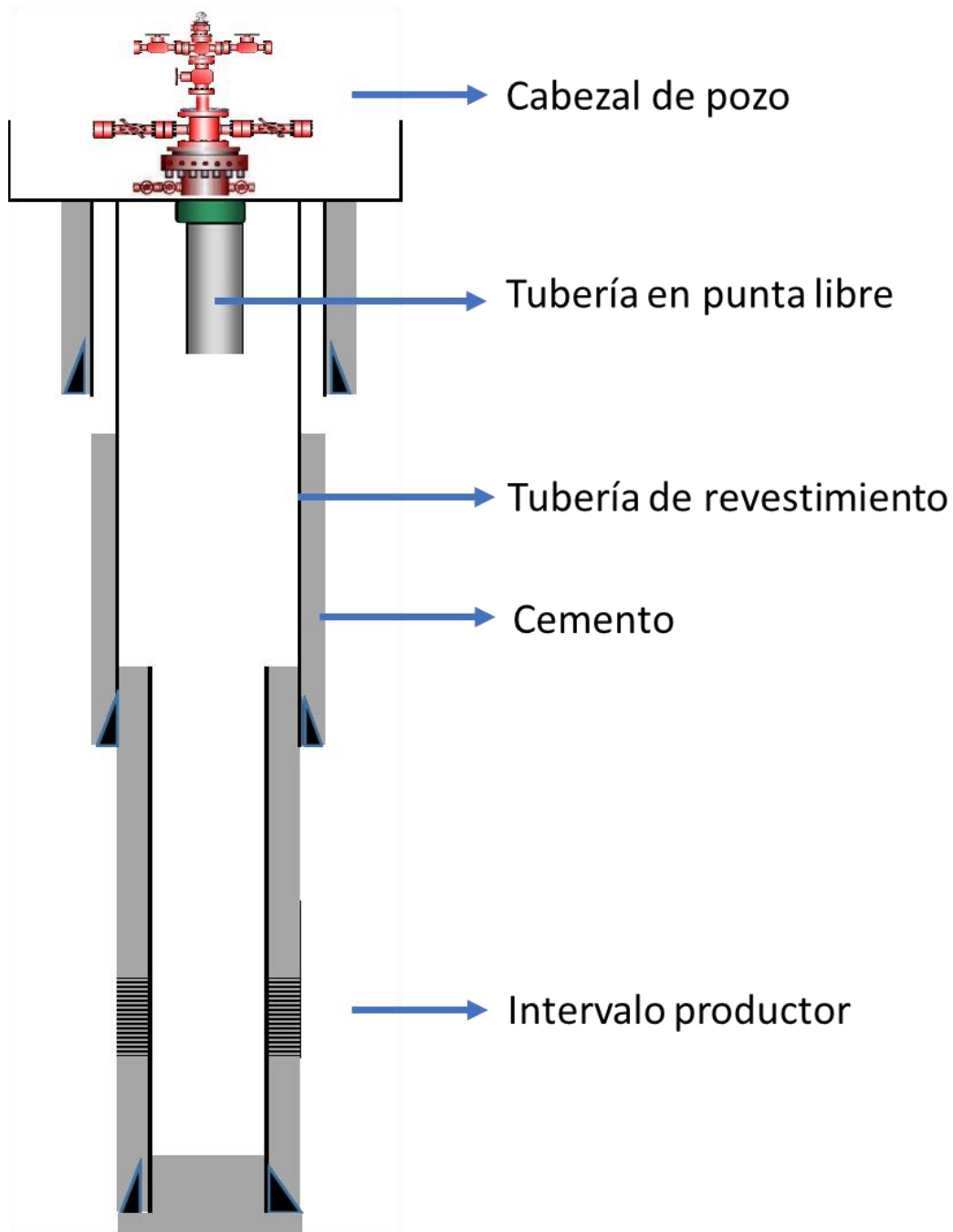
Fuente y elaboración propias



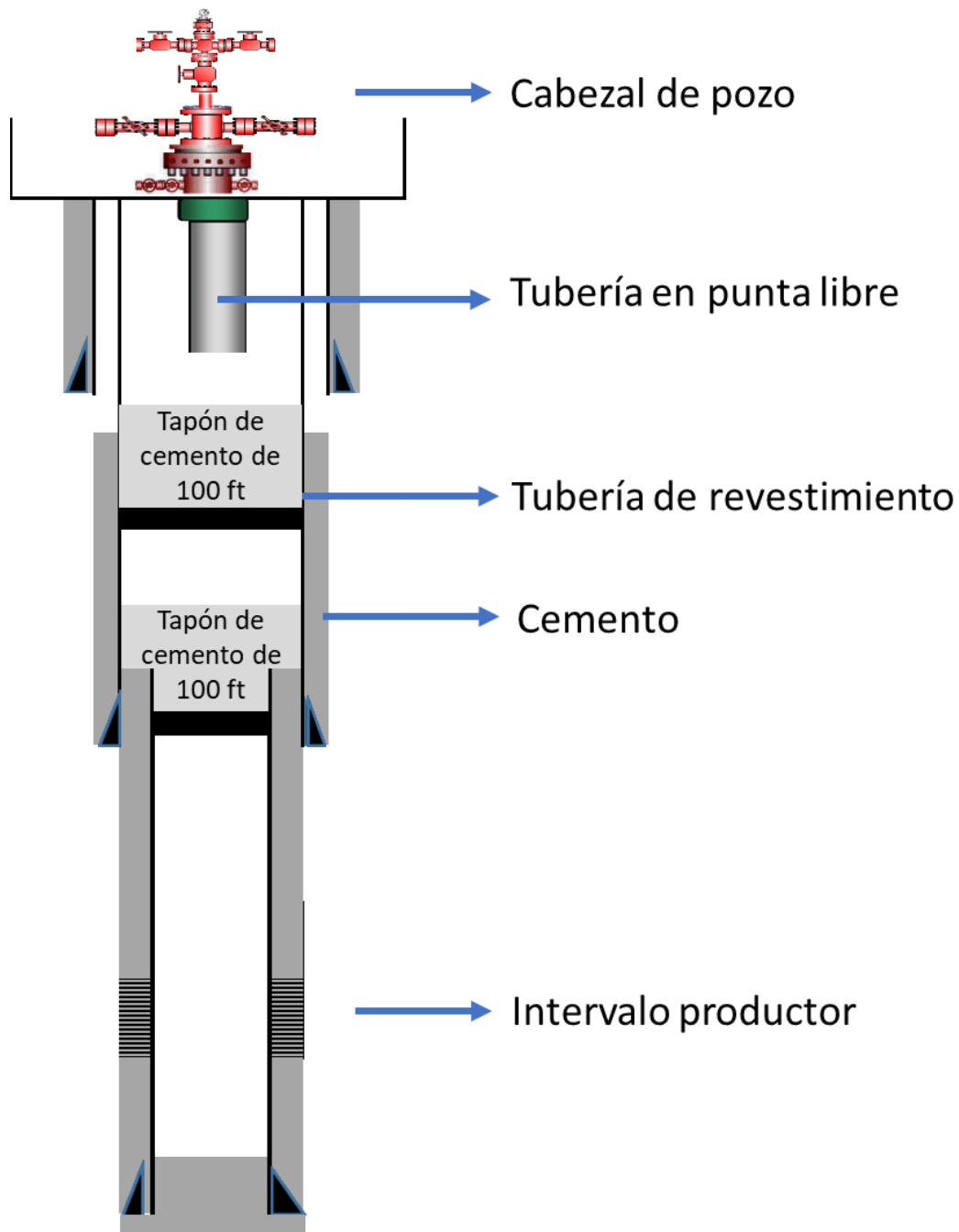
**Anexo 4: Diagrama mecánico tipo de un pozo inyector o reinyector de agua**

