

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL PLAN DE DESARROLLO DE
TRES CAMPOS EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por las Brs. Breidenbach R. Daniela C.
Rodríguez P. Milagros A.
Para optar al Título de
Ingeniera de Petróleo

Caracas, Octubre de 2018

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL PLAN DE DESARROLLO DE
TRES CAMPOS EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

Tutor Académico: Prof. Pedro Díaz

Tutor Industrial: Ing. Edinson Carballo

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por las Brs. Breidenbach R. Daniela C.
Rodríguez P. Milagros A.
Para optar al Título de
Ingeniera de Petróleo

Caracas, Octubre de 2018

Caracas, Octubre del 2018.

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el consejo de escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por las bachilleres Daniela Breidenbach y Milagros Rodríguez, titulado:

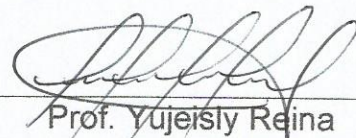
“EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL PLAN DE DESARROLLO DE TRES CAMPOS EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniería de Petróleo y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por las autoras, lo declaran APROBADO.



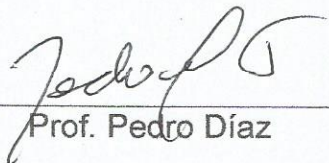
Prof. Sandro Gasbarri

Jurado



Prof. Yujeisly Reina

Jurado



Prof. Pedro Díaz

Tutor Académico

DEDICATORIA

A Dios, por estar siempre en mi corazón e iluminarme en cada momento.

A mis padres, mi hermano, mis abuelos y Mati, por ser mis pilares fundamentales en cada uno de mis pasos, por su amor y su apoyo siempre. Son mi inspiración.

Este logro no es mío, es nuestro.

Daniela C. Breidenbach R.

A Dios, por acompañarme y guiarme en cada uno de mis pasos, además de poner siempre en mi camino a las personas indicadas.

A mis padres, mis hermanas y a Naty, por ser los pilares fundamentales de mi vida y acompañarme en cada uno de mis éxitos y fracasos.

Para ustedes es este trabajo.

Milagros A. Rodríguez P.

AGRADECIMIENTOS

A Dios y a San Cipriano, por escuchar mis oraciones, por darme fuerzas e iluminarme y finalmente lograr uno de mis grandes sueños.

A la ilustre Universidad Central de Venezuela, la casa que vence las sombras. Gracias por brindarme tus conocimientos y por hacerme crecer tanto profesional como personalmente. Siempre estaré orgullosa de ser ucevista.

A mis padres, Yani y Daniel. Porque Dios no me pudo dar mejores que ustedes. Que privilegio tenerlos conmigo. GRACIAS por darme amor, apoyo, paciencia, por siempre estar para mí, por cada sacrificio para darme lo mejor, por creer en mí y decirme que puedo con esto y más, por ser ejemplo de constancia y responsabilidad. LOS AMO!

A mi hermano, Carlos Eduardo. Por estar conmigo en todo momento, e incluso gracias por tus intentos de hacerme reír en momentos de estrés. Eres el mejor regalo que me dio la vida. Te adoro.

A mis abuelos, Eugenio, Juana, Isaura y Domingo. Por su preocupación, su cariño, sus bendiciones y por cada una de las velitas y oraciones para que salga bien. Los quiero tanto.

A Mati. Porque siempre has estado conmigo, ayudándome e inspirándome paciencia y diciéndome: tranquila que tú puedes.

A mi primo, Nino. Gracias por preocuparte y siempre preguntarme cuanto me faltaba para terminar mi tarea.

A mis tíos, Leonardo, Coromoto, Nene y Cali que de una u otra manera estuvieron pendientes de mí.

A mis padrinos, Miriam, Josélo, Lucia y al resto de mis familiares. Gracias.

A mi novio, Sócrates. Por recorrer este camino conmigo, apoyarme y por tener tanta paciencia.

A mi amiga, Michi. Tu ayuda fue valiosa. Gracias por estar siempre.

A Mary Flores, Yohana, Stefy, Rubén, Magda y Yelitza. Por estar pendiente de mis avances. Gracias por sus buenos deseos.

A mi compañera de tesis, Milagros Rodríguez. Por acompañarme en este largo y difícil recorrido. Gracias por compartir cada momento de estudio, con bajas y altas, pero siempre diciendo: seguridad y calma.

A mis amigos de la Universidad. Oriana, Gianna, Dubraska, Liseloth, Michael y Rodrigo. La mejor familia que me dio la escuela de Petróleo. Gracias por ayudarme y por todos los momentos. Estar con ustedes hacía de mi estadía en Caracas mucho más amena. Siempre estarán en mi corazón. Que Dios los bendiga y que continúen los éxitos

A mi tutor académico y profesor Pedro Díaz. Por escucharnos, guiarnos y estar para nosotras en cualquier momento. Gracias totales por tu dedicación.

A todos los profesores de la Escuela de Petróleo. Gracias por cada una de sus enseñanzas y ayudar a formarme como profesional.

A mi tutor industrial, Ing. Edinson Carballo. Por brindarnos tu apoyo y orientación en este trabajo.

A mis compañeros de PDVSA-CVP, en especial a Hanadi Kawssan, por guiarnos y prestarnos tú ayuda cuando la más lo necesitamos. GRACIAS.

Finalmente, Gracias a todas aquellas personas que intervinieron para ayudarme a lograr cumplir esta meta.

Daniela C. Breidenbach R.

AGRADECIMIENTOS

Quisiera agradecer en primer lugar a Dios, por acompañarme en todo momento y brindarme la fortaleza, sabiduría y perseverancia que me permiten hoy día alcanzar una nueva meta. Sin Él nada de esto habría sido posible.

A la Universidad Central de Venezuela, la casa que vence las sombras, donde he pasado los mejores años de mi vida. De tus pasillos me llevo grandes experiencias, muchos buenos momentos y un crecimiento importante tanto profesional como personal.

A nuestro tutor académico, Prof. Pedro Díaz, por brindarnos su confianza y constante apoyo durante toda la carrera, especialmente durante la realización de este trabajo. No podríamos haber conseguido un mejor tutor.

A nuestro tutor industrial, Ing. Edinson Carballo, por aceptar este reto con nosotras y alegrarnos las tardes en la oficina. Gracias por acompañarnos en este viaje tan acontecido.

Al equipo de PDVSA-CVP, muy especialmente a Hanadi Kawssan, por el tiempo y la dedicación que tuvo con nosotras durante la realización de este trabajo. Gracias por tenernos tanta paciencia, no muchos tienen esa facilidad para enseñar.

A mis padres, Rosana y David, mis hermanas, Mariana y Diana, y a Naty, por ser mi mayor apoyo en la vida, por alegrar cada uno de mis días, por siempre velar por mi bienestar. No me alcanzará la vida para agradecerles por tanto. Este triunfo también es de ustedes.

A Daniela, la mejor compañera de tesis que Dios me pudo regalar. Gracias por tu cariño, tu paciencia, por cada palabra de aliento, por abrirme las puertas de

tu casa y recibirme como si fuéramos familia y, muy especialmente, por celebrar este triunfo conmigo.

A los mejores amigos que Dios pudo poner en mi camino, Liseloth, Michael, Gianna, Dubraska, Oriana, Rodrigo y Airlin, con quienes he transitado este camino, y que han estado junto a mí tanto en las buenas como en las malas. Gracias por hacer de estos años algo tan especial.

A cada una de las personas que ha creído en mí.

Para concluir, citaré al gran Gustavo Cerati: ¡Gracias totales!

Milagros A. Rodríguez P.

Breidenbach R., Daniela C.
Rodríguez P., Milagros A.

EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DEL PLAN DE DESARROLLO DE TRES CAMPOS EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

Tutor Académico: Prof. Pedro Díaz. Tutor Industrial: Ing. Edinson Carballo. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2018, 97 p.

Palabras clave: Faja Petrolífera del Orinoco, Explotación Campos

Petroleros, Producción Petróleo, Explotación.

RESUMEN

El presente Trabajo Especial de Grado (T.E.G.), tiene por objetivo evaluar los planes de desarrollo de tres campos ubicados en la Faja Petrolífera del Orinoco a través de un análisis técnico-económico para establecer el mejor escenario de explotación. Para ello, se analizaron los históricos de producción de petróleo, gas y agua de cada uno de los campos con el fin de determinar las reservas drenadas hasta la actualidad. Así mismo, se evaluaron los Planes de Negocios (PDNO) para establecer el porcentaje de cumplimiento en cuanto a las actividades de producción, perforación, inversiones y gastos. Al resultar del punto anterior un bajo porcentaje de cumplimiento de estos planes por parte de la Empresa Mixta, se establecieron dos escenarios de explotación principales, el primero para alcanzar un *plateau* de 120 MBD y el segundo de 200 MBD. A cada uno de estos, se les varió la disponibilidad de taladros máximo (4, 6 y 8) a utilizar por año y se les realizó una evaluación económica con los indicadores más importantes de un plan (VPN, TIR y Tiempo de Pago). Finalmente, se concluyó que el Campo A ha drenado 21,68 MMBN de petróleo, con un cumplimiento del 14,8% de la producción, 3,3% en perforación, 18,47% en inversiones y 139% en gastos. Mientras que el Campo B, ha drenado 2,036 MMBN de petróleo, con un cumplimiento del 1% de la producción, 5% en perforación, 2% en inversiones y 31% en gastos. Por otra parte, el campo C presenta un porcentaje de cumplimiento de 0% ya que el mismo aún no ha empezado su producción. En cuanto a los escenarios planteados, el de 200MBD resultó, con los mejores indicadores técnicos y económicos, pero también con los mayores gastos.

ÍNDICE

LISTA DE TABLAS	xiii
LISTA DE FIGURAS	xiv
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.1. OBJETIVOS.....	4
1.1.1. OBJETIVO GENERAL	4
1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	4
1.2. ALCANCE.....	4
1.3. JUSTIFICACIÓN.....	5
1.4. LIMITACIONES	5
CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO	6
2.1. ANTECEDENTES.....	6
2.2. BASES TEÓRICAS	8
2.2.1. RESERVAS DE HIDROCARBUROS.....	8
2.2.1.1. CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS	8
2.2.1.2. MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS	9
2.2.2. DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN.....	10
2.2.2.1. TIPOS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN	11
2.2.2.2. ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN.....	11
2.2.2.3. TIPOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN.....	12
2.2.3. EMPRESAS MIXTAS.....	14
2.2.4. CATEGORÍAS DE POZOS	16

2.2.5. REPARACIONES DE POZOS	17
2.2.6. REACONDICIONAMIENTO DE POZOS	17
2.2.7. PLAN DE EXPLOTACIÓN	17
2.2.8. MÉTODOS DE RECUPERACIÓN	18
2.2.9. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	19
2.2.10. EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	23
2.2.10.1. PREMISAS FISCALES	26
2.2.10.2. INDICADORES ECONÓMICOS	30
2.3. GENERALIDADES DEL ÁREA EN ESTUDIO.....	33
2.3.1. FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO.....	33
2.3.2. CAMPOS	34
CAPÍTULO III. MARCO METODOLÓGICO	37
3.1. TIPO O NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN	37
3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	37
3.3. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	38
CAPÍTULO IV. ANÁLISIS DE RESULTADOS	51
4.1. HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS	51
4.2. ANÁLISIS DE CUMPLIMIENTO	53
4.3. ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN PROPUESTOS	59
4.4. EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	73
CONCLUSIONES	86
RECOMENDACIONES.....	88
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	89
ANEXO 1	93

ANEXO 2 94
ANEXO 3 95
ANEXO 4 96
ANEXO 5 97

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de las reservas de hidrocarburos	8
Tabla 2. Parámetros considerados para los campos	40
Tabla 3. Tabla tipo de perfiles de producción	41
Tabla 4. Precios base para el cálculo de las inversiones.....	43
Tabla 5. Condiciones del financiamiento	47
Tabla 6. Resumen de indicadores técnicos, Campo A	63
Tabla 7. Método de levantamiento artificial, BCP, Campo A	64
Tabla 8. Resumen de indicadores técnicos, Campo B	67
Tabla 9. Método de levantamiento artificial, BCP, Campo B	68
Tabla 10. Resumen de indicadores técnicos, BCP, Campo C	71
Tabla 11. Método de levantamiento artificial, Campo C.....	71
Tabla 12. Indicadores económicos, Campo A	77
Tabla 13. Indicadores económicos, Campo B	81
Tabla 14. Indicadores económicos, Campo C	84
Tabla 15. Flujo de caja libre, financiamiento	85

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Tipos de curvas de declinación.....	14
Figura 2. Faja Petrolífera del Orinoco	34
Figura 3. Metodología utilizada para la investigación	38
Figura 4. Hoja <i>Input</i>	45
Figura 5. Hoja Precios	46
Figura 6. Hoja Depreciación	47
Figura 7. Hoja Financiamiento	48
Figura 8. Flujo de caja libre.....	49
Figura 9. Hoja flujo de caja libre.....	50
Figura 10. Perfil histórico de producción, Campo A	52
Figura 11. Perfil histórico de producción, Campo B	53
Figura 12. Cumplimiento de producción de petróleo, PDNO, Campo A	54
Figura 13. Cumplimiento actividades de perforación, PDNO, Campo A	55
Figura 14. Cumplimiento de producción de petróleo, POA, Campo A	56
Figura 15. Cumplimiento de producción de gas, POA, Campo A	56
Figura 16. Cumplimiento de actividades de perforación, Campo A	57
Figura 17. Cumplimiento de producción de petróleo, PDNO, Campo B	58
Figura 18. Cumplimiento de producción de gas, PNO, Campo B	58
Figura 19. Perfiles de producción de petróleo, Campo A, escenario 1	60
Figura 20. Perfiles de producción de petróleo, Campo A, escenario 2	61
Figura 21. Actividades de perforación, Campo A, escenario 1	61
Figura 22. Actividades de perforación, Campo A, escenario 2	62
Figura 23. Perfiles de producción de petróleo, Campo B, escenario 1	65
Figura 24. Perfiles de producción de petróleo, Campo B, escenario 2	65
Figura 25. Actividades de perforación, Campo B, escenario 1	66
Figura 26. Actividades de perforación, Campo B, escenario 2	66
Figura 27. Perfiles de producción de petróleo, Campo C, escenario 1	69
Figura 28. Perfiles de producción de petróleo, Campo C, escenario 2	69

Figura 29. Actividades de perforación, Campo C, escenario 1	70
Figura 30. Actividades de perforación, Campo C, escenario 2	70
Figura 31. Perfil de producción, 20 días/pozo, Campo A	73
Figura 32. Actividades de perforación, 20 días/pozo, Campo A	73
Figura 33. Inversiones y gastos, Campo A, 120 MBD, 4 taladros	74
Figura 34. Inversiones y gastos, Campo A, 120 MBD, 6 taladros	74
Figura 35. Inversiones y gastos, Campo A, 120 MBD, 8 taladros	75
Figura 36. Inversiones y gastos, Campo A, 200 MBD, 6 taladros	75
Figura 37. Inversiones y gastos, Campo A, 200 MBD, 8 taladros	76
Figura 38. Inversiones y gastos, Campo B, 120 MBD, 4 taladros	78
Figura 39. Inversiones y gastos, Campo B, 120 MBD, 6 taladros	78
Figura 40. Inversiones y gastos, Campo B, 120 MBD, 8 taladros	79
Figura 41. Inversiones y gastos, Campo B, 200 MBD, 4 taladros	79
Figura 42. Inversiones y gastos, Campo B, 200 MBD, 6 taladros	80
Figura 43. Inversiones y gastos, Campo B, 200 MBD, 8 taladros	80
Figura 44. Inversiones y gastos, Campo C, 120 MBD, 4 taladros	82
Figura 45. Inversiones y gastos, Campo C, 120 MBD, 6 taladros	82
Figura 46. Inversiones y gastos, Campo C, 120 MBD, 8 taladros	83
Figura 47. Inversiones y gastos, Campo C, 200 MBD, 8 taladros	83
Figura 48. Inversiones y gastos, 20 días/pozo, Campo A	85

INTRODUCCIÓN

En Venezuela, el inicio de la industria petrolera se remonta a comienzos del siglo XX con la perforación del pozo Zumaque I en la población de Mene Grande, por medio del cual se descubrió la cuenca de Maracaibo, una de las más importantes del país. En el año 1936, por medio del pozo La Canoa-1 inicia la explotación de la Faja Petrolífera del Orinoco, actualmente considerada la reserva de petróleo más grande del mundo, que contiene alrededor del 74% de las reservas venezolanas que, para el año 2017 ascienden a 301 MMBIs, incluyendo crudos extrapesados ^[1].

Además de poseer grandes reservas de crudo, Venezuela cuenta con una ubicación geográfica privilegiada por sus accesos al Mar Caribe y al Océano Atlántico y por su cercanía al canal de Panamá, lo que facilita el acceso al Océano Pacífico. Estas características le proporcionan cierta ventaja al momento de comercializar sus recursos.

A pesar de tener estas facilidades, para poder extraer las reservas presentes, las Empresas Mixtas deben plantear planes de desarrollo en los que se contemplen los volúmenes estimados a drenar, las actividades que se llevarán a cabo para conseguirlo, así como las inversiones y gastos asociados a ellos, con el fin de evaluar si el proyecto es económicamente rentable.

Una vez iniciados estos proyectos, anualmente debe revisarse el cumplimiento de los mismos, con el fin de determinar las áreas que requieren mayor atención, así como los factores, si existen, que evitan la correcta ejecución del plan original, para poder buscar posibles soluciones.

El presente trabajo se centra en una Empresa Mixta a la cual le han sido asignados tres campos ubicados en la Faja Petrolífera del Orinoco con el fin de establecer los mejores escenarios de explotación para alcanzar una

producción óptima. Para esto es necesario contar con las características geológicas y de yacimientos de las áreas en estudio, así como con los históricos de producción y las actividades de los pozos. Con estos datos será posible evaluar las diferentes estrategias con su respectivo análisis económico para determinar el más efectivo.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la actualidad, alrededor del 80% de la energía consumida a nivel mundial proviene de combustibles fósiles, tomando en cuenta que el más usado de estos combustibles es el petróleo, este corresponde a la fuente de energía más importante de la sociedad, aumentando su consumo interanual en 1,2% entre el año 2005 y 2015, para alcanzar los 96.558 MBD en el 2015. Adicionalmente, su producción también ha aumentado exponencialmente en un 1,1% en el período antes mencionado [2].

Venezuela alcanzó en 2017 una producción de 2.174 MBD de crudo lo cual lo mantuvo entre los quince principales países productores a nivel mundial [1]. La producción petrolera venezolana estuvo a cargo de empresas privadas extranjeras hasta el año 2006, en el que se hizo la migración de convenios operativos a Empresas Mixtas, que son empresas donde más del 50% de las acciones están en manos del estado, en este caso, a través de la Corporación Venezolana del Petróleo (CVP) y con una participación accionaria de al menos 60%.

El caso en estudio corresponde a una Empresa Mixta encargada de la explotación de tres campos ubicados en la Faja Petrolífera del Orinoco. En ella, de acuerdo al análisis de cumplimiento, el volumen de crudo extraído al 2017 está por debajo en comparación al que fue establecido en el Plan de Negocios Original para ese año. Es por ello que se hace necesario evaluar las estrategias de explotación de estos campos para aumentar su producción, tomando en cuenta que debe garantizarse el manejo de la producción máxima en superficie con un criterio de mínima inversión.

1.1. OBJETIVOS

1.1.1. OBJETIVO GENERAL

Evaluar los planes de desarrollo de tres campos ubicados en la Faja Petrolífera del Orinoco a través de un análisis técnico-económico para establecer el mejor escenario de explotación.

1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar el histórico de producción de los campos.
- Evaluar el cumplimiento del plan de desarrollo original de las zonas en estudio hasta la fecha y estudiar las causas de sus diferencias.
- Establecer escenarios, a través del potencial de los campos, para la explotación del área.
- Realizar la evaluación económica mediante perfiles de inversiones y gastos para definir el mejor escenario.

1.2. ALCANCE

El presente Trabajo Especial de Grado se limitará al estudio de tres campos de crudo extrapesado, ubicados en dos bloques de la Faja Petrolífera del Orinoco, cuyo plan de desarrollo original comprende el período 2010-2034. Para cumplir este plan será necesario realizar un análisis técnico-económico que permita establecer los escenarios de explotación más factibles para el período 2018-2034, ocho años después de iniciado el plan original. Es importante mencionar que solo se tomará en cuenta la producción en frío de los campos en cuestión.

1.3. JUSTIFICACIÓN

La Faja Petrolífera del Orinoco cuenta con las mayores reservas de hidrocarburos en Venezuela, por lo que es un punto de vital importancia para el desarrollo de la economía nacional. Para poder drenar estas reservas es necesario, al momento de establecer los planes de desarrollo, que se tomen en cuenta diversos escenarios de explotación para garantizar, en la medida de lo posible, el cumplimiento de estos planes.

Para la Gerencia de Planificación, Desarrollo y Seguimiento de Negocios de CVP es de suma importancia evaluar el cumplimiento de los planes de desarrollo de las Empresas Mixtas para aplicar las correcciones necesarias y con esto asegurar que se alcancen las cuotas contractuales de las diferentes empresas.

Aunado a ello, una correcta ejecución de los planes de desarrollo permite generar confianza de los grandes inversionistas hacia la empresa, lo que conlleva a establecer procesos de negociación con países estratégicos en materia energética como Rusia, China, Bielorrusia, entre otros.

1.4. LIMITACIONES

- Por razones de confidencialidad y seguridad de la empresa, parte de la información no será publicada o será parcialmente modificada, particularmente los nombre de los pozos y campos.
- Los datos a utilizar para hacer el análisis serán suministrados por parte de la Gerencia Técnica de la empresa, lo cual implica cierta dependencia de la misma.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. ANTECEDENTES

Se realizó una revisión bibliográfica acerca de las investigaciones más importantes que preceden a este Trabajo Especial de Grado.

Álvarez, A. (2002) identificó los planes de explotación para el yacimiento C7 del área VLA-31, flanco oeste, Campo Lagomar, Estado Zulia. Para ello evaluó distintos escenarios, comparando a una misma escala la perforación de pozos horizontales y multilaterales para estimar la cantidad de hidrocarburos que se podrían recuperar adicionalmente al esquema de explotación actual del campo. Además, realizó la evaluación económica a cada uno de los escenarios propuestos. De este trabajo se concluyó que, la opción más rentable es añadir cuatro pozos multilaterales al esquema de explotación actual. Con este plan se logra una recuperación adicional de 66,4 MMBN adicionales, incrementando el factor de recobro del 22,1% a 34,84%.

Sánchez, F. (2006) realizó la planificación para el incremento de la producción de crudo con base a una caracterización estática de yacimientos en los Bloques "M" y "P" del Campo Onado para la base de recursos años 2006-2017. El objetivo principal de este trabajo es desarrollar la visión integral (geología, yacimientos, producción, infraestructura, economía) para obtener el mejor producto. Con la finalidad de maximizar las reservas recuperables y obtener el mayor valor presente neto del proyecto, se plantean actividades de reentradas, reacondicionamiento, estimulaciones, la perforación de ocho pozos de desarrollo, ubicando dos en el área "P" y seis en el área "M", además de tres pozos exploratorios en el alto estructural.

Álvarez, R. (2009) plasmó la propuesta de plan de desarrollo para un campo en la Faja Petrolífera del Orinoco. Para este trabajo, se propuso la estrategia de explotación, se estableció un diseño de pozo genérico, las unidades de superficie necesarias y el sistema de mejoramiento y oleoductos requeridos. Adicionalmente, se estimaron los costos asociados a las inversiones y gastos del proyecto. Finalmente, se determinó que la mejor estrategia para el agotamiento de las reservas de un yacimiento de crudos extra pesados en la Faja, consiste en agotar en dos fases el yacimiento: primero en frío y luego utilizando inyección de vapor. Por otra parte, se concluyó que un plan de desarrollo que esté basado en la construcción consecutiva y constante de macollas, podría ser considerado como una estrategia viable bajo condiciones de mercado más favorables. Es importante mencionar, que entre los factores que afectaron la economía se encuentran el régimen impositivo vigente, efectos del costo del barril en el mercado internacional y la inflación de costos del capital de las facilidades.

De Santis, S. (2014) identificó los escenarios de explotación para incrementar la producción de petróleo en el Yacimiento Post Eoceno Campo del Campo Cabimas. Para proponer los diferentes escenarios, se tomó en cuenta la capacidad de producción actual del yacimiento y se analizó los volúmenes cuantificados de reservas de hidrocarburos en el mismo. Una vez realizado el estudio se observó que, hasta finales del 2013 aún quedaban por recuperar un 24% de las reservas recuperables primarias. Los escenarios más prospectivos fueron A y C. Para el caso del escenario A, con los 121 pozos activos del yacimiento se pueden recuperar 6,48 millones de barriles de petróleo en el periodo 2014-2019, para un total de 377,2 MMBN de reservas producidas totales. Con respecto al escenario C, perforándose 42 nuevos pozos durante el periodo mencionado anteriormente, se podrán drenar 1,66 MMBN de petróleo, logrando una producción acumulada total de 372,38 MMBN de petróleo.