Fuente y elaboración propias

**Anexo 5: Diagrama mecánico tipo de un pozo en punta libre**

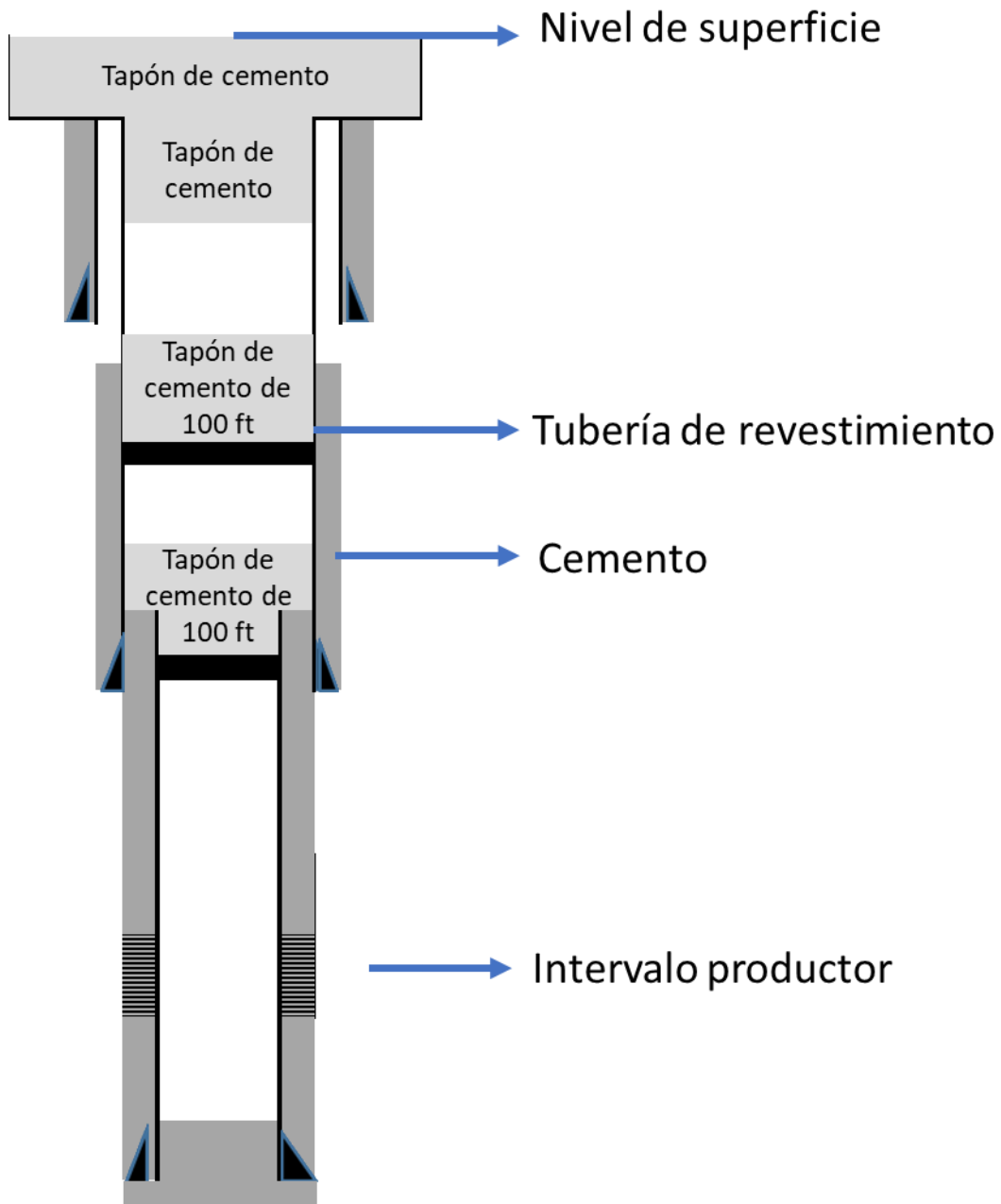


Fuente y elaboración propias

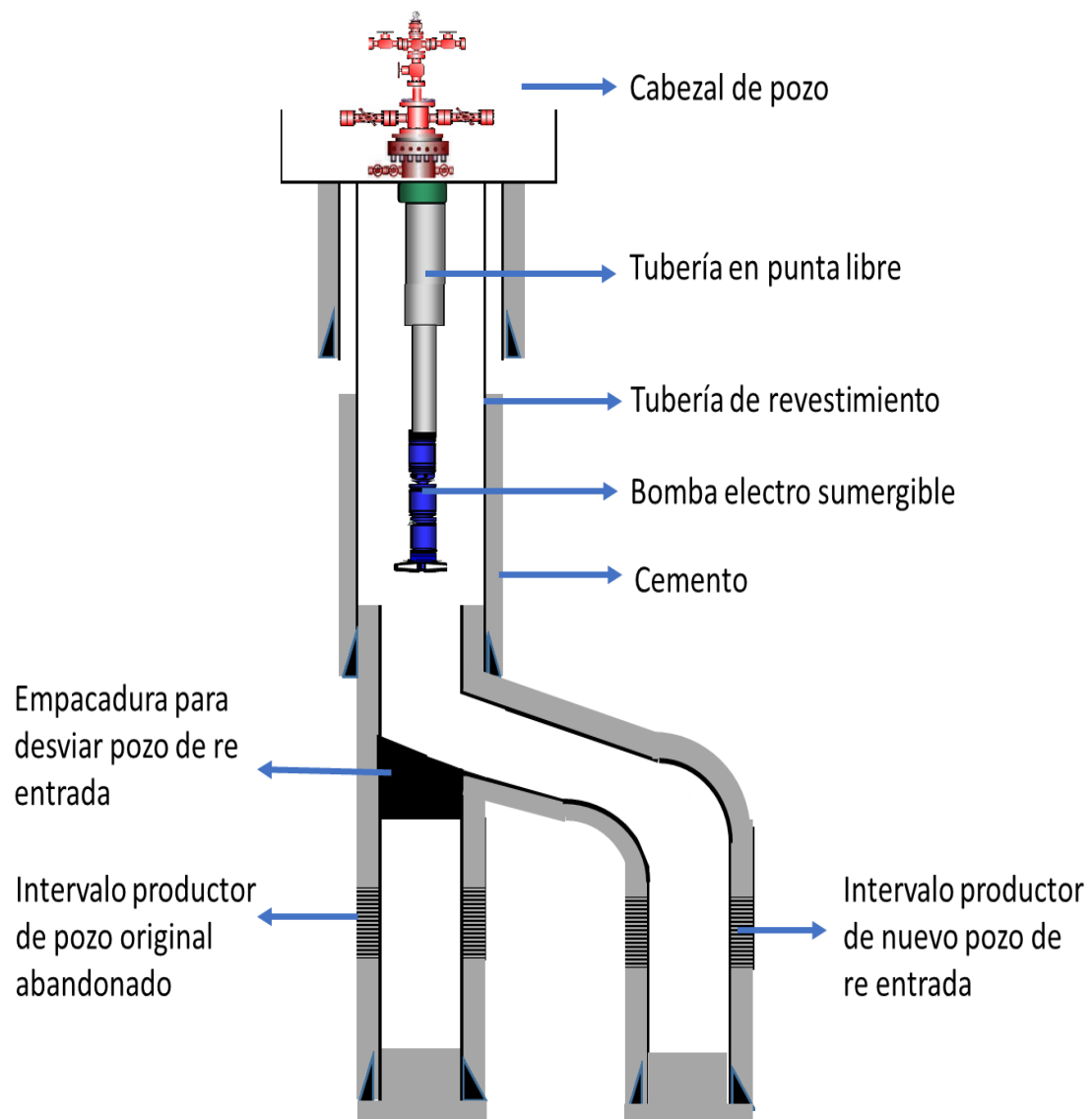
**Anexo 6: Diagrama mecánico tipo de un pozo abandonado temporalmente**