2.2. BASES TEÓRICAS

2.2.1. RESERVAS DE HIDROCARBUROS ^[3] ^[4], ^[5]

Es la fracción del volumen original de hidrocarburo, bien sea petróleo crudo, condensado gas natural o líquidos del gas natural que se anticipa se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas a partir de una fecha determinada.

2.2.1.1. CLASIFICACIÓN DE LAS RESERVAS

En Venezuela, las reservas se clasifican según la certidumbre de ocurrencia, las facilidades de producción o el método de recuperación como se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Clasificación de las reservas de hidrocarburos (MPPEP, 2005)

Criterio	Clasificación de las reservas
Certidumbre de ocurrencia	Probadas
	Probables
	Posibles
Facilidades de producción	Probadas desarrolladas
	Probadas no desarrolladas
Método de recuperación	Primarias
	Secundarias

De acuerdo a la certidumbre de ocurrencia las reservas pueden ser probadas, probables o posibles, siendo estas dos últimas también llamadas reservas no probadas. Las reservas probadas son los volúmenes que tienen una certeza razonable de ser recuperados de acumulaciones conocidas de acuerdo a la información geológica y de ingeniería disponible. Estas reservas a su vez se subdividen, de acuerdo a sus facilidades de producción, en desarrolladas y no desarrolladas. Las reservas probadas desarrolladas son los volúmenes que pueden ser recuperados del yacimiento a través de los pozos e instalaciones

disponibles, mientras que las no desarrolladas requieren de nuevos pozos e instalaciones o profundización de los pozos existentes para ser recuperadas.

Las reservas no probadas son volúmenes de hidrocarburos que, de acuerdo a la información geológica y de ingeniería disponible, tienen un menor grado de certeza en su recuperación que las reservas probadas. Este grado de certeza es menor para las reservas posibles comparadas con las probables.

Las reservas probadas son estimadas bajo las condiciones económicas, operacionales y regulaciones gubernamentales prevalecientes, mientras que, para las reservas probables y posibles, su recuperación está atada a tecnología y condiciones económicas futuras.

Por otra parte, de acuerdo al método de recuperación las reservas se clasifican en primarias y secundarias, siendo las primarias las reservas que pueden ser extraídas por la energía natural del yacimiento, mientras que las secundarias requieren de métodos de recuperación que aporten energía al yacimiento o contribuyan en el desplazamiento de los hidrocarburos.

2.2.1.2. MÉTODOS PARA EL CÁLCULO DE RESERVAS

Para el cálculo de las reservas es necesario tener disponible una estimación confiable del hidrocarburo original en sitio y además calcular el factor de recobro, que es la relación entre el volumen de hidrocarburos que se espera extraer hasta el momento de abandonar la explotación y el volumen de hidrocarburos original en sitio.

El volumen de hidrocarburos original en sitio puede ser estimado por diferentes métodos, dependiendo de la cantidad y la calidad de la información disponible y el grado de desarrollo de los yacimientos, estos métodos son:

- **MÉTODO VOLUMÉTRICO:** Utiliza un modelo geológico que geoméricamente describe el yacimiento y las propiedades de la roca y

los fluidos. Es el método oficial para el cálculo de las reservas en Venezuela. Con este se puede calcular petróleo, gas y condensado original en sitio.

- **BALANCE DE MATERIALES:** Es un método que requiere de datos de producción, histórico de presiones y análisis PVT de los fluidos del yacimiento para el cálculo del petróleo original en sitio.
- **CURVAS DE DECLINACIÓN:** Utiliza la historia de producción de un yacimiento para pronosticar el comportamiento futuro del mismo por medio de la extrapolación de las curvas tasa/tiempo. La integración de estas curvas es un procedimiento válido para la estimación de las reservas.
- **SIMULACIÓN NUMÉRICA:** Consiste en la utilización de modelos matemáticos para simular los procesos que tienen lugar en el medio poroso durante la producción del yacimiento. Requiere de buena información geológica y de los fluidos del yacimiento.

Cabe destacar, que el factor de recobro está asociado a las fuentes de energía disponibles, por lo que cada proceso resulta en un factor de recobro distinto. Para el cálculo de las reservas, generalmente, se suele estimar este valor coherente con las fuentes de energía.

2.2.2. DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN

La declinación de producción de un pozo o yacimiento depende de ciertas propiedades del yacimiento y del fluido tales como presión inicial, saturación, viscosidad y permeabilidad efectiva del petróleo. Estas propiedades varían con el tiempo y ocasionan una disminución de la tasa de producción de petróleo.

2.2.2.1. TIPOS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN

Existen dos tipos de declinación de producción (energética y mecánica), de acuerdo a los factores que la afecten. La sumatoria de declinación energética más la declinación mecánica indica la declinación total.

- **DECLINACIÓN ENERGÉTICA:** Este tipo de declinación se genera debido al agotamiento de energía del yacimiento y/o a la disminución de la permeabilidad relativa al petróleo y saturación de petróleo alrededor del pozo.
- **DECLINACIÓN MECÁNICA:** Esta declinación se produce cuando existe algún problema que afecta los métodos producción. Entre ellos: arenamiento, producción de asfáltenos, daños a la formación e incrementos de la producción de gas.

2.2.2.2. ANÁLISIS DE CURVAS DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN [4], [6]

El análisis de curvas de declinación es realizado a través de un método gráfico en el cual se estudian las tasas de petróleo y gas a través del tiempo cuando las condiciones operacionales de producción se mantienen constantes. El tipo de información a graficar para obtener las curvas pertinentes son tasa versus tiempo y tasa versus producción acumulada. Para obtener información futura en estas gráficas, basta con realizar una simple extrapolación de la curva.

Es importante mencionar que, con el análisis de curvas de declinación, se pueden estimar las reservas recuperables durante la vida productiva del pozo. Por otra parte, la tasa de declinación puede ser expresada de dos formas: nominal y efectiva.

La declinación nominal, es la declinación de la tasa de producción de petróleo por unidad de tiempo, expresada como una fracción de la tasa de producción.

Es una función continua y gráficamente se puede definir como la pendiente negativa de la curva que representa el logaritmo de la tasa de producción en función del tiempo (q_0 en función de t). La declinación nominal es expresada mediante la siguiente ecuación:

$$D = -\frac{d(\text{Ln}q)}{dt} = -\frac{\left(\frac{dq}{dt}\right)}{q} \quad (\text{Ec.1})$$

Donde:

- D: Tasa de declinación nominal, tiempo⁻¹.
- q: Tasa inicial de producción, BPD, BPM.
- t: Tiempo de producción, días, meses.

Por su parte, la declinación efectiva es la caída de producción de petróleo desde una tasa q_i hasta q_{i+1} en un período de tiempo igual a la unidad (1 mes o 1 año), dividido entre la tasa de producción al comienzo del período q_i , como se observa en la Ecuación 2. Es una fracción discreta y, por lo tanto, es el término más comúnmente utilizado debido a que presenta mayor correspondencia con la tasa de producción real registrada.

$$D_e = -\frac{q_i - q_1}{q_i} \quad (\text{Ec.2})$$

Donde:

- D_e : Tasa de declinación efectiva, adimensional.
- q_i : Tasa inicial de producción, BPD, BPM.
- q_1 : Tasa de producción al final del período considerado, BPD, BPM.

2.2.2.3. TIPOS DE CURVAS DE DECLINACIÓN

A su vez, existen tres tipos de curvas de declinación que son expresadas en relación del caudal en función del tiempo $q(t)$:

Donde:

- q : Caudal al tiempo t , BPD.
 - t : Tiempo, meses.
 - q_i : Caudal de producción inicial a $t=0$, BPD.
 - d : Tasa de declinación, 1/mes.
- **DECLINACIÓN EXPONENCIAL:** Es el tipo de declinación más utilizada. En ella la declinación de producción ocurre a un porcentaje constante, y matemáticamente se expresa de la siguiente forma:

$$q = q_i e^{-dt} \quad (\text{Ec.3})$$

- **DECLINACIÓN HIPERBÓLICA:** En esta se cumple que la tasa de declinación es proporcional a una potencia fraccional “ b ” positiva y que está en un rango de cero a uno. La ecuación que define este tipo de declinación es la siguiente:

$$q = q_i (1 + bd_i t)^{-1/b} \quad (\text{Ec.4})$$

- **DECLINACIÓN ARMÓNICA:** Es un caso particular de la declinación hiperbólica con $b=1$, por lo tanto, se obtiene que la tasa de declinación es proporcional a la tasa de producción y se denota matemáticamente como sigue:

$$q = q_i (1 + d_i t)^{-1} \quad (\text{Ec.5})$$

En la Figura 1, es posible observar los diferentes tipos de declinación de producción.

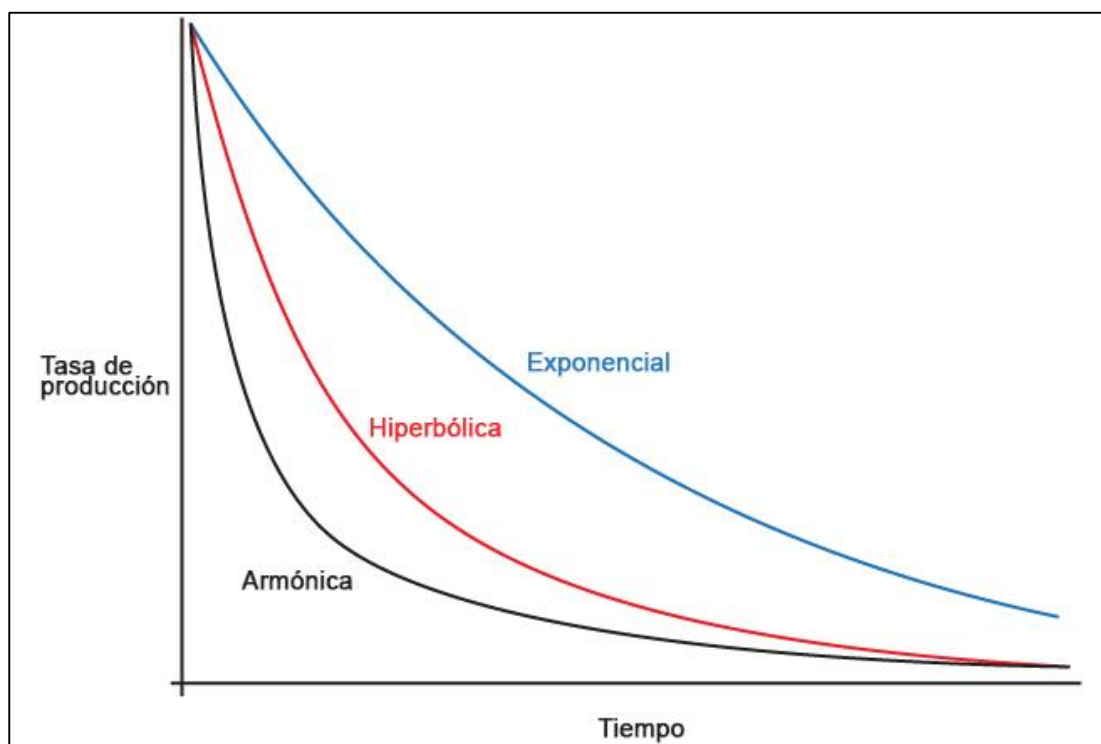


Figura 1. Tipos de curvas de declinación [6]

2.2.3. EMPRESAS MIXTAS [7], [8]

A partir de los años 1990, la apertura petrolera permitió la entrada al país de capitales extranjeros y nacionales en el negocio petrolero. Para esta época los precios del crudo apenas llegaban a 15 US\$ el barril, ante esta situación y a la baja producción de crudo, se hacía necesario grandes inversiones y nuevas tecnologías en el país. Con la intención de reactivar los campos inactivos, el Ejecutivo Nacional encomendó a Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) a trabajar en función de los Convenios de Servicio de Operación, los cuales permitieron la participación privada nacional y extranjera en las actividades en materia de hidrocarburos de conformidad con la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y Comercio de Hidrocarburos (LOREICH), bajo las siguientes modalidades: Asociaciones Estratégicas para proyectos integrados en la Faja Petrolífera del Orinoco; Convenios de Asociación para la Exploración a Riesgo de nuevas Áreas y Producción de Hidrocarburos bajo el

esquema de Ganancias compartidas; Convenios Operativos en Campos Marginales .

Los Convenios de Servicio de Operación, se realizaron entre La Contratista y la Filial PDVSA e implicaban la producción de crudo por parte de la empresa estatal, pero a riesgo y costo de La Contratista, sin que esta última tuviese derecho sobre los hidrocarburos ya que estos eran comercializados por la filial. Estos contratos tenían una duración a 20 años. Es importante mencionar, que los procesos de apertura traían inmersos una cuota de sacrificio fiscal, en opinión de administración tributaria ya que las contratistas petroleras en base a una tarifa de materia de impuesto sobre la renta de 34% y una regalía 16,67%. No obstante, se debe mencionar que no se tenía previsto realizar inversión alguna por parte de PDVSA en los campos seleccionados, considerando que estos no eran generadores de renta, lo que estaba previsto era que continuara la declinación natural del yacimiento hasta llegar a su límite económico.

Es por ello, que para el año 2005 se da fin a los convenios operativos para abrir paso al esquema de las Empresas Mixtas a partir del 2006, alternativa prevista en la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH), las cuales se encargarían de revertir los efectos negativos económicos, legales y políticos, generados por el antiguo esquema de negociación. En el proceso de migración de las contratistas a Empresas Mixtas se previó que el Estado alcanzaría como mínimo 51% de participación, de acuerdo con la LOH. De esta forma, no fue descartada la posibilidad de que la participación accionaria estatal llegara, en algunos casos a 60% o aún más, a la devolución a PDVSA del campo. Las Empresas Mixtas deben contar con la siguiente estructura: una junta directiva, con tres directores de PDVSA, dos directores de la empresa asociada y distintos gerentes y algunos puestos estratégicos reservados tanto para PDVSA como a los socios. Serán organizaciones totalmente autónomas que declararán sus ganancias a los accionistas y que deberán pagar como mínimo

y en cada año fiscal una tarifa de 50% de los ingresos brutos en el Impuesto Sobre la Renta (ISLR) y regalías del 30%.

2.2.4. CATEGORÍAS DE POZOS ^[9]

Según normativas internas de PDVSA, los pozos pueden ser clasificados de acuerdo a su estado de producción, como se detalla a continuación:

- **CATEGORÍA 1 (ESTADOS DE POZOS ACTIVOS):** Son aquellos pozos que producen de forma natural o con algún método de producción secundaria.
- **CATEGORÍA 2 (ESTADOS DE POZOS INACTIVOS CAPACES DE PRODUCIR INMEDIATAMENTE):** Son los pozos que están inactivos por cortos períodos de tiempo pero que son capaces de producir en cualquier momento. Algunos de estos casos son aquellos que están esperando instalaciones de superficie o inicio de flujo, cerrado temporalmente por estudio de yacimiento, entre otros.
- **CATEGORÍA 3 (ESTADOS DE POZOS INACTIVOS NO CAPACES DE PRODUCIR INMEDIATAMENTE):** Son los pozos que están inactivos por períodos de tiempo más largos y que no son capaces de producir en este tiempo. Ejemplos de ellos son los siguientes: aquellos que están esperando levantamiento artificial, cerrado por investigación, cerrado por alta RAP (Relación Agua- Petróleo), esperando instalación se subsuelo, entre otros.
- **CATEGORÍA 5 (ESTADOS DE POZOS NO ECONÓMICOS ACTUALMENTE):** Son aquellos pozos que no son económicamente rentables, entre ellos: los pozos esperando abandono y alta RAP antieconómico.
- **CATEGORÍA 6 (ESTADOS DE POZOS DE ALIVIO DE GAS SUPERFICIAL):** Son aquellos que se utilizan para el alivio de gas en la superficie, de los pozos que presentan gas asociado a petróleo.

- **CATEGORÍA 7 (ESTADOS DE POZOS DE GAS):** Son aquellos pozos que solo producen gas y están cerrados.
- **CATEGORÍA 8 (ESTADOS DE POZOS DE INYECCIÓN):** Son pozos utilizados para la inyección de petróleo, agua o gas.
- **CATEGORÍA 9 (ESTADO DE POZOS ABANDONADOS):** Son los pozos abandonados por razones económicas o de yacimiento, con o sin tubería de revestimiento, devuelto abandonado, entre otros.

2.2.5. REPARACIONES DE POZOS ^[10]

Las reparaciones son trabajos de rehabilitación de pozos que están asociados con la corrección de problemas de naturaleza mecánica y con aquellos que, sin ser mecánicos, no modifican las condiciones del yacimiento.

2.2.6. REACONDICIONAMIENTO DE POZOS ^[10]

El reacondicionamiento se refiere a todos los trabajos efectuados en un pozo que involucran actividades en la zona productora después de su completación original. Algunos requieren el empleo de taladros o gabarras y otros solo equipos especiales como tubería continua. También hay trabajos que se pueden realizar con equipos normales de guaya fina.

2.2.7. PLAN DE EXPLOTACIÓN ^[11]

Un plan de explotación contiene todos los elementos requeridos para el desarrollo del yacimiento, desde el número óptimo de puntos de drenaje, así como el diseño de los pozos a perforar y los costos asociados a la construcción de los mismos, además de las inversiones asociadas a las instalaciones requeridas para su producción, transporte, recolección y almacenamiento en el destino final seleccionado dentro del análisis de opciones hechos en las diferentes etapas del proceso.

En la medida en que se disponga de información real obtenida de los pozos por medio de las pruebas de presión y del análisis continuo de fluidos, las simulaciones se convierten en predicciones y pasan a ser un mecanismo de optimización de la explotación del yacimiento y un elemento fundamental para establecer la estrategia de explotación del yacimiento.

Otro elemento de la estrategia, lo representa la creación de escenarios para determinar la mejor viabilidad del plan de explotación, tomando en cuenta los riesgos y las incertidumbres que se puedan presentar, a fin de seleccionar aquel escenario que minimice estos elementos para, finalmente, someterlo al análisis económico y así determinar la dimensión de creación de valor del escenario seleccionado, que pasa a convertirse en el plan de explotación a proponerse para el yacimiento.

2.2.8. MÉTODOS DE RECUPERACIÓN ^[12]

La extracción o recuperación de petróleo puede realizarse a través de los siguientes métodos:

RECUPERACIÓN PRIMARIA: Es cuando el yacimiento tiene suficiente energía natural para facilitar la salida del petróleo hacia el pozo. Entre los métodos de recuperación primaria se encuentran: empuje por agua, empuje por gas en solución, expansión de la roca y fluido, empuje por capa de gas y drenaje por gravedad. Además, se encuentran las siguientes técnicas no convencionales de recuperación primaria: *CHOPS (Cold Heavy Oil Production with Sand)*, la cual consiste en producir la arena de formación conjuntamente con el petróleo extra-pesado, usando una bomba de cavidad progresiva (BCP) como equipo de levantamiento; *CP (Cold Production)*, que se define como la producción no térmica de petróleo pesado sin arena y *PPT (Pressure Pulse Technology)*, la cual busca incrementar la recuperación de crudo por medio de la compactación de las arenas a través de ondas sónicas.

RECUPERACIÓN SECUNDARIA: En este escenario de producción la energía de del yacimiento es baja o no es suficiente para producir de forma natural, por lo cual es necesario inyectar gas o agua para mantener la presión.

RECUPERACIÓN TERCIARIA: También denominada como recuperación mejorada, son procesos aplicados para modificar las propiedades físicas y/o químicas del yacimiento o fluidos. A su vez, estos procesos pueden ser clasificados en: métodos térmicos y no térmicos.

- **MÉTODOS TÉRMICOS:** Consiste en la introducción de calor en el yacimiento para reducir la viscosidad del petróleo. Entre ellos se encuentran: Drenaje por Gravedad Asistido por Vapor, Inyección Alterna de Vapor, Inyección Continua de Vapor, Combustión, Calentamiento Eléctrico.
- **MÉTODOS NO TÉRMICOS:** En estos métodos no se aplica calor al yacimiento. Se clasifican en métodos químicos e inyección de gases. Entre los primeros se encuentran: inyección de surfactantes, álcali y polímeros; mientras que en la inyección de gases destacan: inyección de nitrógeno, hidrocarburo miscible y dióxido de carbono.

2.2.9. SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ^[13]

Con el tiempo, la presión original de los yacimientos va disminuyendo y esta no es suficiente para transportar los fluidos hasta el pozo y de allí a superficie. Para compensar la falta de energía natural, los operadores equipan los pozos con sistemas de levantamiento artificial y para ello los ingenieros deben tomar en cuenta diversos parámetros, incluyendo características del yacimiento, propiedades de producción, tipos de fluidos y condiciones operacionales. Además, deben considerar el retorno potencial de su inversión. Los sistemas de levantamiento artificial son desplegados principalmente para prolongar la vida productiva de los pozos. Pero estos sistemas también pueden contribuir

a acortar el tiempo existente entre la primera producción y el abandono. Por ejemplo, los operadores pueden obtener ventajas económicas a través de la aceleración de las tasas de recuperación, proceso que permite drenar más rápido el yacimiento, lo que se traduce en ahorros de erogaciones en situaciones caracterizadas por costos de operación elevados.

Los sistemas de levantamiento artificial, utilizan una diversidad de principios de operación, los cuales se describen a continuación:

- **BOMBAS ELÉCTRICAS SUMERGIBLES (BES):** Estas bombas comprenden una serie de etapas contenidas en una cubierta de protección. Un motor eléctrico sumergible que acciona la bomba se despliega en el extremo inferior de la tubería de producción, se conecta a los controles de superficie y a la fuente de energía eléctrica mediante un cable armado sujeto a la parte externa de la tubería. Los sistemas de BES modernos pueden levantar fluidos con altas relaciones gas-petróleo (RGP), pueden ser diseñados utilizando materiales y configuraciones capaces de tolerar fluidos corrosivos.
- **BOMBAS DE BALANCÍN:** Este sistema se compone de un impulsor principal, una bomba de balancín, una sarta de varillas de bombeo y dos válvulas. El impulsor principal accionado eléctricamente o por gas hace girar una manivela, lo que produce el movimiento alternativo de un balancín. El movimiento ascendente y descendente que resulta, levanta y baja una sarta de varillas sujeta a uno de los extremos del balancín. El movimiento de la sarta de varillas abre y cierra las válvulas de esfera móvil y fija para captar el fluido o permitir que fluya hacia el interior del pozo. Las bombas de balancín son recomendadas para manejar tasas de producción menores a 200 BPD, temperaturas de 100 a 500°F y crudos con gravedad API mayor a 8°.

- **BOMBAS DE CAVIDAD PROGRESIVA (BCP):** Consiste en un rotor emplazado dentro de un estator. El rotor es un tornillo que posee roscas redondeadas profundas y un paso (la distancia que existe entre los extremos superiores de las roscas) extremadamente largo. El estator posee un paso más largo y una rosca más que el rotor. Cuando el rotor gira dentro del estator, las diferencias de pasos y roscas generan una cavidad en el cilindro de la bomba que se llena con el fluido de la formación. El rotor gira por medio de una sarta de varillas conectada a un motor en la superficie o por medio de un motor eléctrico colocado en el fondo del pozo en la bomba que desplaza el fluido hacia la superficie. Entre las ventajas de utilizar este sistema se encuentran: alta eficiencia (55 a 70%), puede manejar alta producción de arena y sólidos al igual que altos porcentaje de gas libre. Por otro lado, las BCP también poseen ciertas limitaciones: máxima tasa de producción de 2000 BPD, temperaturas menores a 212°F o 350°F en el caso de utilizar un elastómero especial y manejo de crudos con gravedad API menor a 25°. Es importante mencionar, que el sistema presenta cierta sensibilidad ya que el elastómero del estator puede hincharse o deteriorarse al exponerse a ciertos fluidos, incluidos los fluidos de tratamiento de pozos.
- **ÉMBOLOS:** Consta de un pistón, o émbolo, que exhibe solo un huelgo pequeño a través de la tubería de producción y puede ser lanzado hacia el fondo del pozo. Estos sistemas son utilizados principalmente en pozos con una alta relación gas petróleo para extraer los fluidos del pozo a fin de permitir la recuperación del gas. Una válvula en la superficie se cierra, lo que hace que la presión natural del yacimiento se incremente en el espacio anular existente entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción. A un nivel de presión prefijado, la válvula en la superficie se abre y la presión proveniente del espacio

anular ingresa en la tubería de producción y cuando llega a la superficie el embolo ingresa en el lubricador, una sección corta de tubería que se extiende por encima del cabezal del pozo. Como el émbolo ya no se encuentra en el trayecto del flujo, el gas que proporcionó la energía de levantamiento puede pasar por debajo de éste y a lo largo de la línea de flujo. Cuando la presión existente en el cabezal del pozo cae hasta un nivel predeterminado, la válvula de superficie se cierra, el émbolo cae desde el lubricador hasta el fondo del pozo, y el ciclo se reitera.

- **BOMBAS HIDRÁULICAS:** Consiste en bombear un fluido de potencial desde la superficie hasta una bomba en el subsuelo a través de la tubería de producción. Las bombas del subsuelo, que pueden ser de chorro, pistones alternativos o turbinas rotativas, fuerzan a los fluidos de la formación y el fluido de potencia hacia la superficie a través de una segunda sarta de tubería. Los sistemas de bombeo hidráulico ofrecen dos ventajas: como la bomba del subsuelo flota libremente, puede hacerse circular fuera del pozo para su reparación con bajo costo de intervención. Y el fluido de potencia, que en general es aceite refinado, se mezcla con el fluido producido; la columna de fluido resultante ejerce una presión hidrostática más leve que la que ejerce el fluido de formación solamente, reduce la resistencia al flujo y alivia el trabajo requerido de la bomba de donde de pozo. En consecuencia, las bombas hidráulicas se escogen con frecuencia para ser utilizadas en operaciones con petróleo pesado.
- **LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS:** Estos sistemas consisten en una serie de válvulas instaladas a diversas profundidades a lo largo de la sarta de tubería de producción, que se abren en respuesta a la presión que ejerce sobre ellas la columna de fluido ascendente. Cuando la válvula se abre, el gas inyectado se mezcla con la columna del fluido y la aligera, reduciendo la presión hidrostática y, por ende, la presión de

fondo de pozo. La presión hidrostática más baja reduce la presión diferencial y permite que el fluido de formación ingrese al pozo. Los sistemas de levantamiento artificial por gas utilizan un proceso de inyección continua de gas con una tasa que asegura un flujo constante de fluidos a la superficie. No obstante, si las presiones diferenciales son insuficientes, pueden implementarse esquemas de inyección intermitentes que utilizan válvulas de levantamiento artificial por gas para dar tiempo a los fluidos de la formación para que ingresen en el pozo; luego, el gas lleva los tapones de fluido a la superficie.

2.2.10. EVALUACIÓN ECONÓMICA [14], [15], [16]

La evaluación económica tiene como objetivo identificar las ventajas y desventajas asociadas a la inversión de un proyecto antes de la implementación del mismo. Es un método de análisis útil para adoptar decisiones racionales ante diferentes alternativas. Una evaluación económica, está basada en un modelo matemático que considera las variables que intervienen en el proceso de negocio y que se resumen en ingresos, costos y gastos; cada una de ellas detallada y enmarcada en las condiciones contractuales, fiscales, económicas, sociales y riesgos inherentes al tipo de actividad y la región donde se ejecuta el negocio.

FLUJO DE CAJA: Todo proceso de inversión genera un flujo de caja, también llamado flujo de efectivo, lo cual no es más que la cantidad de dinero que va a ingresar y egresar de las arcas del inversionista, llámese empresa productora, de servicios, de comercio, etc. Como consecuencia de la inversión bajo consideración el flujo de caja puede ser determinado para cualquier período: semana, mes, año, entre otros.

Se determina con los ingresos y egresos que genere la propuesta durante el horizonte económico establecido. La estimación de flujo de efectivo constituye la primera fase de evaluación. La buena calidad de las estimaciones y el mayor

conocimiento respecto a las variables a ser consideradas, inciden en la obtención de resultados más reales.

Por lo tanto, el flujo de caja neto estará representado por la diferencia entre los ingresos y los egresos:

$$\text{Flujo de caja} = \text{Flujo de ingresos} - \text{Flujo de egresos} \quad (\text{Ec.6})$$

El flujo de ingresos lo componen todas aquellas entradas líquidas generadas por el proyecto, representadas por las ventas de producción, servicios, etc.

De manera similar el flujo de egresos lo componen todas aquellas salidas líquidas (pagos) que se requieren para la ejecución del proyecto. En la industria petrolera, este se compone principalmente por la inversión, los costos de personal, los costos por mantenimiento y operación, los impuestos, las regalías, el capital de trabajo, entre otros.

A los efectos de la evaluación financiera de proyectos se consideran, generalmente, los flujos anuales relativos a las inversiones, como si estas tuvieran lugar al principio del período, y al final del período para el caso de los ingresos y otros egresos. Esta consideración, si bien no representa con exactitud la realidad operativa del negocio día a día, es compensada por la simplificación de los cálculos y las estimaciones, con un grado de desviación aceptable, lo cual se conoce como descontar discretamente, aun cuando existen empresas que utilizan el método de descuento continuo.

COSTOS DE INVERSIÓN: Los costos de inversión capitalizables, son conocidos como *CAPEX* (*Capital Expenditures*), por sus siglas en inglés, y son los desembolsos de dinero requeridos para la adquisición de bienes de capital necesarios para poner en funcionamiento el proyecto.

El monto acordado para el *CAPEX*, es utilizado para adquirir o mejorar recursos en un período. Se espera tener beneficios a mediano o largo plazo

de estos recursos. Los activos se capitalizan en el instante en que los mismos forman parte del proceso productivo de la empresa.

COSTOS DE PRODUCCIÓN: Los costos de producción o de operación *OPEX* por sus siglas en inglés (*Operational Expenditure*), son los desembolsos de efectivo necesarios para establecer las labores de operación y mantenimiento de instalaciones de producción. El personal que labora en el proceso de producción, costos de mantenimiento de instalaciones o equipos, además de la estructura administrativa de la empresa conforman los costos de producción. Los recursos implicados en el *OPEX*, se consumen en un período de tiempo muy corto.

INGRESOS BRUTOS: Son los ingresos totales antes de impuestos, créditos y deducciones.

HORIZONTE ECONÓMICO DEL PROYECTO: El período de tiempo fijado para calcular los flujos de caja de una propuesta de inversión es el horizonte económico de un proyecto. Se incluyen el período de inversiones y operaciones; a su vez deben considerarse aspectos como el tipo de proyecto, duración del mismo, tiempo de vida útil de sus activos, condiciones políticas, económicas y sociales del país.

DEPRECIACIÓN: Es un cálculo que permite distribuir el uso de un activo a través del tiempo y considerarlo a los efectos del cálculo del impuesto sobre la renta. Al utilizar un activo, con el tiempo se hace necesario reemplazarlo, por lo cual ese activo tendrá una vida útil, la cual es diferente en cada activo y depende de la naturaleza del mismo. Los métodos de depreciación más utilizados en la industria petrolera son depreciación por línea recta y depreciación por unidad de producción.

- **DEPRECIACIÓN POR LÍNEA RECTA:** Se aplica a todos los activos cuya vida útil se asocia a un período determinado. La depreciación para

este caso será el costo del equipo entre su vida útil, como indica la siguiente formula:

$$D_t = \sum_{t=1}^t \frac{I}{VU} \quad (\text{Ec.7})$$

Donde:

- D_t : Depreciación del año t, US\$.
- t: Año dentro del periodo de la vida útil
- I: Monto de inversión del activo, US\$.
- VU: Vida útil del activo a depreciar, años.
- **DEPRECIACIÓN POR UNIDAD DE PRODUCCIÓN (UOP)**: Se aplica a todos los activos cuya vida útil se asocia a una cantidad total de producción. La fórmula para el cálculo de la depreciación anual es la siguiente:

$$D_t = P_t = \frac{I}{\sum_{t=0}^t P_t} \quad (\text{Ec.8})$$

Donde:

- D_t : Depreciación del año t, US\$.
- P_t : Producción total del año t, BPD.
- I: Inversión, US\$.
- $\sum_{t=0}^t P_t$: Producción total del pozo durante su vida útil, BPD.

2.2.10.1. PREMISAS FISCALES ^{[16], [17], [18], [19], [20], [21], [22]}

En materia fiscal, un proyecto debe cumplir con la Ley Orgánica de Hidrocarburos y demás leyes, reglamentos y normas aplicables.

LEY ORGÁNICA DE HIDROCARBUROS: Es su artículo 48, detalla los impuestos que se describen a continuación:

- **IMPUESTO DE EXTRACCIÓN:** Representa un tercio (1/3) del valor de los hidrocarburos líquidos extraídos de cualquier yacimiento menos el valor correspondiente a la regalía de crudo, el cual será pagado mensualmente por la empresa operadora que extraiga dichos hidrocarburos, y calculado hasta un límite máximo de 80 US\$ por barril.
- **REGALÍA DE CRUDO:** Por otra parte, el artículo 44 de esta Ley establece la obligación a pagar al Estado Venezolano una regalía del treinta por ciento (30%) de los volúmenes de hidrocarburos extraídos de cualquier yacimiento, calculado hasta un límite máximo de 80 US\$/Bbl. Si se demuestra que un yacimiento maduro o de petróleo extrapesado de la Faja Petrolífera del Orinoco, no es económicamente rentable con la regalía del 30%, la misma podrá ser bajada a 20%.

IMPUESTO SOBRE LA RENTA (ISLR): La Ley de Impuesto Sobre la Renta en Venezuela, señala que todas aquellas Empresas que se dediquen a la explotación de hidrocarburos y de actividades conexas, estarán sujetos al impuesto de 50% sobre los enriquecimientos obtenidos.

CONTRIBUCIÓN CIENCIA Y TECNOLOGÍA: De acuerdo a la Ley Orgánica de Ciencia y Tecnología, la empresa debe aportar anualmente un 0,5% de sus ingresos brutos obtenidos en el ejercicio económico inmediatamente anterior.

CONTRIBUCIÓN ESPECIAL ANTIDROGAS: La Ley Orgánica Contra el Tráfico Ilícito y el Consumo de Sustancias Estupefacientes y Psicotrópicas establece que aquellas empresas que superen 50 trabajadores, destinarán el 1% de su ganancia neta anual al Fondo Nacional Antidrogas.

CONTRIBUCIÓN ESPECIAL DEL DEPORTE: La Ley Orgánica de Deporte, Actividad Física y Educación Física, publicada en la Gaceta Oficial N° 39.741

de fecha 23 de agosto de 2011, en su artículo 68 establece que las empresas aportaran el 1% sobre la utilidad neta o ganancia contable anual, cuando ésta supere las veinte mil unidades tributarias (20.000 U.T.).

VENTAJA ESPECIAL (IMPUESTO SOMBRA): En la Gaceta Oficial N° 39.404 de fecha 06 de abril de 2010, se establece el pago de un impuesto Sombra, equivalente a la diferencia si la hubiere entre el 50% del valor de los hidrocarburos extraídos y la suma de los pagos efectuados por la empresa mixta por concepto de impuestos, contribuciones especiales y regalías, incluyendo el impuesto sobre la renta y otras ventajas especiales que sean pagadas al Estado Venezolano.

CONTRIBUCIÓN ESPECIAL SOBRE PRECIOS EXTRAORDINARIOS Y EXORBITANTES: Durante el año 2013 se establecieron modificaciones de la base imponible de la contribución especial por precios extraordinarios, indicando que es la diferencia entre el promedio mensual de las cotizaciones internacionales de la cesta de hidrocarburos líquidos venezolanos cuando sean mayores al precio por barril establecido en la Ley Anual de Presupuesto del respectivo ejercicio económico financiero, hasta los ochenta dólares estadounidenses por barril (80 US\$/Bbl), con una alícuota de veinte por ciento (20%). Por otro lado, para la contribución especial sobre precios exorbitantes, se tiene que las bases imponibles son aquéllas cuyo promedio mensual de las cotizaciones internacionales de la cesta de hidrocarburos líquidos venezolanos sea mayor a ochenta dólares por barril (80 US\$/Bbl).

Además, se establecen ciertos intervalos que indican la existencia de varias bases imponibles, que estarán sujetas a distintas alícuotas, como se indica a continuación:

1. Cuando los precios exorbitantes se ubiquen entre los ochenta dólares por barril (80 US\$/Bbl) y noventa dólares por barril (90 US\$/Bbl), se

aplicará una alícuota equivalente al ochenta por ciento (80%), sobre la diferencia entre ambos precios.

2. Cuando los precios exorbitantes sean mayores o iguales a noventa dólares por barril (90 US\$/Bbl) e inferiores a cien dólares por barril (100 US\$/Bbl), se aplicará una alícuota equivalente al noventa por ciento (90%), sobre la diferencia entre ambos precios.
3. Cuando los precios exorbitantes sean mayores o iguales a cien dólares por barril (100 US\$/Bbl), se aplicará una alícuota equivalente al noventa y cinco por ciento (95%), sobre la diferencia entre ambos precios.

No obstante, el artículo 12 de la Ley establece la exención del pago cuando se trate de Empresas Mixtas que vendan hidrocarburos líquidos, tanto naturales como mejorados y productos derivados, como consecuencia de la ejecución de proyectos relacionados a nuevos desarrollos de yacimientos y aquéllos que incrementen la producción de los planes de explotación ya aprobados por el Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y Minería, mientras no hayan recuperado la totalidad de su inversión en los mismos.

FINANCIAMIENTO ^[23]: Es el conjunto de recursos monetarios financieros requeridos para llevar a cabo una actividad económica determinada. Está compuesto por los recursos propios, y complementado con recursos de tercero recibidos en préstamo u otras modalidades. Existen diferentes tipos de financiamientos, sin embargo, en este Trabajo Especial de Grado se hará énfasis en el financiamiento bancario.

- **FINANCIAMIENTO BANCARIO:** Son los créditos concedidos por el sistema bancario a las empresas, así como valores emitidos por empresas privadas, sector público y Banco Central adquiridos por el sistema bancario.

2.2.10.2. INDICADORES ECONÓMICOS [24]

TASA DE DESCUENTO: Independientemente de la inflación, el dinero tiene un valor en el tiempo o, en otras palabras, el capital tiene un valor o costo que se representa a través de una tasa de interés. La tasa que representa el valor al cual un inversionista está dispuesto a arriesgar su capital se conoce como tasa de descuento, siendo uno de sus componentes el costo de oportunidad. Es universalmente llamada tasa de descuento, y algunas veces denominada “uso alternativo del dinero”, factor que deriva de su uso en el presupuesto, o el rendimiento de una tasa marginal, siendo la tasa de retorno sobre la ganancia de la inversión.

La industria petrolera utiliza una tasa de descuento que, además de considerar el costo de capital, cubre el riesgo promedio que puedan generar propuestas de diferente índole, así como una cuota de participación para las propuestas que no generan ingresos.

Algunas empresas asignan valor a cada tipo de riesgo (económico, geológico, político, y otros definidos), para derivar la tasa de descuento y emplearla para una propuesta determinada. Aunque este planteamiento para derivar la tasa de descuento tiene méritos es más complicado su uso y el criterio de decisión es extremadamente dependiente de las suposiciones subjetivas hechas en la derivación de la tasa de descuento.

VALOR PRESENTE NETO: El valor presente neto (VPN) es uno de los criterios de comparación más comúnmente empleados en las empresas, además, es el criterio más acorde al objetivo general de todo directivo, la maximización del valor de la empresa por el accionista, puesto que indica exactamente cuánto aumentará de valor la empresa si realiza la propuesta que se está valorando. El valor presente neto mide el capital creado a la compañía a una tasa de descuento determinada.

Conceptualmente el “Valor presente neto” corresponde al valor actual de los flujos de efectivo neto (ingresos-egresos) determinados para una propuesta conforme a su horizonte económico. Otra forma de expresarlo, es el valor actual de todos los rendimientos futuros esperados, es decir, la suma de todos los flujos anuales descontados al año base.

Como un indicador de decisión económica el VPN reconoce el valor del dinero en el tiempo y aplica la misma ponderación a todos los ingresos futuros. Para calcular el valor presente o valor actualizado de flujo de efectivo como también es conocido, éste se descuenta a una tasa de interés dada (tasa de descuento), la sumatoria de los flujos de efectivo descontados, que estructuran la propuesta, constituyen el valor presente neto.

Matemáticamente, el valor presente neto de una serie de flujos se expresa a través de la siguiente fórmula:

$$VPN = C_0 + \frac{C_1}{(1+r)} + \frac{C_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{C_n}{(1+r)^n} \quad (\text{Ec.9})$$

O en forma compacta usando sumatoria:

$$VPN = \sum_{t=1}^{t=n} \frac{C_t}{(1+r)^t} \quad (\text{Ec.10})$$

Donde:

- C_t : Flujo neto de efectivo esperado en el período t , US\$.
- r : Costo de capital de la propuesta, US\$.

Los flujos de salida (egresos) de efectivo se tratan como flujo de efectivo negativo, mientras que los ingresos poseen signo positivo.

Criterios de decisión económica del indicador valor presente neto para aceptar una propuesta:

- Si el resultado del VPN es cero significa que los flujos de efectivo de la propuesta son justamente suficientes para reembolsar (recuperar) el capital invertido y para proporcionar la tasa requerida de rendimiento sobre ese capital, se dice que la propuesta es indiferente.
- Si el resultado del VPN es positivo significa que la propuesta satisface desde un punto de vista económico las exigencias requeridas, entonces está generando más efectivo del que necesita para recuperar su deuda y generar el rendimiento propuesto por los accionistas, este exceso de efectivo se acumulará para los accionistas de la empresa, por lo tanto, si una empresa toma un proyecto con un VPN positivo, la posición de los accionistas se verá mejorada y el proyecto debería ser aceptado.
- Si el resultado del VPN es negativo, significa que los flujos de efectivo descontados a la tasa establecida son insuficientes para recuperar la inversión en el horizonte económico correspondiente. En este caso, la decisión estrictamente económica debe ser “no invertir”.
- Si los proyectos son mutuamente excluyentes, aquel que tenga el VPN más alto deberá ser elegido, siempre y cuando el VPN sea positivo. Cuando dos propuestas tengan un VPN negativo y son obligatorias se escoge la que genere menos pérdidas a los accionistas.

TASA INTERNA DE RETORNO: Se denomina tasa interna de retorno (generalmente conocida por su acrónimo TIR) a la tasa de rendimiento que iguala el valor presente de un flujo de ingresos con el valor presente de un flujo de egresos.

La TIR representa el interés compuesto al cual se reinvierten los excedentes de tesorería de una propuesta, independientemente del costo de capital de la

empresa. A este indicador se le conoce también como eficiencia marginal de la inversión, la TIR es un indicador dinámico relativo.

La TIR se utiliza cuando se desea obtener una indicación porcentual del rendimiento financiero durante la vida de una propuesta que permita compararlo con el rendimiento de otras propuestas o instrumentos financieros.

Partiendo del enfoque del valor presente neto y utilizando la ecuación 11, que se emplea para el cálculo del VPN y, además, sustituyendo la tasa de descuento r por la tasa interna de retorno se obtiene:

$$0 = C_0 + \frac{C_1}{(1 + TIR)} + \frac{C_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{C_n}{(1 + TIR)^n} \quad (\text{Ec.11})$$

Donde:

- C_n : Flujo neto de efectivo esperado en el período n , US\$.
- TIR: Tasa interna de retorno, porcentaje.

Para que una propuesta pueda considerarse atractiva utilizando el indicador TIR, el resultado de este indicador debe superar la tasa mínima de rendimiento que exige la empresa para la propuesta.

TIEMPO DE PAGO DINÁMICO (TPD): En inglés *Payback*, es un índice que calcula el período de tiempo en el cual se paga la inversión inicial, utilizando los flujos de caja descontados.

2.3. GENERALIDADES DEL ÁREA EN ESTUDIO

2.3.1. FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO ^[25]

La Faja Petrolífera del Orinoco se encuentra ubicada en la Costa Oriental de Venezuela, entre los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, abarcando un área de 70.000 km². Geográficamente, se le ha dado el nombre de Orinoco, debido a que en la parte sur limita con este río. Como se puede

observar en la Figura 2, está conformada por cuatro áreas de producción: Boyacá (antiguamente Machete), Junín (Zuata), Ayacucho (Hamaca) y Carabobo (Cerro Negro). El área de explotación actual es de 11.593 km². Cabe destacar que la Faja posee gran importancia debido a la gran cantidad de reservas de hidrocarburos pesados y extrapesados presentes y a su ubicación geográfica.

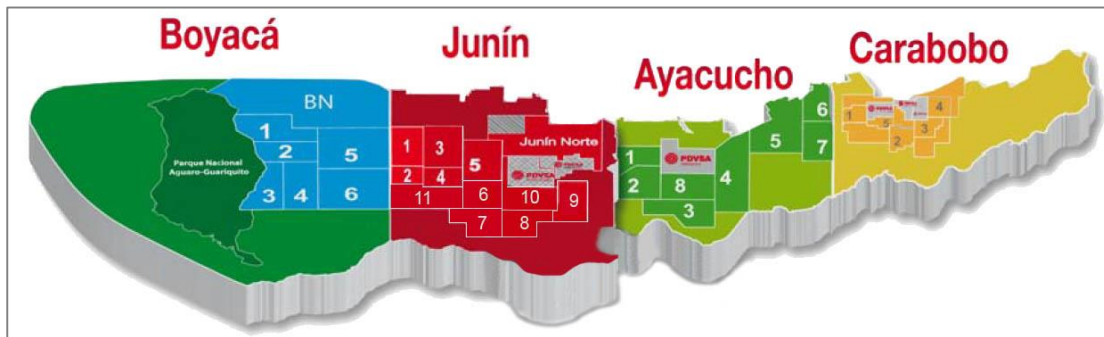


Figura 2. Faja Petrolífera del Orinoco [24]

Los yacimientos de la Faja están conformados por arenas no consolidadas de alta porosidad (30%) y alta permeabilidad (10 a 20 Darcys), que se encuentran a profundidades someras. La gravedad API de la zona varía dependiendo del área perforada entre 6° y 12° API.

2.3.2. CAMPOS

La empresa petrolera en estudio realiza sus actividades de explotación en tres campos ubicados en la Faja Petrolífera del Orinoco: Campo A, Campo B y Campo C, nombrados así por políticas de confidencialidad de la empresa.

El Campo A, se encuentra ubicado al sur de los Estados Guárico y Anzoátegui, contando con una superficie de 447,86 km². Está conformado por las siguientes unidades sedimentarias: Unidad Sedimentaria I, la cual es equivalente a la Formación Merecure de edad Oligoceno; Unidad Sedimentaria II, equivalente con el intervalo de Arenas Basales en su parte inferior; Unidad Sedimentaria III, la cual corresponde a la parte superior del intervalo de Arenas

Basales; Unidad Sedimentaria IV, equivalente a la parte inferior del intervalo Mioceno Temprano, el cual corresponde a la Formación Oficina; y Unidad Sedimentaria V, correspondiente a la parte superior del Mioceno Temprano, de la Formación Oficina.

De esta forma, los mejores espesores se ubican en la parte central sur del campo A, correspondiendo a las Arenas Basales de la Formación Oficina y Formación Merecure del Oligoceno. Las características petrofísicas promedio para estas zonas son las siguientes: porosidad de 32%, contenido de arcilla de 17%, saturación de agua de 20%, espesor de arena neta de 349 pies y espesor de arena neta petrolífera de 264 pies. De este campo se extrae crudo extrapesado de 8°API.

Los campos B y C se encuentran ubicados en la parte este de la Faja. El campo B cuenta con una superficie de 132,34 km² y está ubicado entre los estados Anzoátegui y Monagas, mientras que el campo C cuenta con 209,87 km² de superficie en el estado Monagas.

Los intervalos productores de estas dos áreas están asociados a la Formación Oficina de edad Mioceno. Esta formación está dividida en cuatro miembros principales los cuales son: Morichal, Yabo, Jobo y Pilon, desde el más profundo al más somero respectivamente, siendo el miembro Morichal el más prospectivo desde el punto de vista de hidrocarburos y donde se centran los planes de desarrollo del área.

En cuanto a la evaluación petrofísica de los campos, en las arenas presentes en el Miembro Morichal, para el campo B se tiene una porosidad promedio de 31%, una saturación de agua de 14% y una arcillosidad de 11%, con espesor total de 472 pies y con 258 pies de espesor neto; mientras que para el campo C la porosidad promedio es de 29,7%, la saturación de agua de 11,9%, un espesor total de 450 pies y espesor neto de 198 pies. Las arenas en ambas áreas son poco consolidadas.

De ambos campos se extrae crudo extrapesado de 8 – 9 °API con 3,5% de azufre, 416 ppm de vanadio y 79 ppm de níquel en promedio, además presenta viscosidades menores a las que normalmente presentan los crudos extrapesados. Esto implica que el crudo presenta buena movilidad a condiciones de reservorio, siendo la mejor área la más profunda por efectos de la temperatura.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1. TIPO O NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN [26]

La investigación llevada a cabo en este Trabajo Especial de Grado es de tipo descriptiva y explicativa, ya que se procedió a estudiar las causas del incumplimiento del plan de desarrollo original de tres campos ubicados en la Faja Petrolífera del Orinoco, para luego caracterizar y estructurar posibles escenarios de explotación de los mismos.

La investigación descriptiva, “consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento”. Con respecto a la investigación explicativa, “se encarga de buscar el porqué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto. En este sentido, los estudios explicativos pueden ocuparse tanto de la determinación de las causas, como de los efectos, mediante la prueba de hipótesis”.

3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN [26]

El diseño aplicable en este trabajo es documental, ya que se basó en la revisión de información ya existente de los campos A, B y C, utilizando herramientas computacionales. De esta forma, dicha investigación “es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas”.

3.3. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

La metodología utilizada para el desarrollo de este Trabajo Especial de Grado, consta de cinco fases, las cuales están basadas en los objetivos planteados. En la Figura 3, se presenta la metodología empleada para el desarrollo de la investigación.