Fuente y elaboración propias

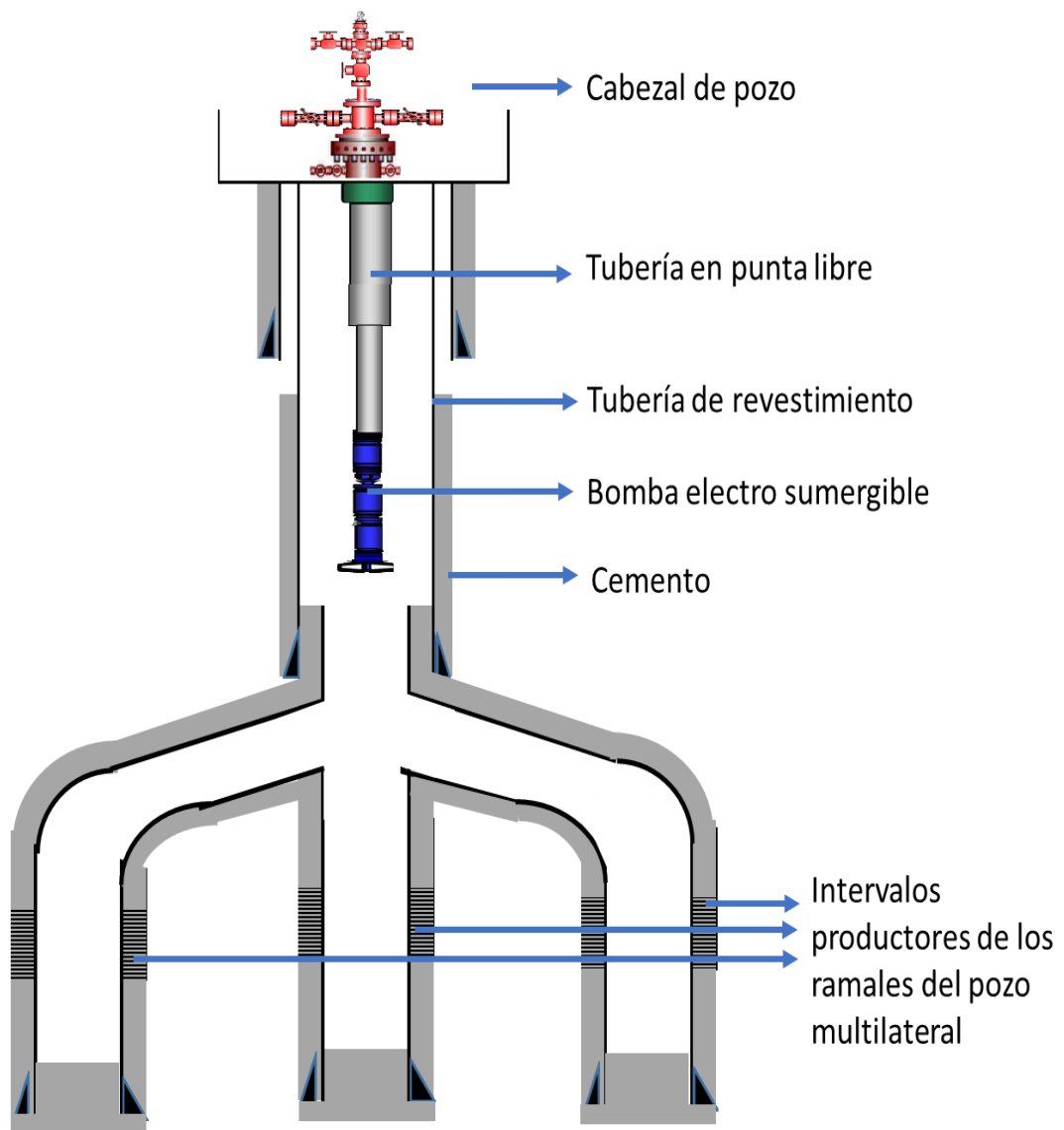
**Anexo 7: Diagrama mecánico tipo de un pozo abandonado definitivamente**