Figura 3. Metodología utilizada para la investigación

FASE I. BÚSQUEDA Y RECOLECCIÓN DE INFORMACIÓN: Se revisó el material bibliográfico disponible sobre los campos en estudio y los conceptos básicos requeridos para elaborar un plan de desarrollo. Entre las fuentes consultadas se incluyen: trabajos previos, libros, artículos técnicos, información y datos divulgados por medios impresos y electrónicos.

FASE II. REVISIÓN DEL HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS:

Se revisaron los históricos de producción de petróleo, gas y agua de los campos desde el inicio de explotación de los mismos hasta marzo del 2018. De esta forma fue posible establecer las reservas extraídas de cada uno de los campos y de la Empresa Mixta en general.

FASE III. ESTUDIO DEL ANÁLISIS DE CUMPLIMIENTO DE PLANES DE DESARROLLO:

Para cumplir con esta fase, se estudió la producción real de petróleo de los campos desde el inicio de la Empresa Mixta hasta marzo del 2018, así como las inversiones, gastos y actividades de perforación para compararlas con las establecidas en el Plan de Desarrollo Original y así determinar el porcentaje de cumplimiento de las mismas.

FASE IV. ESTABLECIMIENTO DE LOS ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN:

Para establecer los diferentes escenarios a estudiar, fue necesario tomar en cuenta factores como el potencial de los pozos, la tasa de declinación, los métodos de producción del campo y las actividades a llevar a cabo para el drenaje de las reservas. La herramienta utilizada para generar el modelo que permitió evaluar los diferentes escenarios fue el programa Microsoft Excel.

El primer paso para establecer los planes de desarrollo de los campos consistió en fijar la meta a alcanzar, es decir, el *plateau* de producción para cada campo, basado en el potencial de los pozos existentes en cada área y la información de campos vecinos.

Una vez establecido el *plateau*, se procedió a definir las actividades de perforación necesarias para alcanzarlo. Para poder establecer esto fue necesario tomar en cuenta las curvas de declinación de los pozos. Se utilizó un modelo de declinación exponencial, ya que si bien el que teóricamente mejor se ajusta al comportamiento real es el hiperbólico, para hacer uso de este debe conocerse muy bien el comportamiento de los pozos, además que suele ser asintótico al final, por lo que aportaría un mayor número de reservas

de las que pueden extraerse realmente. Para la tasa de declinación se tomó la establecida por la Empresa Mixta en su Plan de Desarrollo Original que a su vez está basada en el comportamiento histórico de empresas vecinas. Por otra parte, se consideró el límite económico de los pozos el cual es importante para saber la vida útil de los mismos y así calcular las reservas que con ellos se pueden drenar. Adicionalmente, se tomó en cuenta la reactivación de pozos categoría 2.

A continuación, en la Tabla 2 se muestran las premisas consideradas para cada uno de los campos:

Tabla 2. Parámetros considerados para los campos

	Campo A	Campo B	Campo C
Potencial inicial del pozo	500 BPD	800 BPD	600 BPD
Tasa de declinación	13%	15%	20%
Límite económico	25 BPD	25 BPD	25 BPD
Pozos por macolla	20	24	24
Días de perforación	30	30	30
% AyS	5%	1%	1%
RGP	110 PC/Bbl	110 PC/Bbl	110 PC/Bbl

Por otra parte, de acuerdo al área de cada campo, se estableció el tamaño de cada macolla y de esta forma el número máximo de las mismas que pueden abrirse.

Posteriormente, se estimaron los perfiles de producción de petróleo resultantes del número de actividades planteadas. Para estimar los perfiles de

producción de gas y agua se calculó la relación gas-petróleo y el porcentaje de agua en base al histórico de producción del campo, como se muestra en la Tabla 3.

Tabla 3. Tabla tipo de perfiles de producción

Año	2019	2020	2021
Días	365	366	365
Q_o [MBD]	$\sum \text{Actividades} * Q_i$		
Q_p [MMBN]	$Q_{o2019} * \text{Días}$	$Q_{o2020} * \text{Días} + Q_{o2019} e^{-dt}$	$Q_{o2021} * \text{Días} + Q_{o2020} e^{-dt}$
Q_w [MBD]	$\frac{Q_o * \%AyS}{1 - \%AyS}$		
W_p [MMBA]	$\frac{Q_w * t}{1000}$		
Q_g [MMPCD]	$\frac{Q_o * RPG}{1000}$		
G_p [MMPCN]	$Q_g * t$		

Para la selección del sistema de levantamiento artificial que utilizarán los pozos, se consideraron los criterios de selección expuestos en el capítulo II, donde se observan diferentes métodos, tomando en cuenta factores como tasa de producción, temperatura, manejo de corrosión y de gas, gravedad API, eficiencia y otros. De acuerdo a lo anterior y considerando las características de cada uno de los campos se estableció el sistema a utilizar.

El crudo producido en los campos A, B y C es de 8,5 °API, sin embargo, para poder transportarlo se inyectará diluyente en el cabezal del pozo para llevar el crudo a 17°API. Para obtener la cantidad de diluyente, se utilizó una ecuación básica de mezcla, la cual se detalla en el Anexo 1, en la cual se conocía los grados API de cada uno de los fluidos y con ello sus densidades. De esta forma, se obtuvo la siguiente relación:

$$V_d = 0,383V_{xp} \quad (\text{Ec.12})$$

Donde:

- V_d : Volumen de diluyente requerido, Bbl.
- V_{xp} : Volumen de crudo extrapesado producido, Bbl.

Finalmente, se calcularon las reservas extraídas con el plan, para, a continuación, realizar la evaluación económica del proyecto.

VARIACIÓN DE ESCENARIOS PROPUESTOS: La metodología descrita anteriormente fue aplicada a cada escenario planteado. A pesar de que los campos en estudio corresponden a una misma empresa mixta, los mismos fueron trabajados de manera individual. Los escenarios planteados se diferencian unos de otros por el *plateau* a alcanzar y el número de taladros a utilizar.

- **CAMPO A:** Para este campo, se proyectaron dos escenarios con diferente *plateau* de producción (120 MBD y 200 MBD). A su vez, a cada escenario se le planteó la utilización de 4, 6 y 8 taladros. El campo A posee pozos categoría 2, por lo cual los escenarios incluyen la reactivación de los mismos. En el caso de estos pozos, se consideró una tasa inicial de 200 BPD.
- **CAMPOS B Y C:** Para cada campo, se le proyectaron de igual forma dos *plateau* de producción (120 MBD y 200 MBD), con las mismas variaciones de taladros que el campo A. A diferencia de los campos A y B, el campo C entra en producción a partir del año 2023, por establecimiento de la empresa mixta.

Es importante mencionar, que para cada escenario planteado se consideró que el máximo de taladros podrá ser utilizado a partir del año 2023 para el caso de los campos A y B y a partir del año 2027 para el campo C. Se

consideraron estos años, ya que para esos años ya ha comenzado la venta de crudo mejorado, por lo tanto, se tienen mayores ingresos que permiten apalancar el proyecto.

FASE V. EVALUACIÓN ECONÓMICA: Posterior al establecimiento de los perfiles de producción, se realizaron los perfiles de inversiones y gastos correspondientes a cada escenario. En el caso de las inversiones, se tomó en cuenta el costo de perforación del pozo y la infraestructura necesaria para transportar y procesar los fluidos tomando en cuenta la cantidad estimada de kilómetros de tuberías (oleoductos, diluenductos y gasoductos) requerida. Estos costos se encuentran expresados en la Tabla 4. En cuanto a los gastos, se incluyó una tarifa general de costo por barril de 7 US\$/Bbl. Esta tarifa fue obtenida del Informe del Comisario 2016 ^[27], el cual indica que este es el costo aproximado para producir crudo en la Faja Petrolífera del Orinoco. Es importante mencionar que los costos de actividades de rehabilitación y reacondicionamiento están incluidos en los gastos. Además, se tomó en cuenta una tarifa de 4,5 US\$/Bbl por el alquiler de los mejoradores.

Tabla 4. Precios base para el cálculo de las inversiones

	Pozo	Macolla	Líneas de flujo [MMUSD/Km]			CPF [MMUSD]	
	[MMUSD]	[MMUSD]	24"	20"	16"	30 MBD	60 MBD
Campo A	1,6	12	1,06	1,06	0,7	112	224
Campo B	2,5	10,6					
Campo C							

El modelo económico se diseñó basado en las siguientes premisas, las cuales fueron obtenidas de la Gerencia de Evaluaciones Económica, Corporación Venezolana del Petróleo (CVP):

- El diluyente requerido es suministrado por PDVSA, por lo cual no se incluyó en el costo por barril.
- Cada año se mejorará el 30% de la producción total de cada campo.

- Debido a la falta de un mejorador propio para la empresa mixta, el crudo será enviado a los mejoradores de las empresas vecinas.
- El primer barril mejorado para los campos A y B, será a partir del año 2022, y para el campo C a partir del 2026.
- El mejorador funciona con una eficiencia del 95%.
- Tasa de descuento del 12%.
- Inflación internacional del 2% anual.
- Las inversiones realizadas hasta el año 2017 fueron la base para el cálculo de los activos fijos. Para el campo A, el 100% de estas inversiones se depreció por unidad de producción, mientras que para los campos B y C no se consideró depreciación debido a que la producción no fue significativa.

La selección del proyecto se basó en un análisis económico tomando en consideración los siguientes indicadores económicos: valor presente neto, tasa interna de retorno, y tiempo de pago descontado. El modelo económico se realizó a través de una hoja de cálculo estructurada de la siguiente forma:

- **INPUT:** Se recopilaron y ordenaron los datos de entrada del modelo. Estos datos son los siguientes: producción de crudo y de gas, inversiones, gastos, precios de venta y detalles del financiamiento. Cuenta también con una sección para elegir el perfil de producción a trabajar, como se muestra en la Figura 4.

PRECIOS				
Año	2019	2020	2021	2022
Cesta Venezolana US\$/Bls				
Brent US\$/Bls				
Venta de XP US\$/Bls				
Venta de Mejorado US\$/Bls				
Venta de Gas US\$/MMBTU				
Regalía de Gas US\$/MMBTU				
Regalía de Crudo US\$/Bls				

Figura 5. Hoja Precios

- **DEPRECIACIÓN:** Se calcularon los activos fijos netos año a año tanto por unidad de producción como por línea recta como se indica en la Figura 6. El resultado tomado para la depreciación corresponde a la suma de cada método.

DEPRECIACIÓN UOP		Activos fijos UOP			
Año	2019	2020	2021	2022	
Reservas [MMBbls]					
Producción Anual [MMBbls]					
Saldo Final [MMBbls]					
Inversiones UOP [MMUS\$]					
Factor de Depre.					
Depreciación [MMUS\$]					
Depreciación acu[MMUS\$]					
Activos Fijos					
DEPRECIACIÓN LR		Vida Útil	Activos fijos LR		
Año	2019	2020	2021	2022	
Inversiones [MMUS\$]					
Inversiones Acumuladas [MMUS\$]					
Depreciación [MMUS\$]					
DEPRECIACIÓN					
Año	2019	2020	2021	2022	
Depreciación [MMUS\$]					

Figura 6. Hoja Depreciación

- FINANCIAMIENTO:** Se utilizó un financiamiento bancario con las condiciones reflejadas en la Tabla 5. Los montos a financiar se establecieron a partir de los flujos de caja negativos. En la Figura 7, se presenta la hoja que permitió realizar estos cálculos.

Tabla 5. Condiciones del financiamiento

Tasa de interés	Período de gracia	Tenor
8%	1 año	7 años

FINANCIAMIENTO							
		Interés Anual					
		Tasa por periodo					
		Nº pagos por des.					
		Periodo de gracia					
Año	Periodos	Desembolso	Saldo Inicial	Capital	Intereses	Serv. Deuda	Saldo Final
2019	1						
	2						
	3						
	4						
2020	5						
	6						
	7						
2021	8						
	9						
	10						
	11						
2022	12						
	13						
	14						
	15						
	16						

Figura 7. Hoja Financiamiento

- FLUJO DE CAJA LIBRE:** Se calculó el flujo de caja resultante de los ingresos tomando en cuenta las premisas fiscales expuestas en el Capítulo II, los desembolsos del financiamiento, los intereses que éste genera, así como las inversiones y los gastos del proyecto. El diagrama detallado de flujo de caja libre utilizado puede observarse en la Figura 8, mientras que en la Figura 9, se observa su respectiva hoja de cálculo. Además, se calcularon los indicadores económicos mencionados anteriormente para, finalmente, comparar los diferentes escenarios.

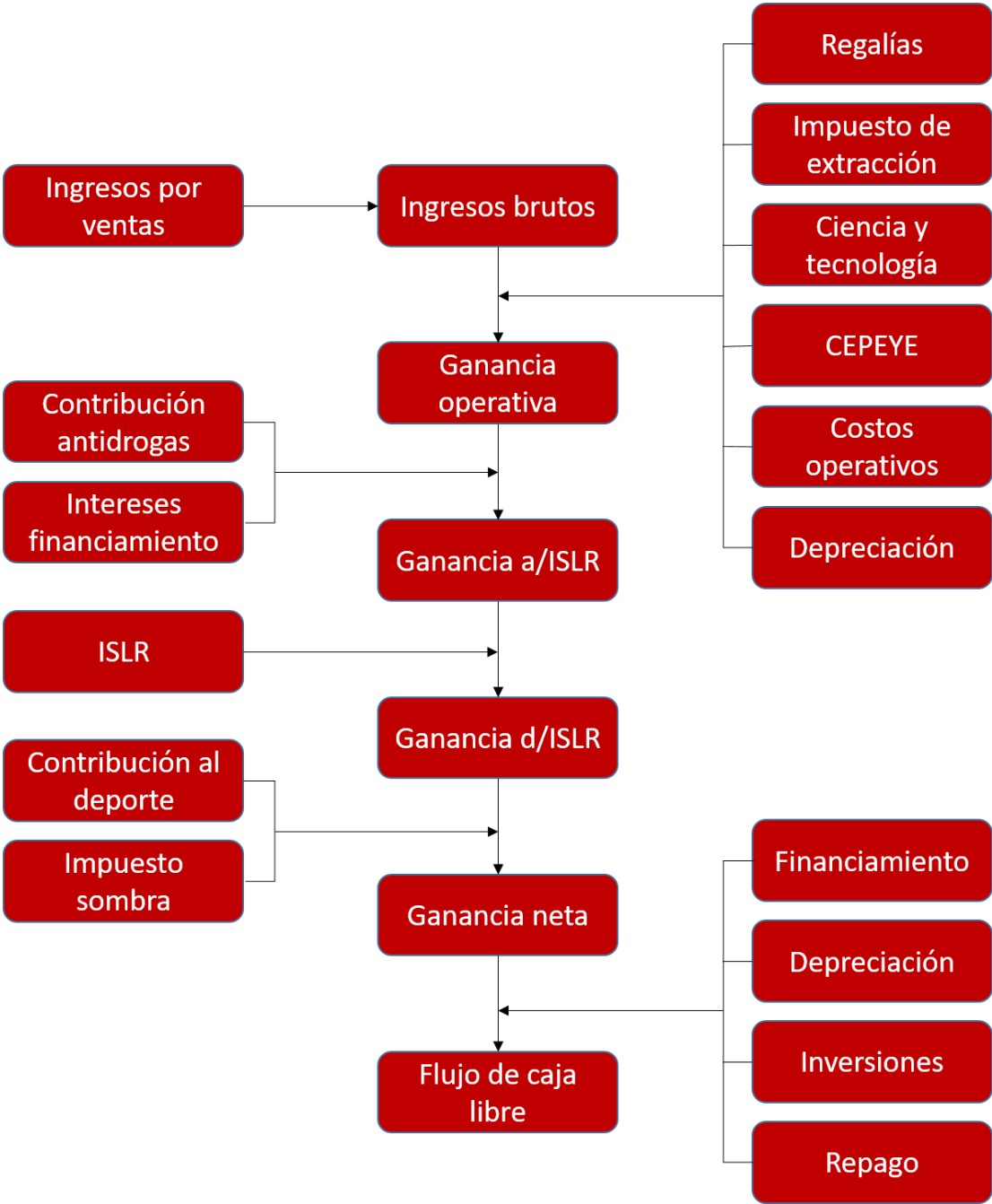


Figura 8. Flujo de caja libre

FCL				
	2019	2020	2021	2022
Ingresos por ventas				
Compras Diluente				
Ingresos brutos				
Regalías				
Imp. Extracción				
LOCTI				
CEPEYE				
Costos operativos				
Depreciación				
Ganancia operativa				
ONA				
Int. Financiamiento				
Ganancia a/ISLR				
ISLR				
Ganancia d/ISLR				
Deporte				
Sombra				
Ganancia neta				
Financiamiento				
Depreciación				
Inversiones				
Repago				
FCL				
Presupuesto Nacional [MMUS\$]				
Precio Cesta				
Precios extraordinarios				
Precios exorbitantes. T1				
Precios exorbitantes. T2				
Precios exorbitantes. T3				
Total				

Figura 9. Hoja flujo de caja libre

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En el presente capítulo se presentan los resultados obtenidos a lo largo del desarrollo del Trabajo Especial de Grado, los cuales involucran sus respectivos análisis de acuerdo a los objetivos planteados.

4.1. HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS

CAMPO A

El campo A, inició su producción de crudo extrapesado (8,5 °API) en el año 2013 con 5 pozos y un promedio de 1,9 MBD. A partir de este año, la producción fue en aumento hasta alcanzar para marzo del 2018 una producción de 16,6 MBD, como se observa en la Figura 10. De esta forma, se ha producido hasta la actualidad un total de 21,6862 MMBN. En cuanto al gas, su producción comienza a notarse a partir del año 2014 con 0,1 MMPCD, la cual aumenta a 0,4 MMPCD en el 2015, para luego disminuir y mantenerse constante en 0,1 MMPCD hasta la actualidad.

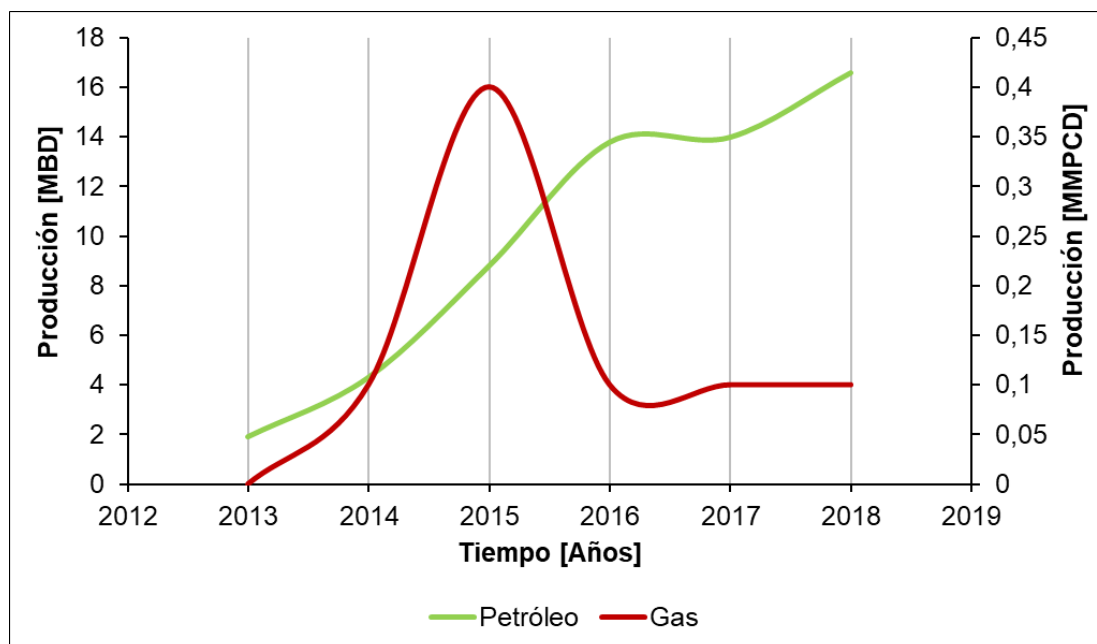


Figura 10. Perfil histórico de producción, Campo A

Es importante mencionar que, para el caso del Campo A no se contó con el histórico de producción de agua.

Actualmente, este campo cuenta con 75 pozos activos de los cuales 69 son categoría 1 y 6 son categoría 2.

CAMPO B

El Campo B, inició su producción de crudo extrapesado (8,5°API) en el año 2017, con un promedio 2,06 MBD, la cual aumento a 3,52 MBD para el 2018. Hasta el presente, se han producido un total de 2,036 MMBN. Las reservas iniciales fueron 15.600 MMBN, de las cuales quedan 15.597 MMBN remanentes. La producción de gas se registra en el año 2018, mientras que la producción de agua comienza en el año 2017 y aumenta para el año 2018. Actualmente, el campo cuenta con una macolla en producción con 8 pozos activos. En la Figura 11 se evidencia la producción de petróleo, gas y agua.

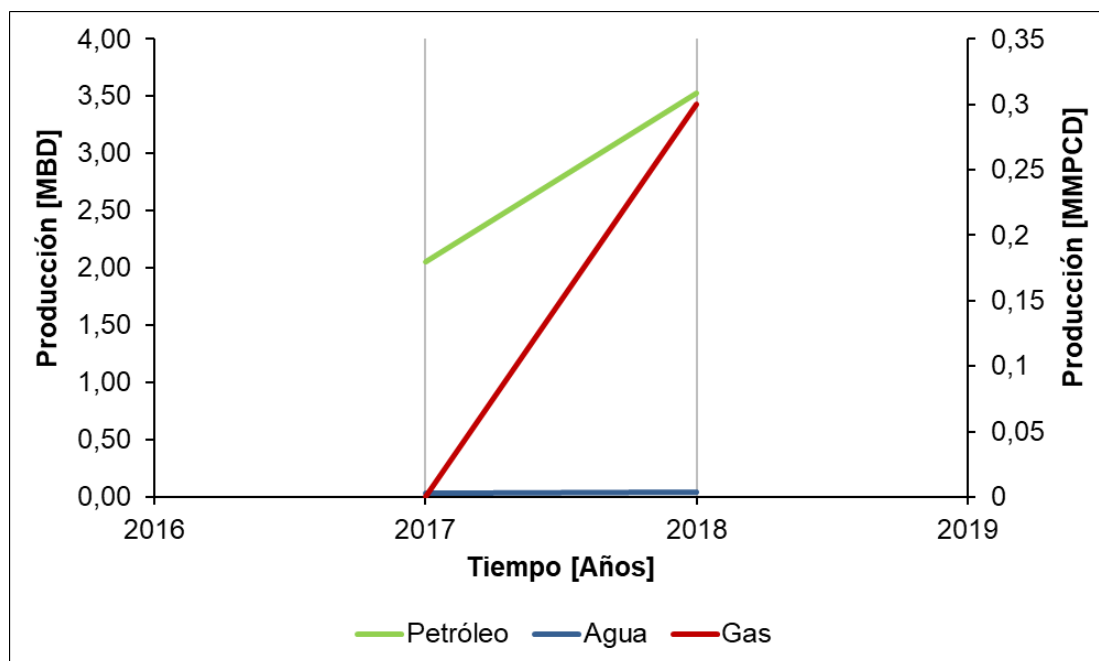


Figura 11. Perfil histórico de producción, Campo B

CAMPO C

El campo C no posee pozos perforados, por lo tanto no cuenta con histórico de producción hasta el momento.

En general, la Empresa Mixta hasta la actualidad ha producido un total de 23,8 MMBN con respecto a la volumetria contractual establecida.

4.2. ANÁLISIS DE CUMPLIMIENTO

CAMPO A

En el Plan de Negocios Original (PDNO) para este campo, desarrollado en el 2009, se estimó recuperar un total de 2.941 MMBN de crudo extrapesado en el periodo 2010-2034. Para ello se consideró producir 50 MBD de crudo durante 2 años (años 2014 y 2015) y 100 MBD durante el año 2016. Seguidamente, para el año 2017 se estimó alcanzar una producción de 200 MBD y a partir del quinto año (2018) 450 MBD. Se planteó sostener esta

producción por 7 años más, hasta finales del 2024. A partir del año 2025, se iniciaría la implementación de procesos térmicos tales como: Inyección Alternada de Vapor (IAV) e Inyección Continua de Vapor (ICV) en la zona Oligoceno, que permite sostener la producción hasta 450 MBD luego de 10 años de producción primaria.

Cabe destacar, que la producción de este campo inicia partir del año 2013. En el periodo 2013-2018, se tiene un acumulado real de 21,68 MMBN en comparación con el PDNO que estimaba un total de 146,1 MMBN, lo que representa una diferencia de 124,42 MMBN. Es decir, que solo se tiene un cumplimiento del 14,83% de la volumetría a drenar, como se observa en la Figura 12.

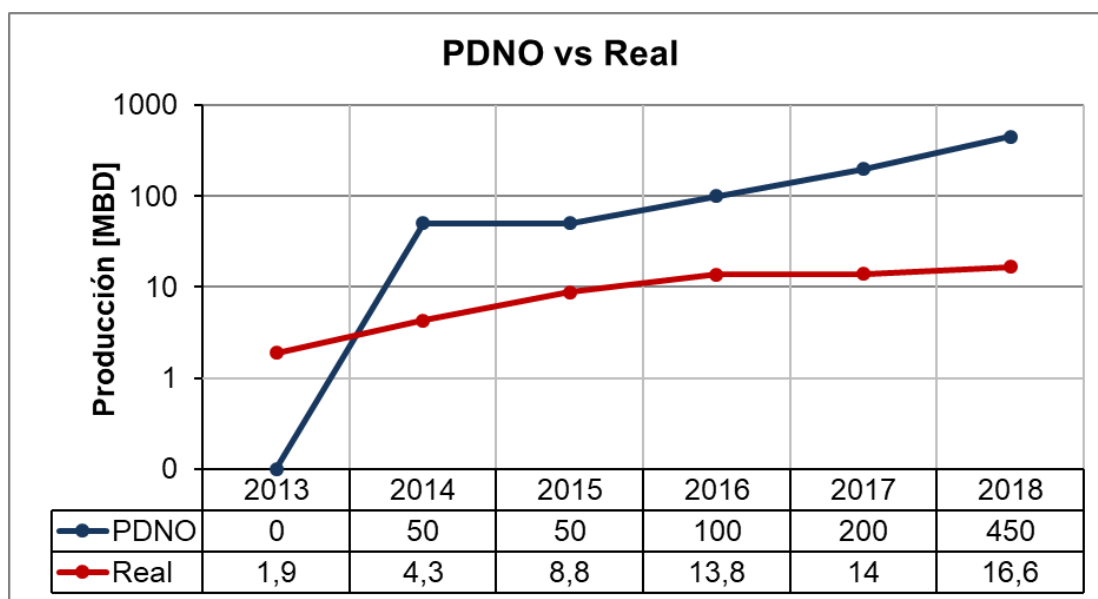


Figura 12. Cumplimiento de producción de petróleo, PDNO, Campo A

Con el objetivo de lograr un desarrollo adecuado, en el PDNO se contemplaron actividades de perforación, en las cuales se consideraron macollas con una cantidad de pozos horizontales que variará entre 6 y 20, dependiendo del tamaño de la arena/yacimiento. Desde mediados del año 2013 hasta el 2034 se pondrían a producir de acuerdo a las predicciones del modelo de simulación

aproximadamente 3010 pozos productores en el área asignada, bajo esquemas de producción primaria. De estos pozos, a partir del 2024, 1249 pozos serían convertidos a térmico y se perforarían 929 pozos inyectores de vapor.

Cabe destacar, que las actividades de perforación reales difieren a las del plan, ya que el campo actualmente cuenta con 75 pozos, mientras que el PDNO hasta el 2018 contemplaba perforar 2224 pozos, es decir solo se tiene un 3,37% de cumplimiento como se detalla en la Figura 13. Las inversiones realizadas desde el año 2011 hasta el 2017, solo representan el 18,47% de lo planeadas, mientras que los gastos reales superan en un 133% los planeados. Es importante mencionar, que actualmente el campo A, cuenta con un Centro de Procesamiento de Fluidos (CPF) con un tren de 60 MBD.

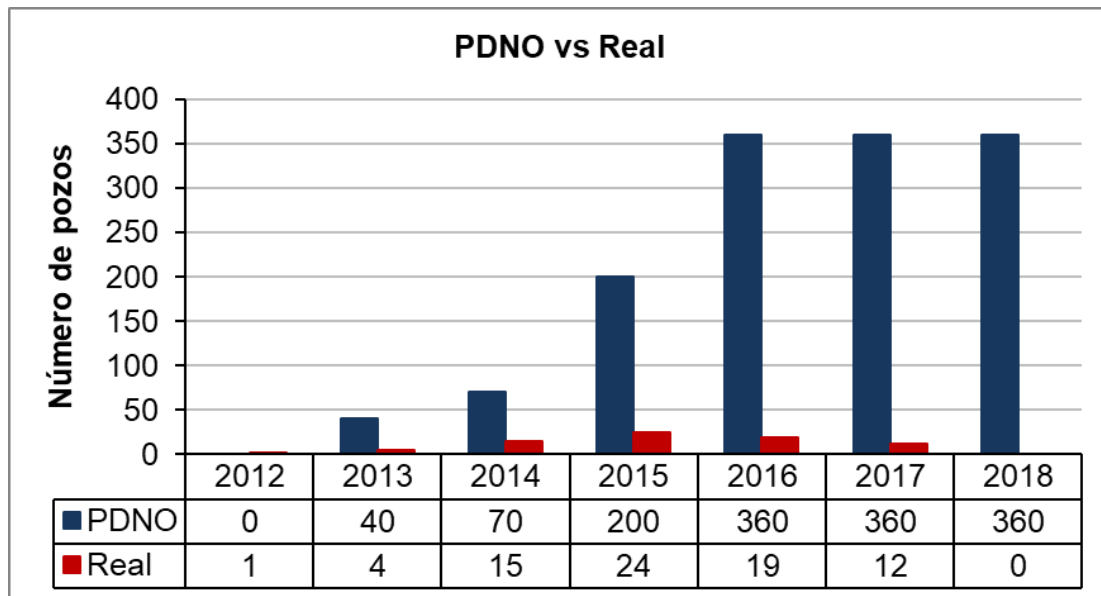


Figura 13. Cumplimiento actividades de perforación, PDNO, Campo A

Ahora bien, las empresas mixtas presentan un Plan de Operación Anual (POA) que difiere al PDNO. En las Figuras 14 y 15, se muestran la producción de crudo y de gas planeada y la real, en la cual se puede observar un

cumplimiento promedio del 62,7% para el caso del crudo y 65,3% para el caso del gas.

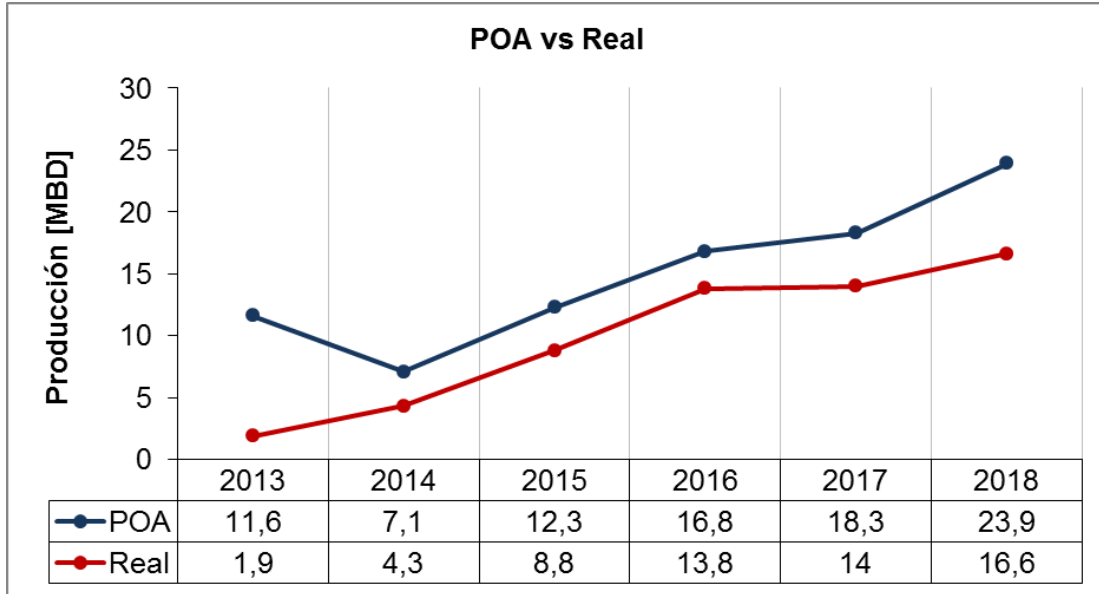


Figura 14.Cumplimiento de producción de petróleo, POA, Campo A

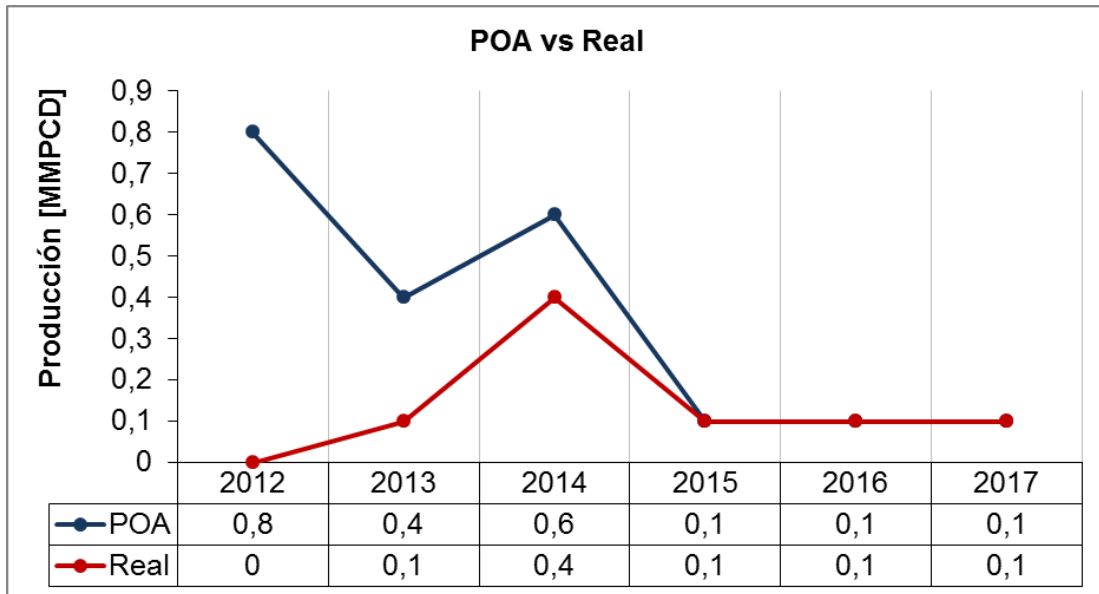


Figura 15.Cumplimiento de producción de gas, POA, Campo A

En cuanto a las actividades de perforación anual, se tiene un cumplimiento promedio del 68,5%, lo cual se puede observar en la Figura 16.

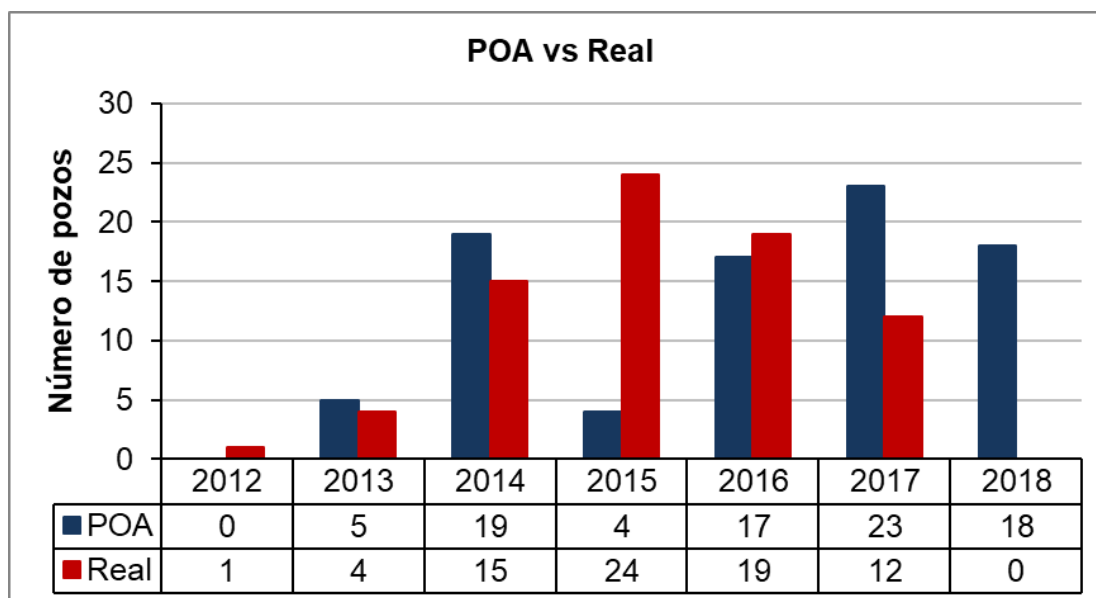


Figura 16. Cumplimiento de actividades de perforación, Campo A

En lo que refiere a los días/pozo, se observó que evidentemente los días reales para los primeros tres años fueron mayor a lo estimado, mientras que para los últimos tres años fueron menor. De esta forma se tiene que, actualmente los días/pozo son de aproximadamente 30 días. El cumplimiento de las inversiones es de un 70,99% en comparación con las planeadas, mientras que los gastos superan el plan en un 239%.

CAMPO B

En el Plan de Negocios Original (PDNO), se estimó recuperar 1.522 MMBN con una producción promedio anual de 60 MBD (máximo 100 MBD) de crudo extrapesado en el año 2016; en el año 2019 se esperaba alcanzar la producción acordada en el negocio de 200 MBD. A partir del año 2027 comenzaría la inyección alternada de vapor a 18 pozos, y para el año 2032 comenzaría la inyección continua de vapor en 5 pozos. Para el año 2037 la producción en frío sería de 16 MBD, que representan un 8% del total de la producción. Para el mismo año se estaría inyectando vapor en forma alternada a 122 pozos y en forma continua a 63 pozos.

La producción real de este campo, en lugar de comenzar en el año 2016, comienza para el año 2017. Como se observa en las Figuras 17 y 18 el porcentaje de cumplimiento para la producción de crudo es de 1% hasta la actualidad, y la producción de gas 0,45%.

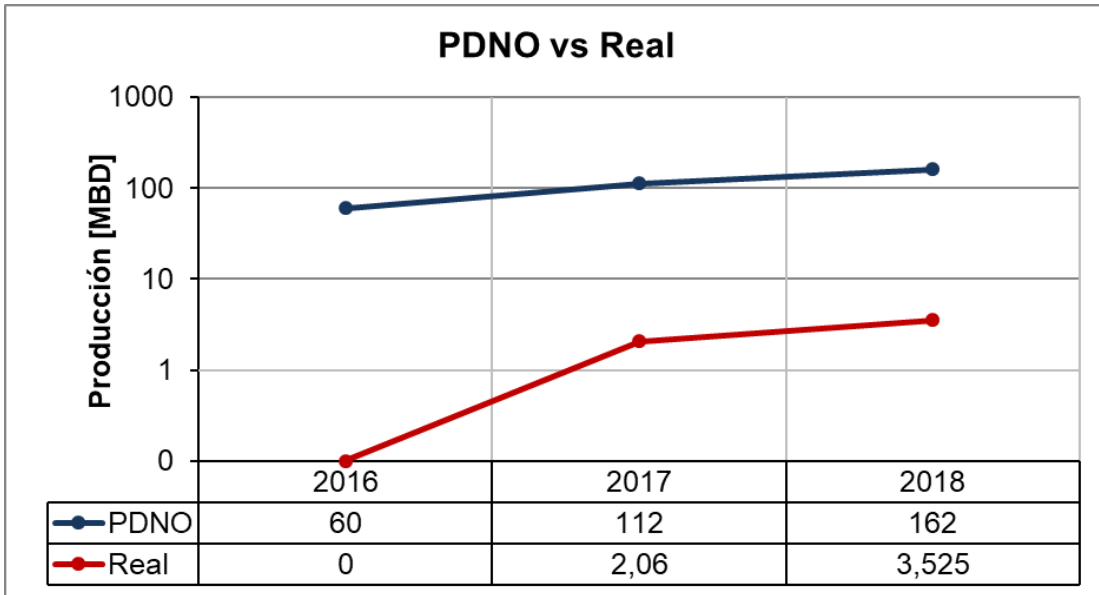


Figura 17. Cumplimiento de producción de petróleo, PDNO, Campo B

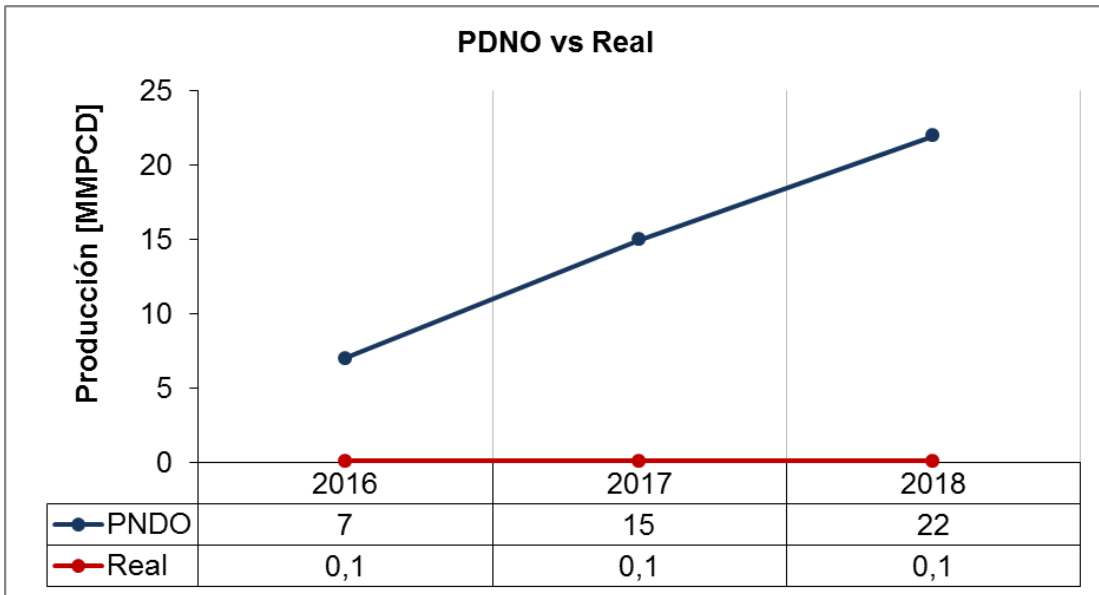


Figura 18. Cumplimiento de producción de gas, PNO, Campo B

Para lograr el perfil de producción deseado, en el PDNO se contemplaba la perforación de 377 pozos desde el año 2016 hasta el 2034. Hasta el año 2018, se obtendrían 157, de los cuales solo se han perforado 8 pozos, lo que representa un 5% de ejecución del plan.

Durante el período 2013-2017, las inversiones presentaron una sub-ejecución que se ubicó en 98% por debajo del Plan de Negocios Original. En cuanto a los gastos, durante el mismo período, también se presentó una sub-ejecución de 31% con respecto al Plan de Negocios Original.

CAMPO C

En el Plan de Negocios Original para este campo, se estimó recuperar 1.518 MMBN desde el año 2016 hasta el 2034. Inicialmente, se produciría un promedio anual de 60 MBD (máximo 100 MBD) de crudo extrapesado en el año 2016; en el año 2019 se esperaría alcanzar la producción acordada en el negocio (200 MBD). A partir del año 2030 comenzaría la inyección alternada de vapor a 21 pozos y para el año 2035 comenzaría la inyección continua de vapor en 6 pozos. Para el año 2037 la producción en frío sería de 76 MBD que representan un 38% del total de la producción. Para el mismo año se estaría inyectando vapor en forma alternada a 99 pozos y en forma continua a 25 pozos. En total la cantidad de pozos en frío a perforar según el PDNO serían 476. Hasta la actualidad este campo no posee pozos perforados, por lo cual tiene 0% de cumplimiento en sus actividades perforación y producción.

4.3. ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN PROPUESTOS

CAMPO A

Todos los escenarios propuestos para el Campo A, además de incluir la perforación de nuevos pozos, incluyen la reactivación de 6 pozos categoría 2 en el primer año del proyecto, es decir, en el 2019.

De acuerdo al tamaño de este campo (447,86 km²) y el de las macollas que ya están abiertas en el mismo, se establecieron macollas de 4,5 km², por lo tanto, se pueden abrir un máximo de 96 macollas en todo el campo.

El primer escenario evaluado, permite alcanzar un *plateau* de producción de 120 MBD. A su vez, posee la variación del número de taladros (4, 6 y 8) máximo a utilizar por año, al igual que en el escenario 2, el cual permite alcanzar un *plateau* de producción de 200 MBD.

Como se observa en la Figura 19, al aumentar el número de taladros, disminuye el tiempo en alcanzar el *plateau* y por ende aumenta la duración del mismo. Para el escenario 1, es notable que, utilizando 6 y 8 taladros, la duración del *plateau* es la misma, aun cuando en uno de los casos hay mayor disponibilidad de taladros.

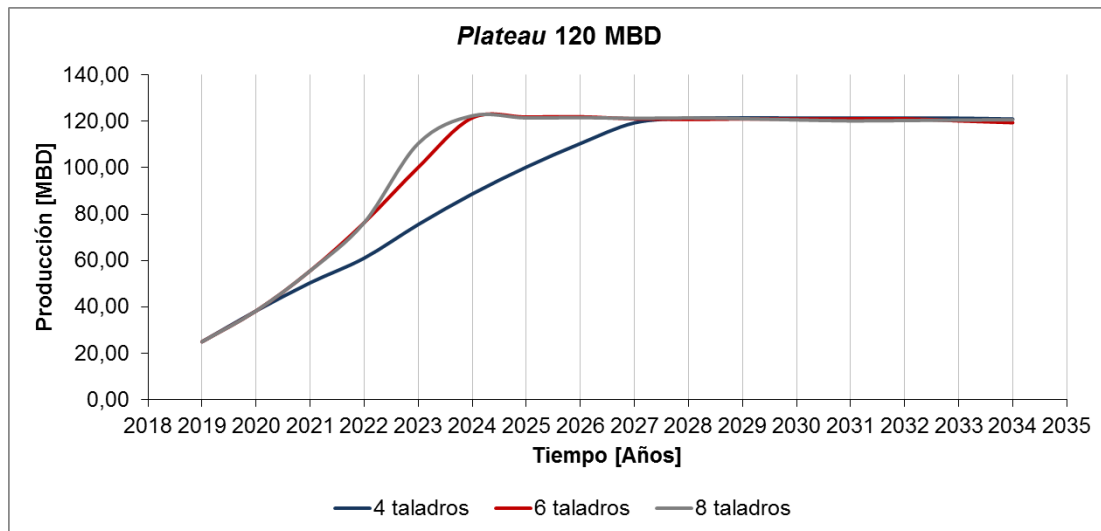


Figura 19. Perfiles de producción de petróleo, Campo A, escenario 1

La Figura 20, refleja el perfil de producción de petróleo para un *plateau* de 200 MBD con las mismas variaciones que el escenario anterior. Cabe destacar, que utilizando 4 taladros no es posible alcanzar el *plateau* fijado, pudiéndose alcanzar un máximo de 150 MBD, por lo tanto, a este caso no se le realizó evaluación económica.

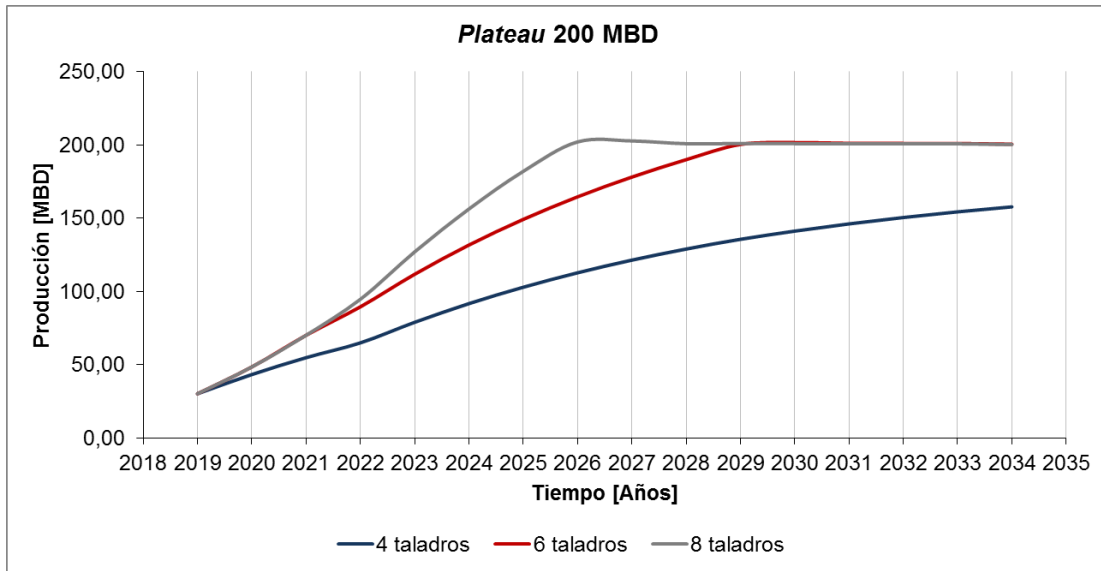


Figura 20. Perfiles de producción de petróleo, Campo A, escenario 2

Las Figuras 21 y 22, detallan año a año la cantidad de pozos a perforar para cada uno de los casos. Para el escenario 1, se observa un cambio brusco de actividades para el caso de 8 taladros, con una disminución de 96 a 48 pozos por año. Por otra parte, en el escenario 2 la perforación de pozos aumenta y disminuye de forma gradual para todos los casos.