Fuente y elaboración propias

**Anexo 8: Diagrama mecánico tipo de un pozo de reentrada**

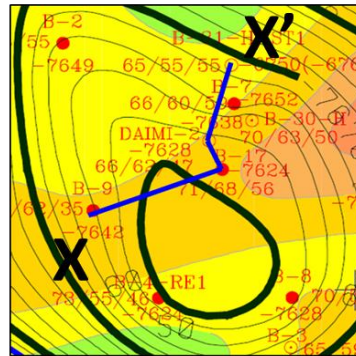
Fuente y elaboración propias

**Anexo 9: Diagrama mecánico tipo de un pozo multilateral**

Fuente y elaboración propias

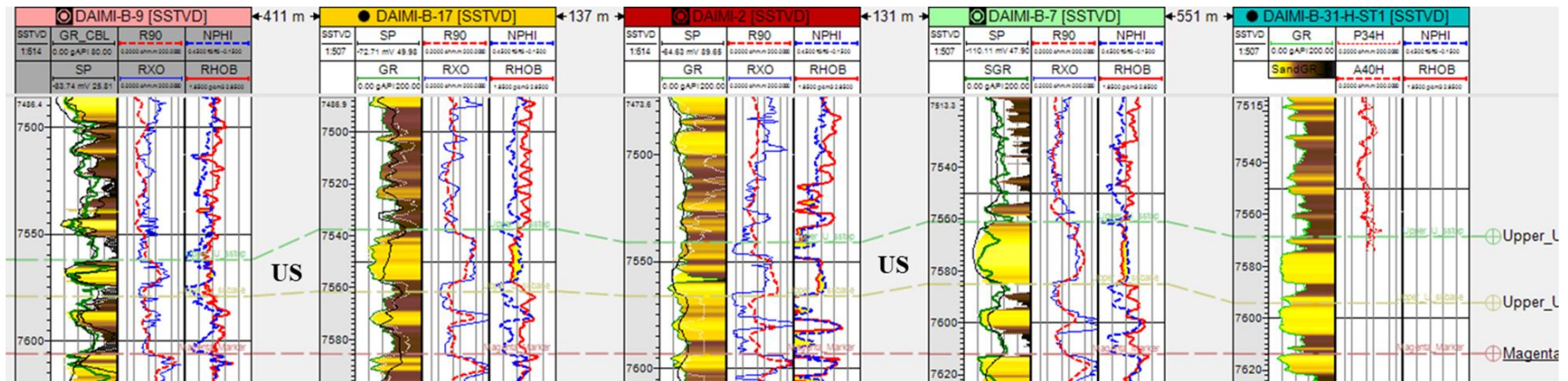
**Anexo 10: Ejemplo de registros eléctricos de pozos perforados**

A modo de ejemplo, a continuación, se muestra un mapa estructural y de espesores de arena en fondo. Este mapa muestra con una línea azul el orden de la correlación uno de los muchos tipos de registros eléctricos tomados en estos pozos; que se muestran más abajo del mapa:



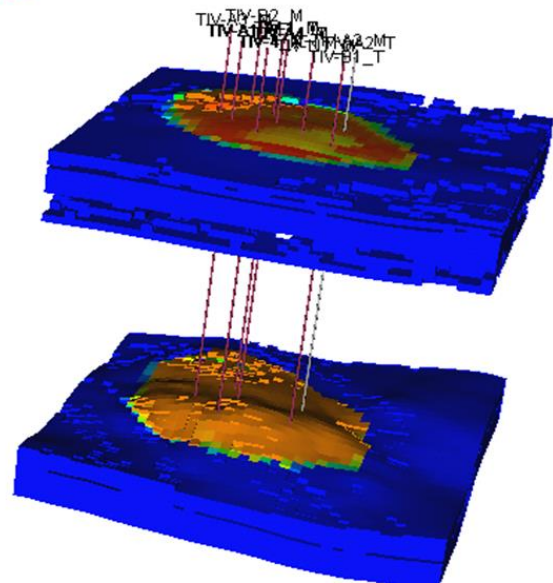
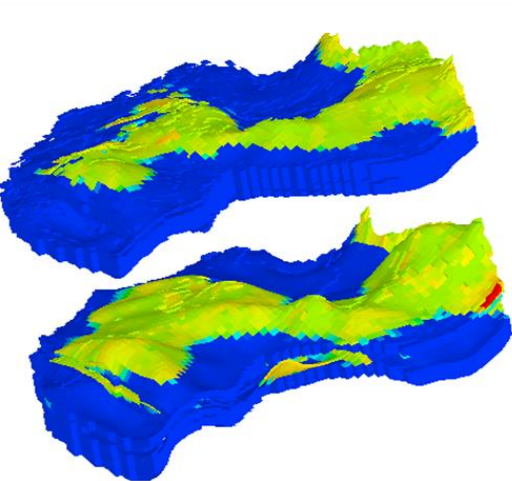
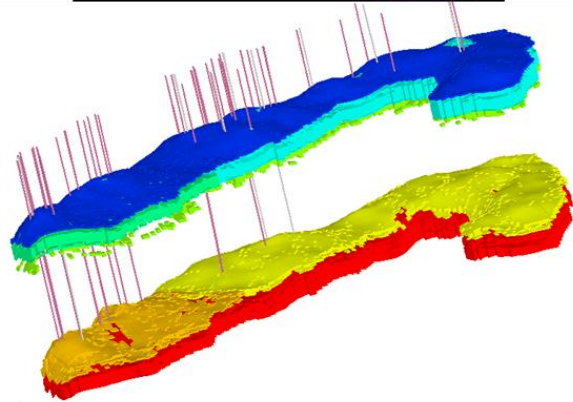
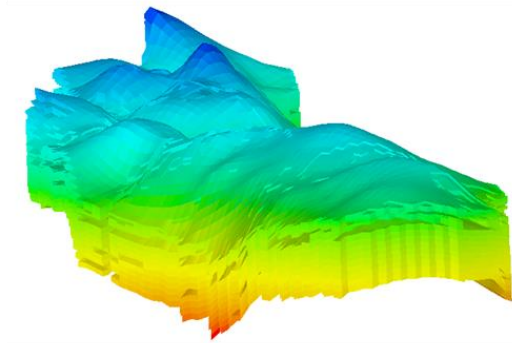
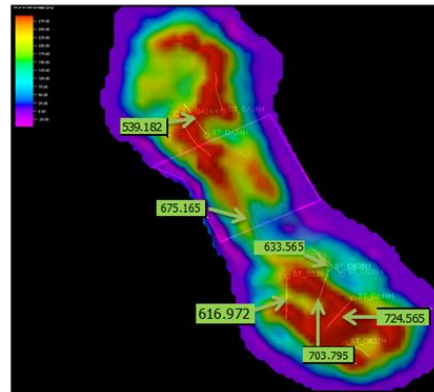
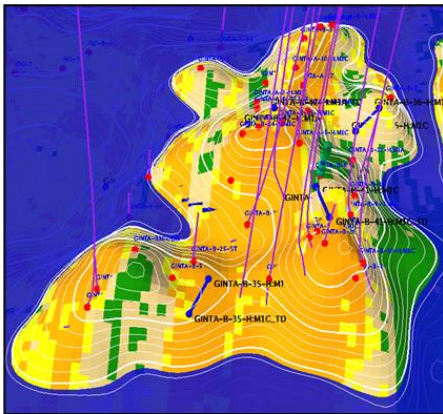
X

X'