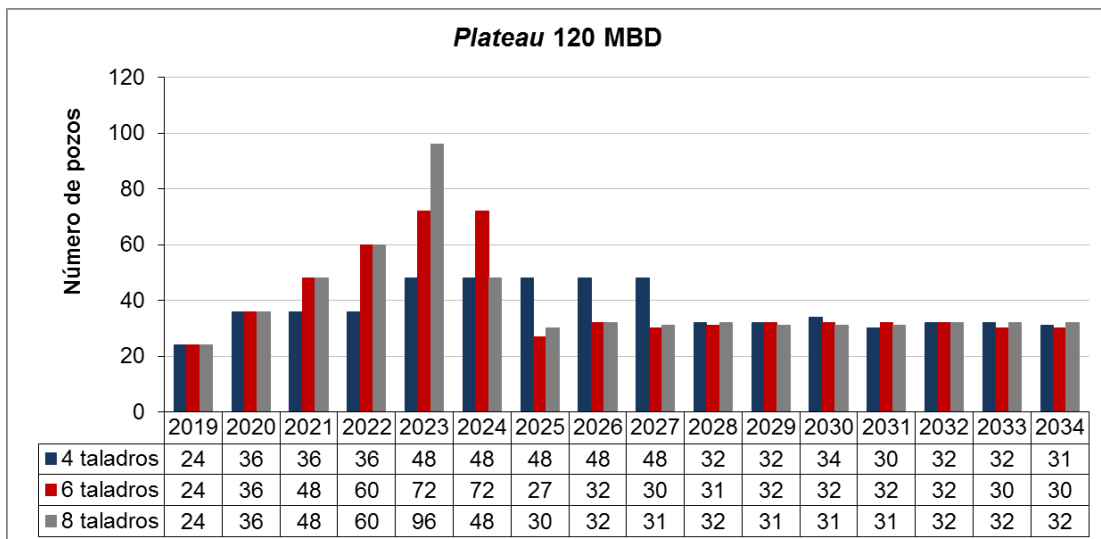


Figura 21. Actividades de perforación, Campo A, escenario 1

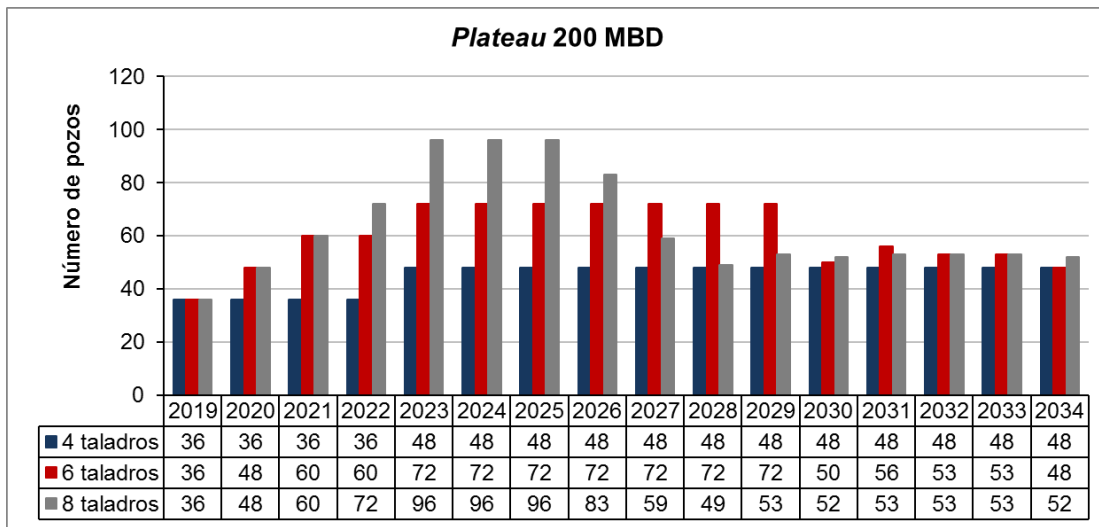


Figura 22. Actividades de perforación, Campo A, escenario 2

La Tabla 6, presenta un resumen de cada uno de los escenarios con los indicadores técnicos más importantes. De esta forma, se observa que las reservas a drenar en cada escenario no difieren en gran proporción entre los casos. Es por esto, que para el escenario 1 es más factible hacer uso de 6 taladros, ya que el *plateau* tiene mayor duración que para el caso de 4 taladros, y produce 7% más de petróleo que este. Técnicamente, el caso de 8 taladros puede ser descartado, ya que al igual que el caso de 6 taladros la duración del *plateau* es de 10 años, con una diferencia de producción de petróleo de 0,83% y en este caso solo se hace uso del máximo de los taladros disponibles un año. Es decir, la meta de producción deseada puede ser alcanzada con menos taladros. En cuanto al escenario 2, se observa que la producción aumenta en un 6,5% si se hace uso de 8 taladros en lugar de 6.

Tabla 6. Resumen de indicadores técnicos, Campo A

	120 MBD			200 MBD		
	4 taladros	6 taladros	8 taladros	4 taladros	6 taladros	8 taladros
Número de pozos	601	626	632	726	974	1.017
Tiempo de duración del <i>plateau</i> [Años]	6	10	10	No llega	6	9
Petróleo producido [MMBN]	506,26	543,28	547,83	568,92	788,37	840,29
Gas producido [MMPCN]	55.688,83	59.760,82	60.261,56	62.581,62	86.720,40	92.431,81
Agua producida [MMBA]	26,35	28,30	28,54	29,65	41,20	43,93
Diluyente requerido [MMBbl]	193,76	207,92	209,66	217,74	301,72	321,59

Así mismo, en la Tabla 6, se muestra la cantidad de diluyente final del proyecto que será necesario para ser mezclado con el crudo extra pesado en el cabezal de los pozos, que luego será enviado al centro de procesamiento de fluidos y posteriormente a través de un sistema de oleoductos, el 30% de la producción hasta el mejorador más cercano. En el mejorador, el petróleo será convertido en un crudo sintético de 32°API para luego ser vendido. El otro 70% será vendido a PDVSA. Cabe acotar que a medida que aumenta el número de taladros, aumenta el número de pozos que están produciendo y por lo tanto la cantidad de diluyente. En cuanto al *plateau* de 200 MBD, la cantidad de diluyente requerido, aumenta en comparación con el escenario 1, ya que la producción a alcanzar es mayor.

Con respecto al manejo en superficie del crudo producido, ya el Campo cuenta con un tren de 60 MBD en el Centro de Procesamiento de Fluidos (CPF), es por ello para el escenario 1, adicionalmente se construirán dos trenes de 30 MBD c/u. Mientras que para el escenario 2 se construirán tres trenes de 30 MBD c/u y uno de 60 MBD.

En lo que refiere al método de levantamiento artificial a implementar en el Campo A, se plantea el uso de Bombas de Cavidades Progresivas (BCP), debido a que es el método más eficiente en la Faja Petrolífera del Orinoco y

por lo tanto es el más utilizado por las Empresas Mixtas vecinas. Además, cumple con las condiciones de tasa de crudo a manejar, temperatura, manejo de gas y arena y gravedad API, como se muestra en la Tabla 7. Así mismo, este método presenta alto porcentaje de eficiencia (50 al 70%).

Tabla 7. Método de levantamiento artificial, BCP, Campo A

Parámetros	BCP	Campo A
Tasa de crudo [MBD]	<2000	500 (Máx.)
Temperatura [°F]	212 (Máx.)	90-100
Manejo de Gas [PC/Bbl]	1500 (Máx)	110
Manejo de arena	Excelente	Alto
Grados API	<25	8,5

CAMPO B

De acuerdo al tamaño del Campo B (132,34 km²) y el de las macollas que ya están abiertas en el mismo, se establecieron macollas de 4,5 km², por lo tanto, se pueden abrir un máximo de 26 macollas en todo el campo.

Al igual que para el Campo A, se plantearon dos escenarios de producción con el objetivo de alcanzar de 120 MBD y 200 MBD, con las variaciones de la disponibilidad de 4, 6 y 8 taladros de perforación.

En la Figura 23, se muestra el perfil de producción de petróleo para el escenario 1, en el que se observa que las diferencias de duración de *plateau* entre los casos es de 1 año. Mientras que para el escenario 2, utilizando 4 taladros, a diferencia del Campo A cuyos pozos tienen un menor potencial, sí es posible alcanzar el *plateau* establecido, aunque tan solo por 4 años, como se indica la en la Figura 24.

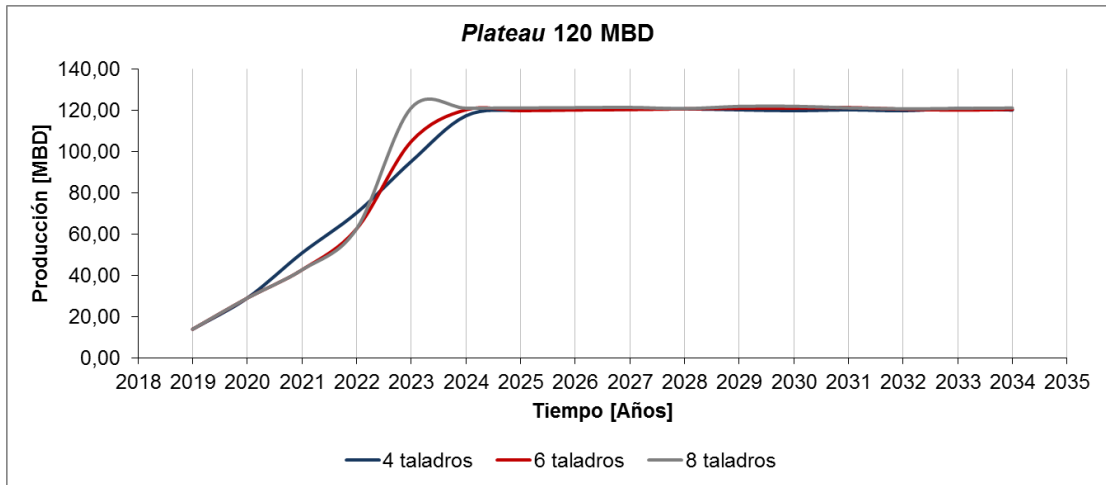


Figura 23. Perfiles de producción de petróleo, Campo B, escenario 1

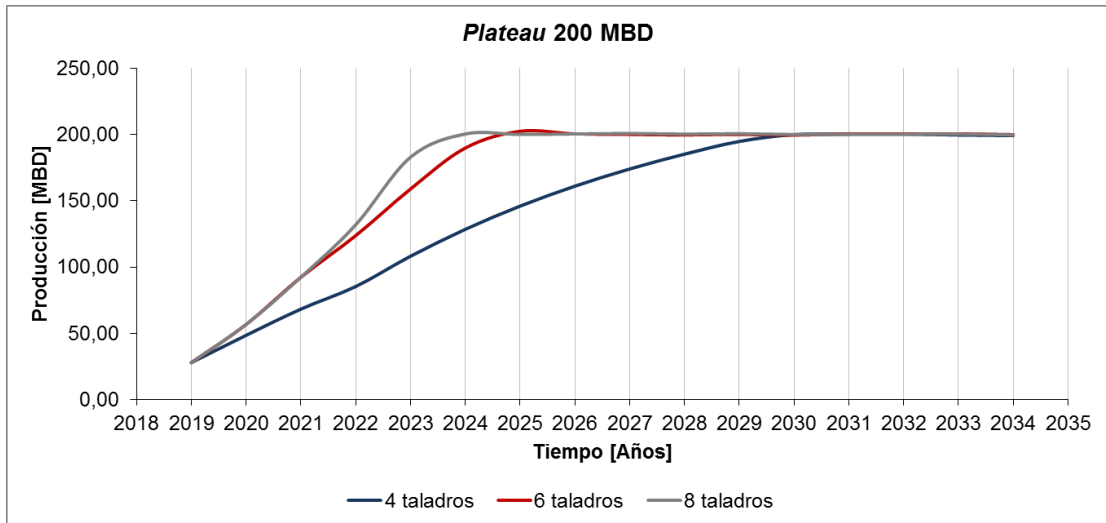


Figura 24. Perfiles de producción de petróleo, Campo B, escenario 2

Las actividades de perforación que respaldan los perfiles de producción se detallan en las Figuras 25 y 26, para el escenario 1 y 2 respectivamente. Al igual que para el Campo A, en el escenario 1 se observa un cambio brusco en el número para el caso de 8 taladros entre los años 2023 y 2024, comportamiento que se refleja también en el escenario 2.

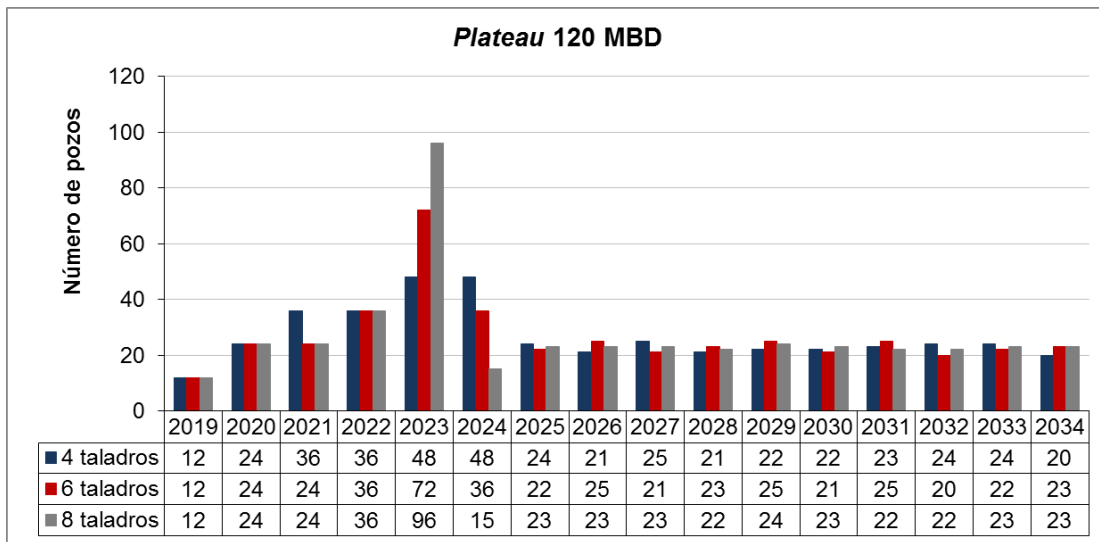


Figura 25. Actividades de perforación, Campo B, escenario 1

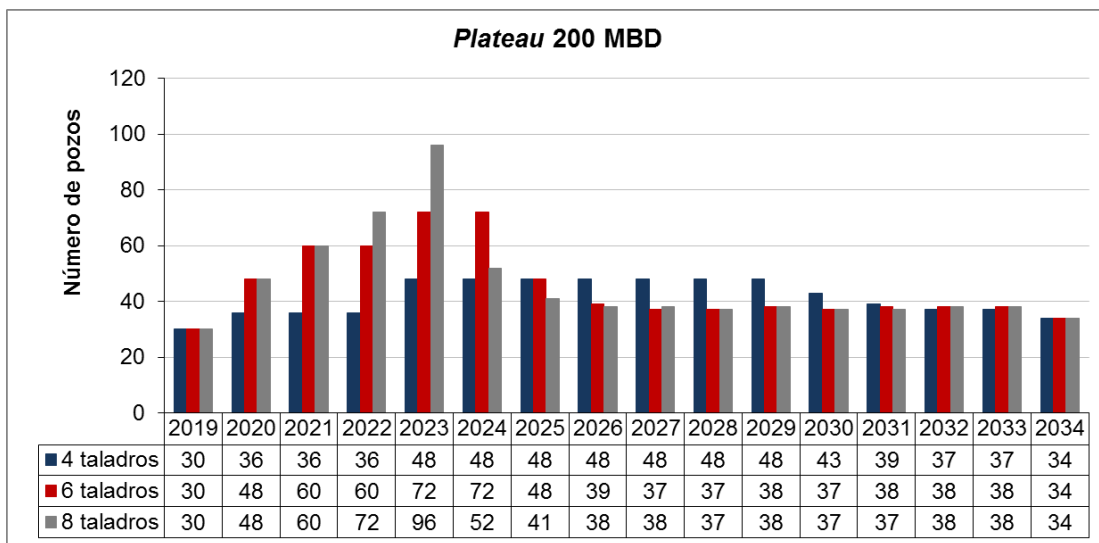


Figura 26. Actividades de perforación, Campo B, escenario 2

En el resumen presentado en la Tabla 8, es de notarse la mínima diferencia entre los casos del escenario 1. Con respecto al uso de 4 taladros, la producción aumenta 0,2% para un máximo de 6 taladros y 1,3% para el caso de 8 taladros. Por lo tanto, es necesario tomar en cuenta los resultados arrojados por la evaluación económica para discriminar entre los casos. Con respecto al escenario 2, la duración del *plateau* aumenta considerablemente

haciendo uso de 6 taladros en lugar de 4. Así, se tiene que utilizando 6 taladros se produce 14,4% más de petróleo y utilizando 8 taladros se drena 16,37% más que en el primer caso.

Tabla 8. Resumen de indicadores técnicos, Campo B

	120 MBD			200 MBD		
	4 taladros	6 taladros	8 taladros	4 taladros	6 taladros	8 taladros
Número de pozos	430	431	435	664	726	734
Tiempo de duración del plateau [Años]	9	10	11	4	9	10
Petróleo producido [MMBN]	521,41	522,49	528,27	766,15	876,68	891,60
Gas producido [MMPCN]	57.354,70	57.473,49	58.109,90	84.276,14	96.434,53	98.075,66
Agua producida [MMBA]	5,27	5,28	5,34	7,74	8,86	9,01
Diluyente requerido [MMBbl]	199,55	199,96	202,18	293,22	335,52	341,23

Con respecto al manejo en superficie del crudo producido, para el escenario 1, adicionalmente se construirán cuatro trenes de 30 MBD c/u. Mientras que para el escenario 2 se construirán cinco trenes de 30 MBD c/u y uno de 60 MBD.

Al igual que en el Campo A, en el Campo B se implementará el uso de Bombas de Cavidades Progresivas por las mismas razones, además de que cumple con las condiciones operacionales mostradas en la Tabla 9.

Tabla 9. Método de levantamiento artificial, BCP, Campo B

Parámetros	BCP	Campo B
Tasa de crudo [MBD]	<2000	800 (Máx.)
Temperatura [°F]	212 (Máx.)	108-125
Manejo de Gas [PC/Bbl]	1500 (Máx.)	110
Manejo de Arena	Excelente	Alto
Grados API	<25	8,5

CAMPO C

Debido a políticas internas de la Empresa Mixta que está encargada de la explotación de los campos en estudio, para el caso del Campo C, se tomó en cuenta su desarrollo a partir del año 2023.

De acuerdo al tamaño de este campo (209,87 km²), se establecieron macollas de 5 km², por lo tanto, se pueden abrir un máximo de 42 macollas en todo el campo.

Al igual que para los campos A y B, se analizaron los escenarios para alcanzar un *plateau* de 120 MBD y 200 MBD con sus respectivos casos. Las Figuras 27 y 28, muestran los perfiles de producción para cada escenario. Para el escenario 2, se observa que utilizando 4 y 6 taladros no es posible alcanzar el *plateau* de producción establecido, alcanzando un tope de 130 MBD y 190 MBD respectivamente.

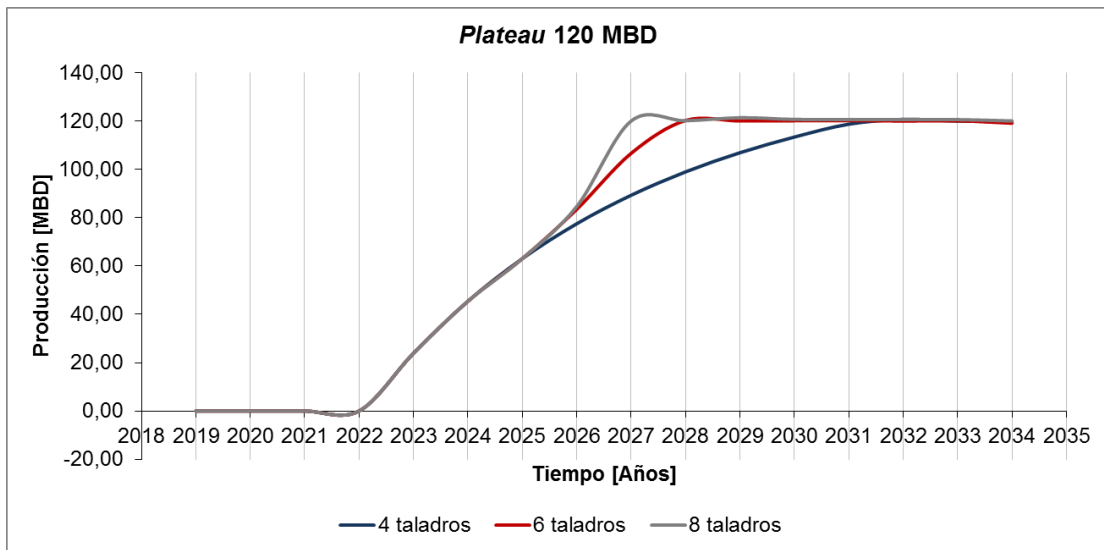


Figura 27. Perfiles de producción de petróleo, Campo C, escenario 1

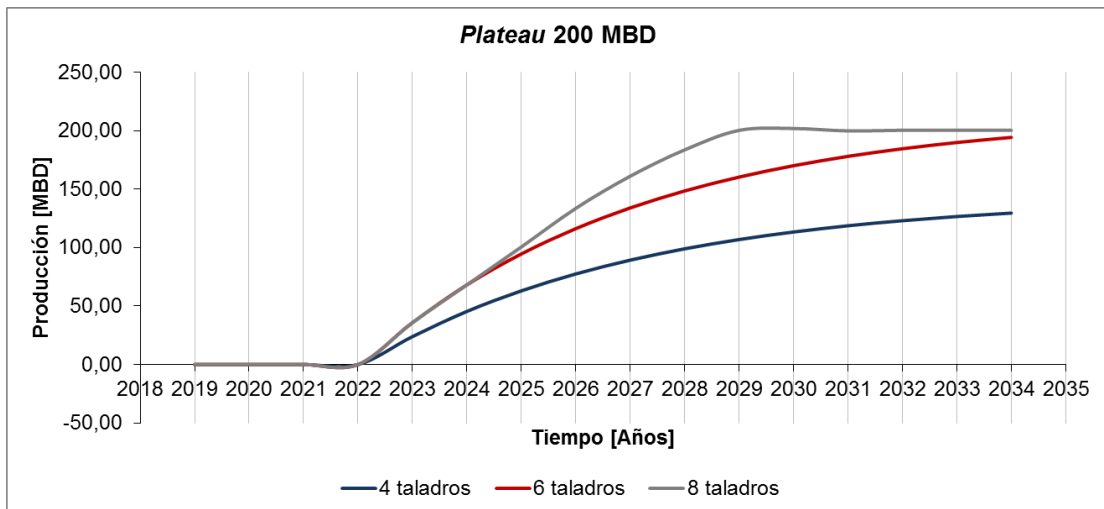


Figura 28. Perfiles de producción de petróleo, Campo C, escenario 2

Las Figuras 29 y 30, detallan las actividades de perforación para los escenarios de producción establecidos. Con respecto al escenario 1, para el caso de 4 taladros, es necesario perforar la máxima cantidad de pozos desde el primer año del proyecto. Por otra parte, se observa una disminución abrupta en la cantidad de pozos a perforar entre los años 2027 y 2028 para el caso de 8 taladros. En cuanto al escenario 2, no es posible alcanzar el *plateau* establecido, aun cuando se perforen el máximo de pozos por año.

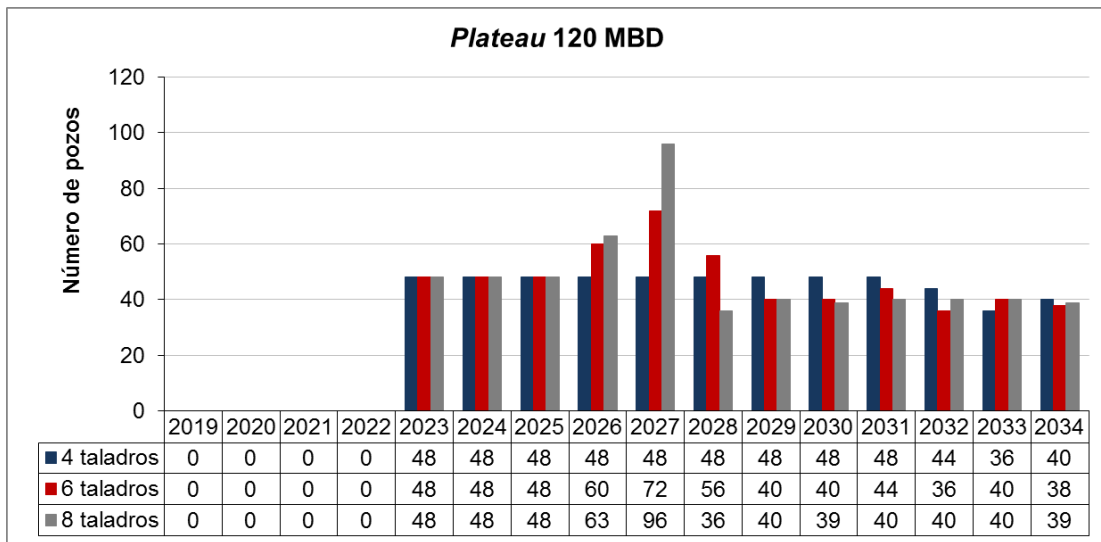


Figura 29. Actividades de perforación, Campo C, escenario 1

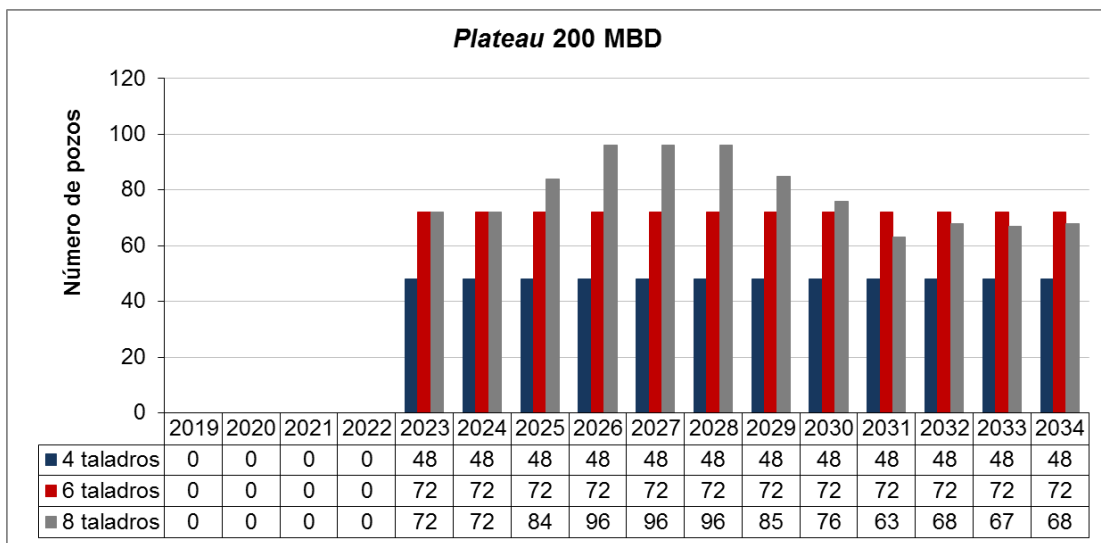


Figura 30. Actividades de perforación, Campo C, escenario 2

El resumen de los indicadores más importantes del campo C, se detallan en la Tabla 10. Se tiene para el escenario 1, un aumento de 5,4% en la producción de petróleo si se utiliza 6 taladros en lugar de 4; y un aumento de 6,9% si se utilizan 8.

Tabla 10. Resumen de indicadores técnicos, BCP, Campo C

	120 MBD			200 MBD		
	4 taladros	6 taladros	8 taladros	4 taladros	6 taladros	8 taladros
Número de pozos	552	570	577	576	864	943
Tiempo de duración del plateau [Años]	2	6	7	No llega	No llega	5
Petróleo producido [MMBN]	350,49	369,55	374,94	354,26	531,90	599,98
Gas producido [MMPCN]	38.553,42	40.650,64	41.243,72	38.968,27	58.452,40	65.997,46
Agua producida [MMBA]	3,54	3,73	3,79	3,58	5,37	6,06
Diluyente requerido [MMBbl]	134,14	141,43	143,50	135,58	203,37	229,62

En cuanto al manejo en superficie del crudo producido, para el escenario 1, adicionalmente se construirán cuatro trenes de 30 MBD c/u. Mientras que para el escenario 2 se construirán cinco trenes de 30 MBD c/u y uno de 60 MBD.

Como sucede en los Campos A y B, en el Campo C también se hará uso de Bombas de Cavidades Progresivas. Las características operacionales en este campo se muestran en la Tabla 11.

Tabla 11. Método de levantamiento artificial, Campo C

Parámetros	BCP	Campo C
Tasa de crudo [MBD]	<2000	600 (Máx.)
Temperatura [°F]	212 (Máx.)	108-125
Manejo de Gas [PC/Bbl]	1500 (Máx.)	110
Manejo de Arena	Excelente	Alto
Grados API	<25	8,5

Cabe acotar, que en ninguno de los campos fue cerrado algún pozo ya que, en el periodo del tiempo del proyecto, estos no alcanzaron su límite económico indicado en el Capítulo III.

Adicional a los casos estudiados, como aporte complementario, se evaluó disminuir los días/pozo a 20. Esto se aplicó como prueba al Campo A, con la meta de alcanzar una producción de 200 MBD y con disponibilidad de 4 taladros al año. Como se muestra en la Figura 31, se observó que disminuyendo los días de perforación sí es posible alcanzar el *plateau* establecido, con una duración de 5 años. Este perfil permite drenar 775,84 MMBN de petróleo, 40,85 MMBA de agua y 85,32 MMMPCN de gas. Las actividades de perforación que respaldan este perfil se detallan en la Figura 32, la cual indica la perforación de un total de 959 pozos para el final del proyecto. En comparación, con el uso de 6 taladros con 30 días de perforación y un *plateau* de 200 MBD por 6 años, se logra drenar 1,61% menos de petróleo.

Se tiene entonces, que realizando las actividades de perforación de forma más eficiente (disminuyendo los días/pozo) es posible alcanzar metas de producción que antes no se podían alcanzar.

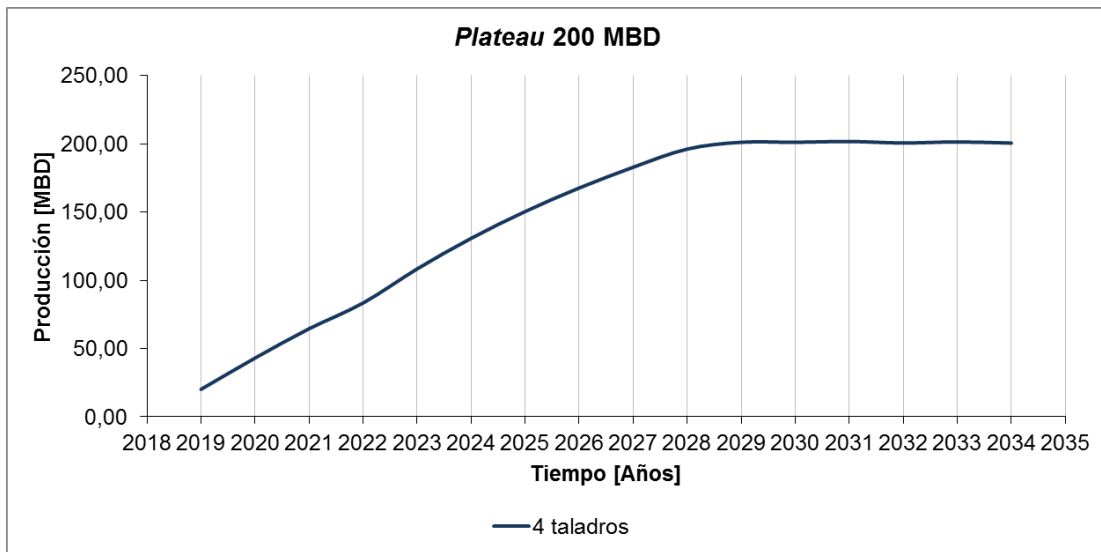


Figura 31. Perfil de producción, 20 días/pozo, Campo A

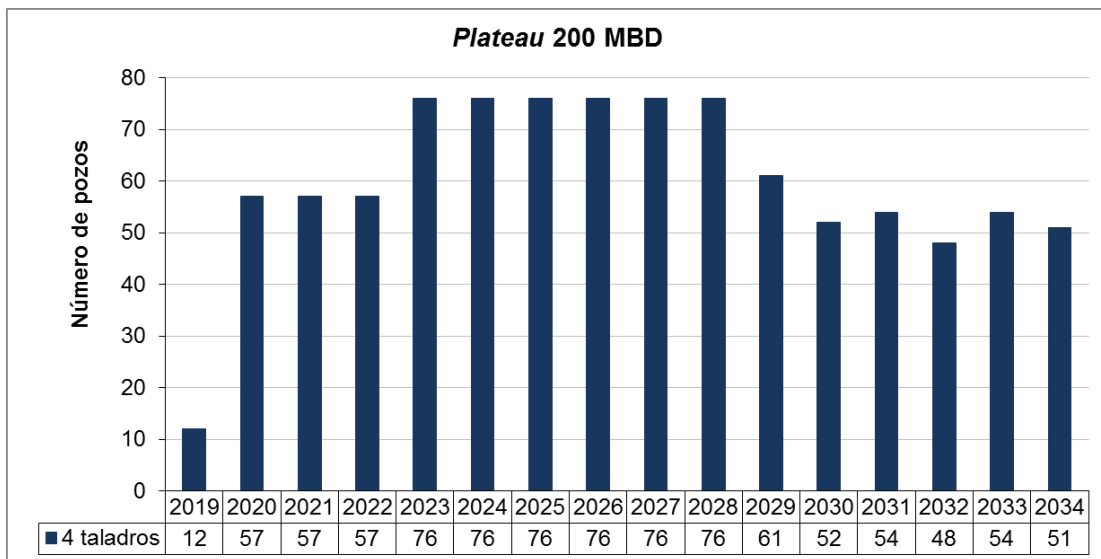


Figura 32. Actividades de perforación, 20 días/pozo, Campo A

4.4. EVALUACIÓN ECONÓMICA

CAMPO A

En las Figuras 33, 34 y 35 se detallan los perfiles de inversiones y gastos para el escenario 1 con sus respectivos casos. Como se observa, las mayores inversiones se realizan entre los años 2022 y 2023, ya que en estos se

incorporan los nuevos trenes en el CPF para el manejo de la producción y, además, comienzan a utilizarse el máximo de taladros disponibles. Con respecto a los gastos, estos aumentan a medida que aumenta la producción hasta mantenerse constantes, debido a la estabilización de la producción.

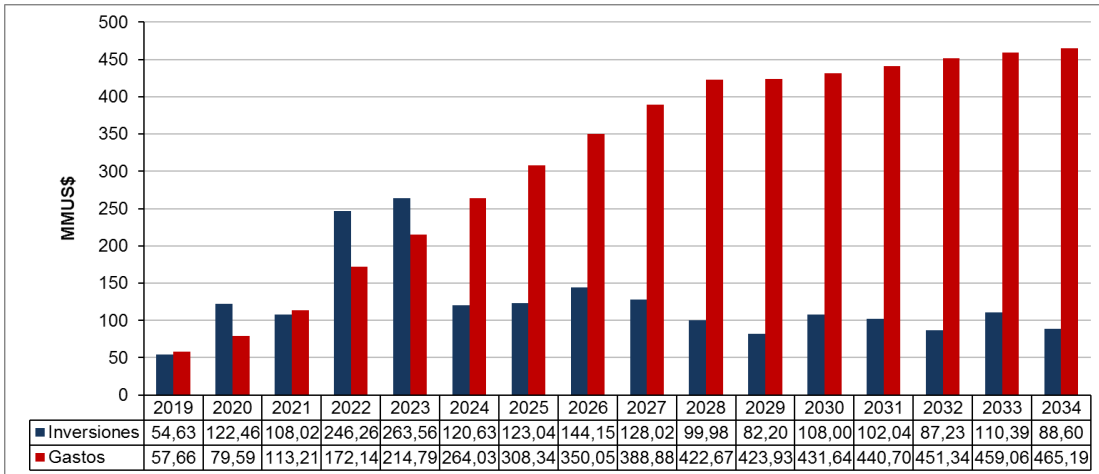


Figura 33. Inversiones y gastos, Campo A, 120 MBD, 4 taladros

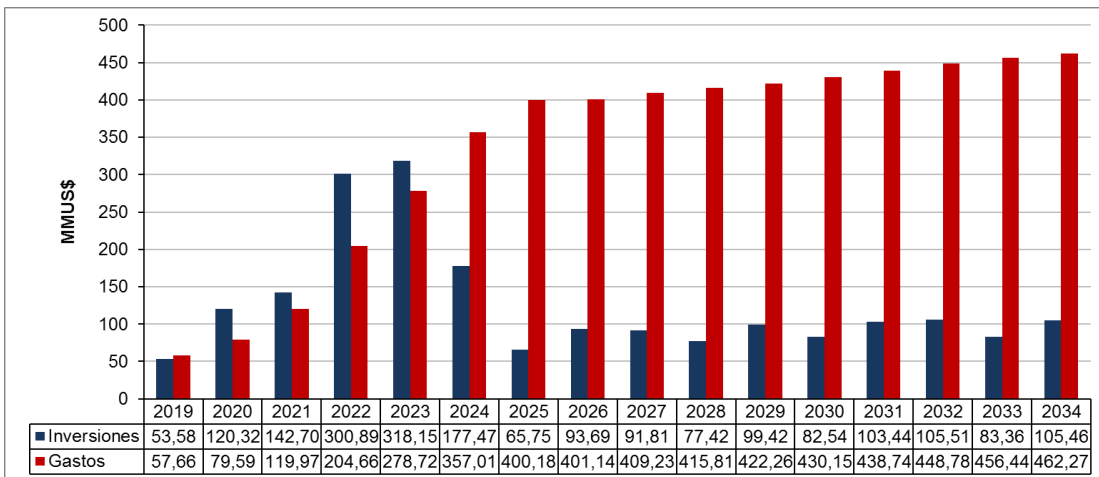


Figura 34. Inversiones y gastos, Campo A, 120 MBD, 6 taladros

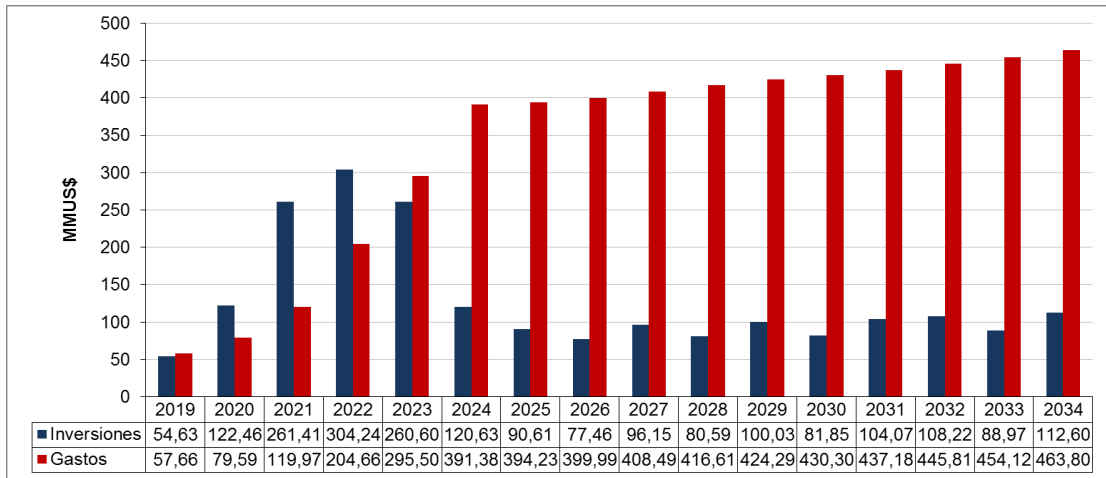


Figura 35. Inversiones y gastos, Campo A, 120 MBD, 8 taladros

Con respecto al escenario 2, sus perfiles de inversiones y gastos se observan en las Figuras 36, 37 y 38.

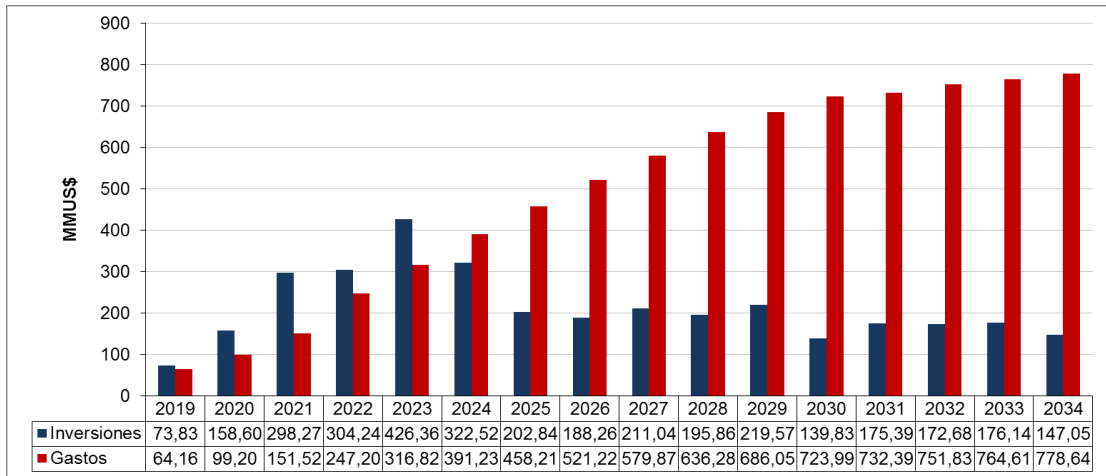


Figura 36. Inversiones y gastos, Campo A, 200 MBD, 6 taladros

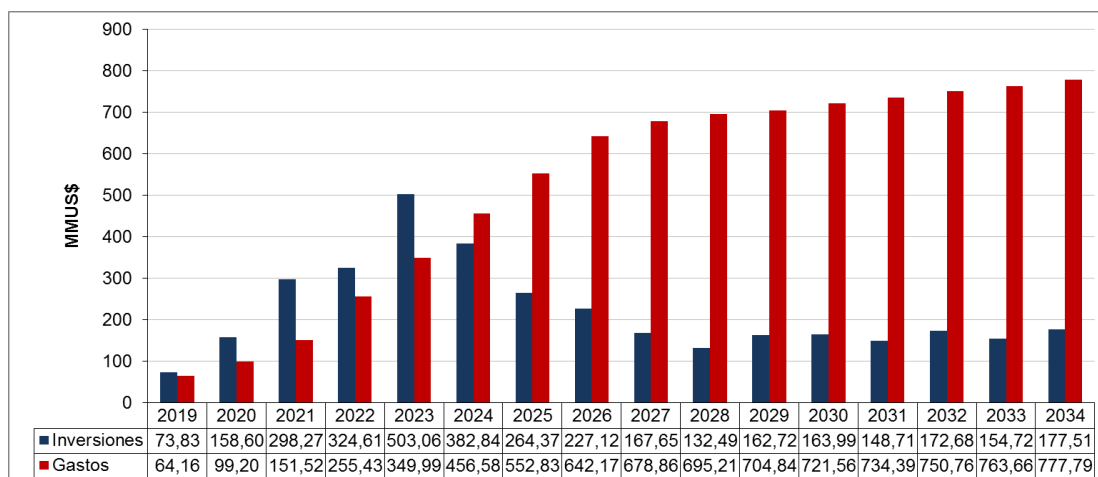


Figura 37. Inversiones y gastos, Campo A, 200 MBD, 8 taladros

En la Tabla 12, se presentan los indicadores económicos calculados que junto a los indicadores técnicos permiten definir el mejor escenario de producción. Con respecto al VPN a través del tiempo, es posible observarlo en el Anexo 3. De esta forma, se tiene que para el escenario de 120 MBD, el mayor VPN lo presenta el caso de 8 taladros, 10,9% más que el caso de 4 taladros, no obstante, posee la misma TIR y el *Payback* que el caso de 6 taladros. Por esta razón, y considerando que ambos casos tienen la misma duración de *plateau*, es más favorable para la empresa el uso de 6 taladros para alcanzar 120 MBD. Este caso posee un VPN 10% mayor que el caso de 4 taladros.

En cuanto al escenario 2, sí es favorable el uso de 8 taladros al año, ya que, además de presentar un VPN de 9,14% más que utilizando 6 taladros y una TIR mayor, la máxima disponibilidad de taladros es aprovechada durante tres años del proyecto.

Tabla 12. Indicadores económicos, Campo A

	120 MBD			200 MBD	
	4 taladros	6 taladros	8 taladros	6 taladros	8 taladros
Total CAPEX [MMUS\$]	1.989,22	2.021,50	2.064,51	3.412,48	3.513,18
Total OPEX [MMUS\$]	5.043,20	5.382,62	5.423,58	7.903,23	8.398,95
VPN [MMUS\$]	1.743,91	1.918,45	1.935,70	2.406,77	2.626,98
TIR	17%	19%	19%	20%	21%
Payback [Años]	11,25	10,12	10,03	10,36	9,62

Cabe destacar que, para todos los escenarios planteados, el tiempo de pago es menor al tiempo de duración del proyecto (2019-2034).

CAMPO B

En las Figuras 38, 39 y 40 se detallan los perfiles de inversiones y gastos para cada uno de los casos del escenario 1. En ellas se observa que el proyecto presenta sus mayores inversiones al inicio, que a su vez son mayores que las planteadas en el Campo A para este escenario, ya que el Campo B posee menos infraestructura para el manejo de la producción en superficie, lo que hace necesaria la realización de estas inversiones.

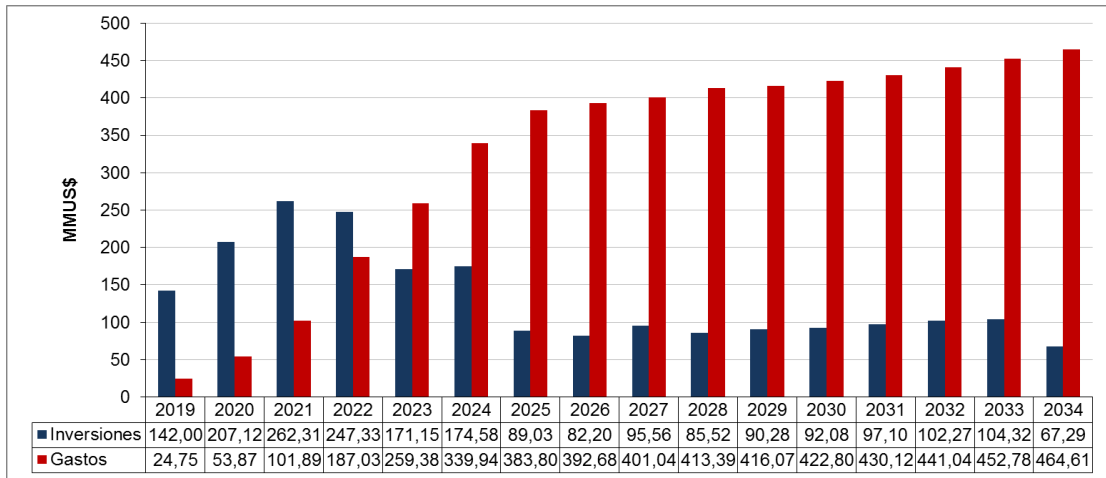


Figura 38. Inversiones y gastos, Campo B, 120 MBD, 4 taladros

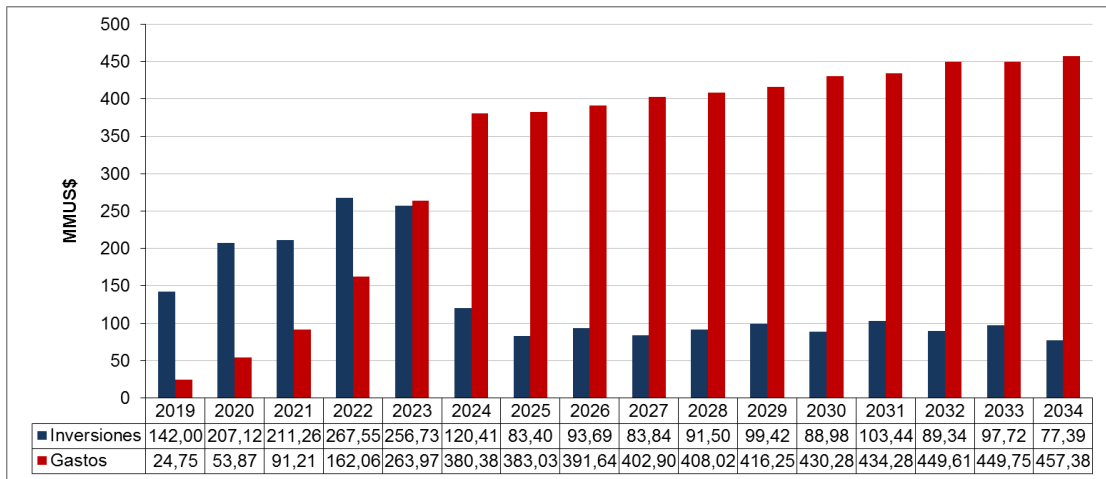


Figura 39. Inversiones y gastos, Campo B, 120 MBD, 6 taladros

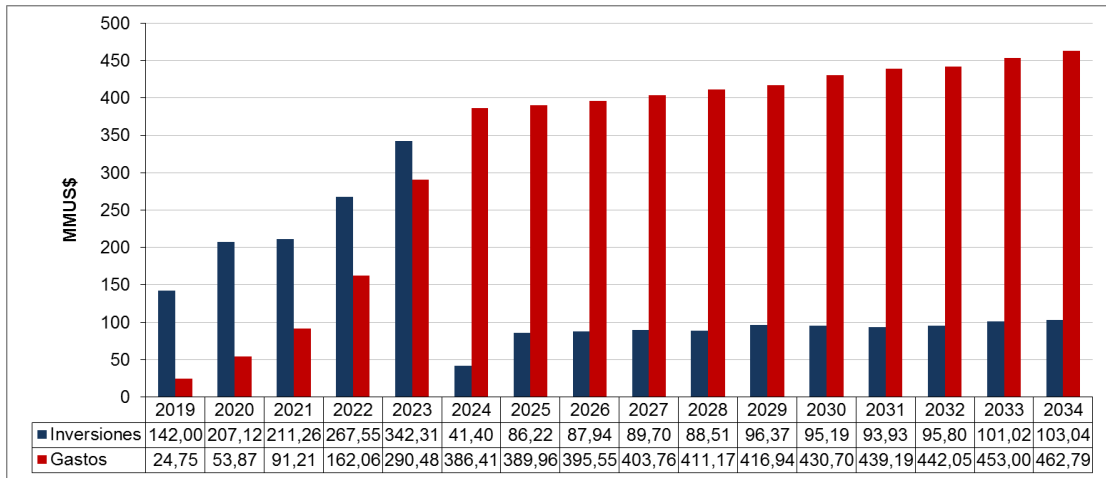


Figura 40. Inversiones y gastos, Campo B, 120 MBD, 8 taladros

Los perfiles de inversiones para el caso 2, se muestran en las Figuras 41, 42 y 43.