Fuente: Empresa Operadora de los Bloques 16 y 67 de Ecuador  
 Elaboración propia

**Anexo 11: Ejemplos visuales de varios modelos de simulación dinámico 3D computarizado desplegando diferentes propiedades de rocas y fluidos**

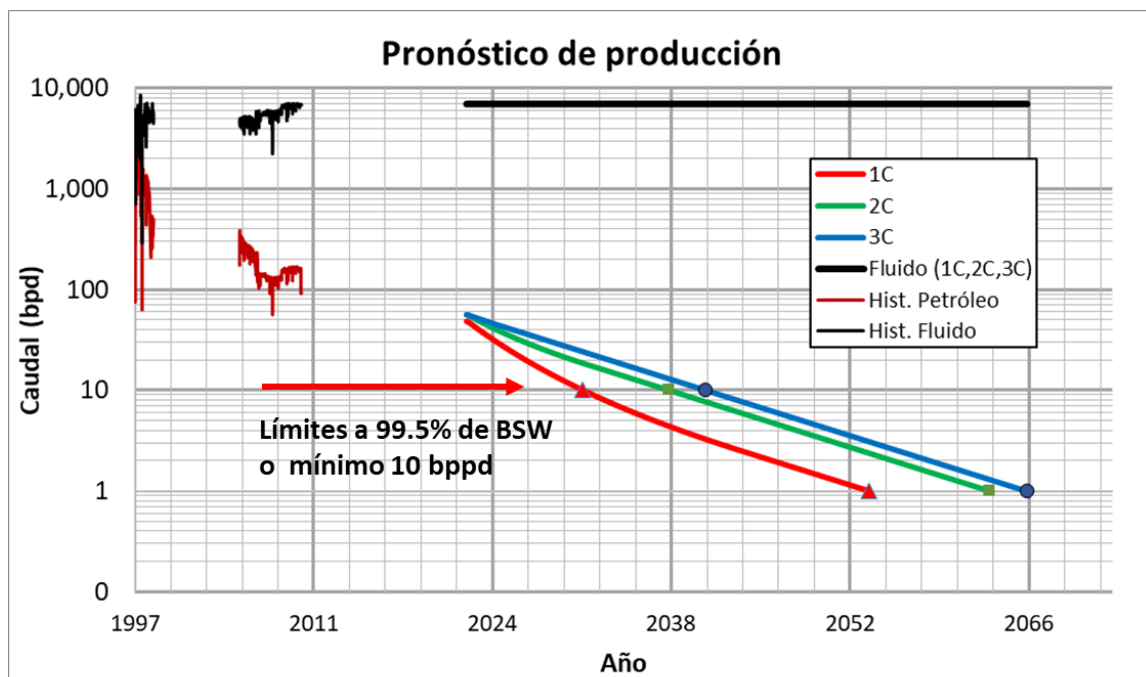


Fuente y elaboración propias



## Anexo 12: Ejemplo de ajuste y predicción de producción de un pozo, mediante la técnica de análisis de curvas de declino de Arps

A continuación, se muestra una gráfica que ejemplifica un análisis de curvas de declinación para un pozo petrolero; y más abajo se especifican los parámetros utilizados para los cálculos y los resultados de las predicciones de producción (reservas) obtenidos con este método:



Estimación de Recursos	Recursos (kbls) al 99.5% BSW o mínimo 10 bpd	Al agotamiento (kbls)	Valores iniciales de producción estimados (a 01/01/2023)			Factores de declino de Arps		
			Qt (bpd)	BSW (%)	Qoi (bpd)	Declino Anual (Di)	Exponente de declinación (b)	Declino mínimo (Dmin)
C1	75	104	7000	99.3	49	0.200	0.3	0.09
C2	64	70	7000	99.19	57	0.150	0.5	0.09
C3	39	39	7000	99.19	57	0.100	0.5	0.09

Fuente: Empresa Operadora de los Bloques 16 y 67 de Ecuador  
Elaboración propia