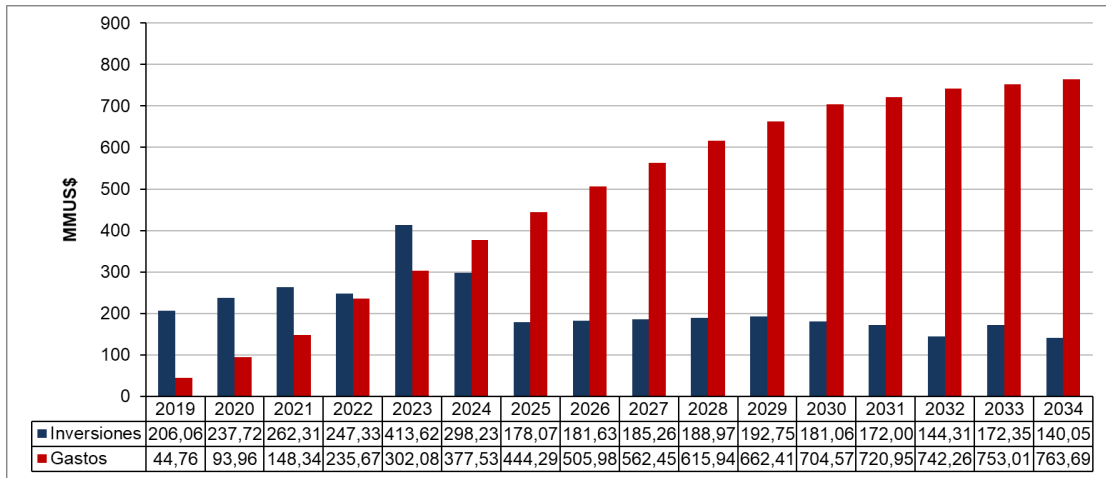


Figura 41. Inversiones y gastos, Campo B, 200 MBD, 4 taladros

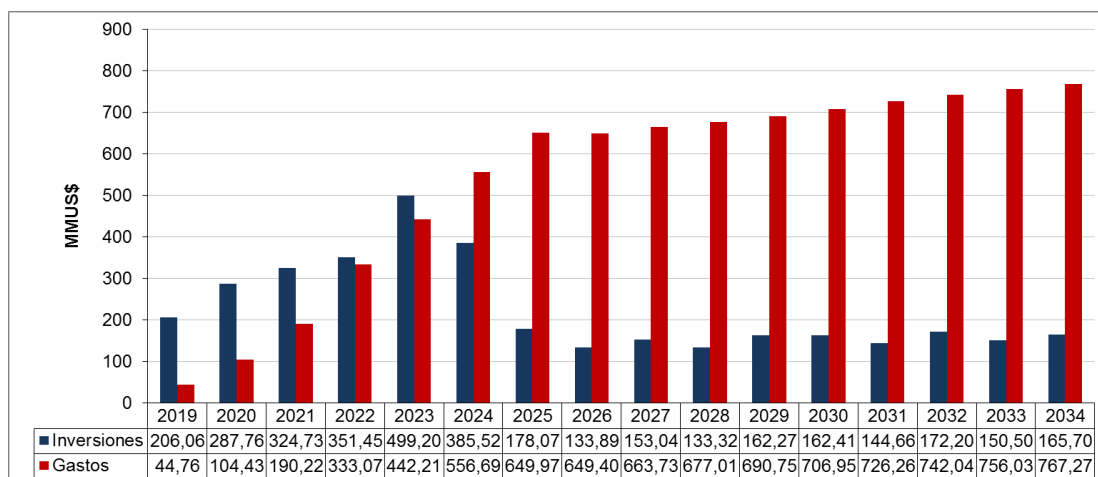


Figura 42. Inversiones y gastos, Campo B, 200 MBD, 6 taladros

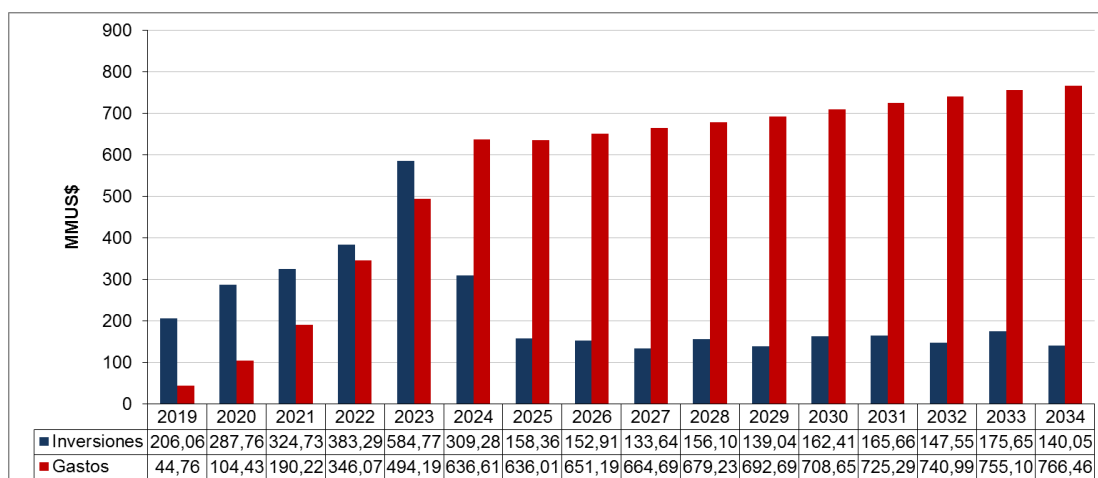


Figura 43. Inversiones y gastos, Campo B, 200 MBD, 8 taladros

Los indicadores económicos calculados para el Campo B se presentan en la Tabla 13. El VPN a través del tiempo, es posible observarlo en el Anexo 4. Para el escenario de 120 MBD, todos los casos poseen la misma TIR e igual *Payback* y, a pesar de que el VPN es 1,1% mayor para el caso de 8 taladros en comparación al uso de 4 taladros, su aplicación no es la más efectiva, ya que solo se hace uso del máximo de estos taladros durante un año. Comparando los casos de 4 y 6 taladros, resultaría más efectivo el uso de 4,

puesto que se obtienen resultados bastante similares con una menor cantidad de taladros disponible.

Por otra parte, para el escenario de 200 MBD, el uso de 4 taladros es descartado por poseer una duración del *plateau* de tan solo 4 años, menos de la mitad de duración que resultaría utilizando 6 y 8 taladros. Utilizando 8 taladros, el VPN es 3,2% mayor que utilizando 6 taladros, sin embargo, solo hay aprovechamiento de los taladros por un año. Por esta razón es más favorable utilizar 6 taladros para alcanzar 200 MBD.

Tabla 13. Indicadores económicos, Campo B

	120 MBD			200 MBD		
	4 taladros	6 taladros	8 taladros	4 taladros	6 taladros	8 taladros
Total CAPEX [MMUS\$]	2.110,14	2.113,79	2.149,38	3.401,72	3.610,79	3.627,26
Total OPEX [MMUS\$]	5.185,17	5.199,38	5.253,91	7.677,89	8.700,78	8.836,58
VPN [MMUS\$]	1.529,67	1.524,67	1.547,20	2.072,50	2.587,63	2.670,46
TIR	30%	30%	30%	32%	36%	37%
Payback [Años]	7,26	7,28	7,17	7,74	6,74	6,51

Igualmente, como sucede para el campo A, el *payback* para el Campo B es menor a los años que le restan al contrato de la empresa.

CAMPO C

Las Figuras 44, 45 y 46 presentan las inversiones y gastos que deben realizarse para cumplir con el escenario de producción de 120 MBD. Observándose que, a pesar de que este campo comienza su producción a partir del año 2023, en los años previos comienzan a realizarse las primeras inversiones que van dirigidas a la adquisición de sísmica y a la construcción de infraestructura para el manejo de la producción.

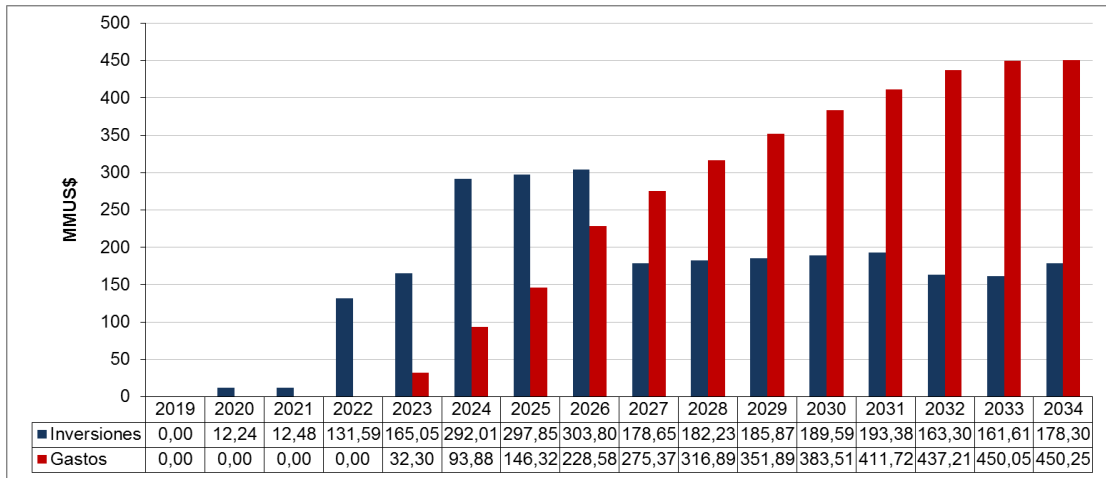


Figura 44. Inversiones y gastos, Campo C, 120 MBD, 4 taladros

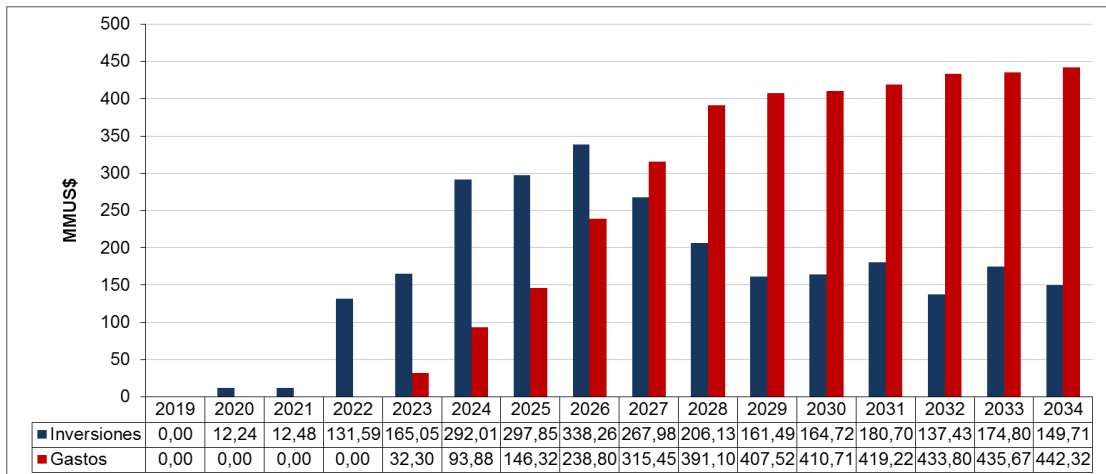


Figura 45. Inversiones y gastos, Campo C, 120 MBD, 6 taladros

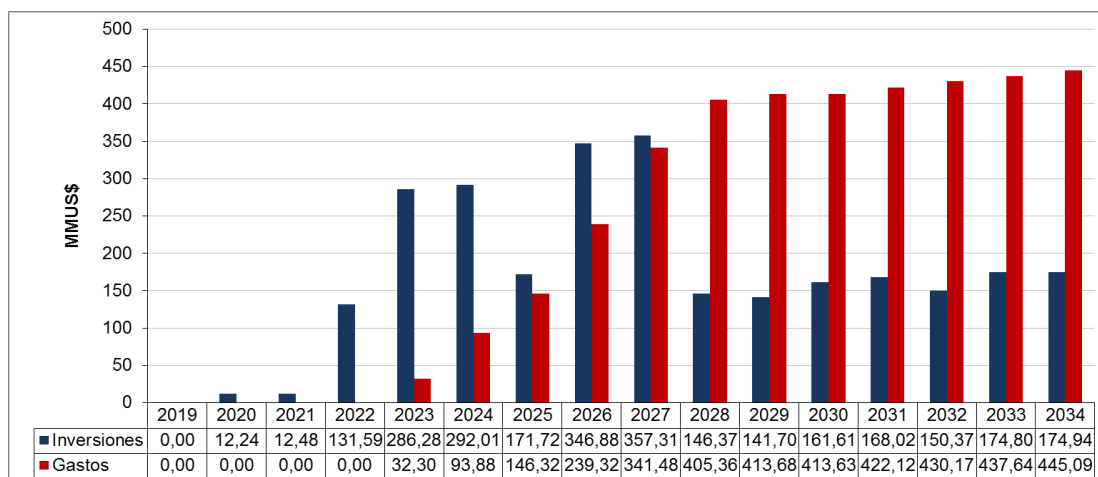


Figura 46. Inversiones y gastos, Campo C, 120 MBD, 8 taladros

Para cumplir con el escenario de 200 MBD, es necesario realizar las inversiones y gastos que se indican en la Figura 47.

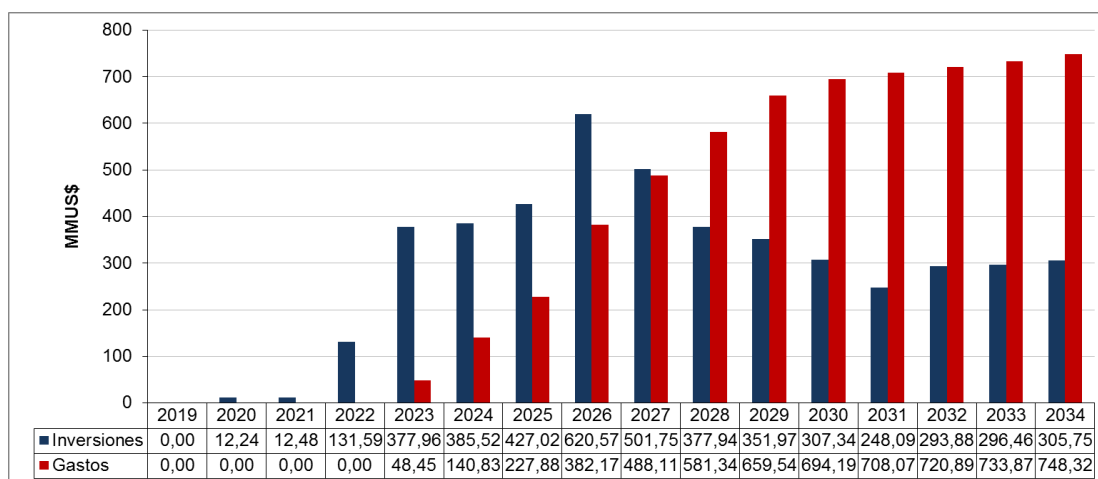


Figura 47. Inversiones y gastos, Campo C, 200 MBD, 8 taladros

La Tabla 14, detalla los indicadores económicos resultantes de los escenarios estudiados para el Campo C. El VPN a través del tiempo se puede observar en el Anexo 5. Para el escenario de 120 MBD, el uso de 4 taladros además de resultar en tan solo 2 años de *plateau*, presenta un VPN 86% menor y una TIR menor que para los casos de 6 y 8 taladros. Para descartar entre estos dos últimos que poseen TIR, VPN y *Payback* similares, se tomó en cuenta que el

uso de 8 taladros solo es aprovechado en un año. Por esta razón el caso favorable para este escenario es el uso de 6 taladros, con un VPN 0,74% mayor que utilizando 8 taladros.

En lo que refiere al escenario de 200 MBD, no se realizó la comparación, ya que con disponibilidad de 4 y 6 taladros al año no es posible alcanzar el *plateau* de producción establecido. Para el Campo C, al igual que para los dos campos anteriores, las inversiones son recuperadas antes de que finalice el contrato de la empresa.

Tabla 14. Indicadores económicos, Campo C

	120 MBD			200 MBD
	4 taladros	6 taladros	8 taladros	8 taladros
Total CAPEX [MMUS\$]	2.647,96	2.692,46	2.728,32	4.650,57
Total OPEX [MMUS\$]	3.577,99	3.767,10	3.820,98	6.133,67
VPN [MMUS\$]	373,99	433,30	430,11	658,11
TIR	21%	22%	22%	22%
Payback [Años]	10,97	10,46	10,43	10,73

Con respecto al caso adicional evaluado, disminuyendo los días/pozo para el Campo A, se tiene, en la Figura 48, el perfil de inversiones y gastos necesario para el proyecto. De acuerdo a este perfil se tiene un VPN de 2.208,59 MMUS\$, una TIR de 19% y un *payback* de 11,3 años. Comparando este caso con el uso de 6 taladros y 30 días de perforación para alcanzar 200 MBD, se tiene que los gastos son menores en un 2,9% y un VPN 8,9% menor.

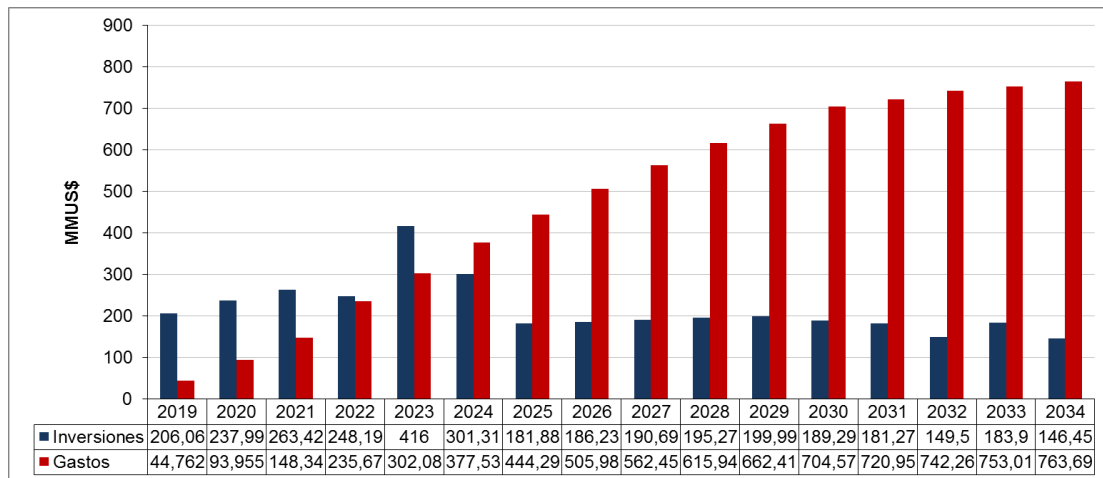


Figura 48. Inversiones y gastos, 20 días/pozo, Campo A

Como aporte complementario, se evaluó la aplicación de un financiamiento 60% tipo bancario y 40% tipo aporte de capital a uno de los proyectos propuestos. Para ello, se seleccionó el Campo B, con la meta de alcanzar 200 MBD con disponibilidad de 6 taladros. Este campo, presenta en sus primeros 3 años de proyecto flujo de caja negativo como se indica en la Tabla 15. Tal como se esperaba, se observó un incremento en el flujo de caja libre luego de aplicar el financiamiento, logrando cubrir el déficit los dos primeros años y disminuir considerablemente el del tercer año. Con respecto a los indicadores económicos, se observa un aumento en el VPN y en la TIR.

Tabla 15. Flujo de caja libre, financiamiento

Año	2019	2020	2021
FCL [MMUS\$]. Antes del financiamiento	-150,15	-155,11	-77,37
FCL [MMUS\$]. Después del financiamiento	22,17	11,73	-9,37

CONCLUSIONES

- Hasta la actualidad, el Campo A ha drenado un total de 21,68 MMBN, es decir un 14,83% de lo establecido en su Plan de Negocios Original. El Campo B ha drenado 2,04 MMBN, cumpliendo con el 1% de su plan. Mientras que el Campo C no ha iniciado su producción.
- Con respecto al PDNO, el Campo A presenta un cumplimiento del 3,37% en las actividades de perforación, el Campo B un cumplimiento del 5% y el Campo C 0%.
- El Campo A, invirtió un 18,47% en comparación con el plan original; el Campo B un 2% y el Campo C 0%. En cuanto a los gastos, el Campo A presentó un 139% de sobre-ejecución y el Campo B una sub-ejecución del 31%.
- Tomando en cuenta todos los escenarios estudiados, se observó que, si bien en el de 8 taladros es con el que más pronto se alcanza el *plateau* de producción, este no siempre es el caso ideal, ya que en ciertos casos sólo se utiliza la máxima disponibilidad por un año. Hay casos en los cuales puede haber un mejor aprovechamiento de los recursos como, por ejemplo, en el escenario 2 del Campo B, la máxima cantidad de taladros disponibles se aprovecha por más de un año.
- Para lograr un *plateau* de producción de 120 MBD, el caso más favorable para el Campo A es utilizar 6 taladros de perforación, para el Campo B, se utilizarían 4 taladros y para el Campo C, 6 taladros de perforación.
- En cuanto al escenario de 200 MBD, el caso más favorable para el Campo A es hacer uso de 8 taladros y para el Campo B, 6 taladros. Mientras que, para el Campo C, sólo se alcanza el *plateau* con 8 taladros.

- En cuanto a los indicadores económicos, se observó una mejora en los VPN y la TIR para el *plateau* de 200 MBD, ya que se obtendría un mayor drenaje de reservas de petróleo. Sin embargo, para ello se requieren mayores gastos que para el escenario de 120 MBD.

RECOMENDACIONES

1. Evaluar los diferentes escenarios planteados tomando en cuenta la aplicación de métodos térmicos para mantener la producción
2. Realizar una evaluación técnico-económica sobre la construcción de un mejorador propio para la Empresa Mixta en estudio y evaluar el impacto que esto produciría en los escenarios planteados.
3. Debido a que a la Empresa Mixta le restan 15 años de contrato, se recomienda plantear una extensión de la misma, de manera que sea un incentivo para los inversores.
4. Evaluar todos los escenarios propuestos con la disminución en los días de perforación, ya que como se indicó en el Capítulo IV, hay casos en los cuales no es posible alcanzar el *plateau* de producción establecido con 30 días/pozo, pero sí con 20 días/pozo.
5. Se recomienda a la Escuela de Petróleo, adecuar en el pensum de pregrado la asignatura Introducción al Análisis y Toma de Decisiones, específicamente a proyectos petroleros, de modo que se analicen cada una de las variables involucradas en estos, para mejorar la toma de decisiones y con ello el crecimiento profesional de los estudiantes.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] U.S. Energy Information Administration. (2017). *International*. Obtenido de U. S. Energy Information Administration (EIA): <https://www.eia.gov/beta/international/>
- [2] BP. (2017). *BP Statistical Review of World Energy June 2017*. Obtenido de Statistical Review of World Energy: <https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review-2017/bp-statistical-review-of-world-energy-2017-oil.pdf>.
- [3] Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. (2005). *Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburos*. Dirección General de Exploración, Reserva y Tierra.
- [4] Barberii, E., & Essenfeld, M. (2005). *Yacimientos de Hidrocarburos III*. Caracas: Caligraphy C.A.
- [5] Demirmen, F. (2007). Reserves Estimation: The Challenge for the Industry. *Journal of Petroleum Technology*, 80-89.
- [6] Vitor, E. (16 de Agosto de 2017). *Decline Curve Analysis and its role in Oil Production Forecast*. Obtenido de Kraken - Reservoir Simulation and Field Data Analysis Tool: <http://www.kraken.com.br/2017/08/16/decline-curve-analysis-and-its-role-in-oil-production-forecast/>
- [7] PDVSA. (Marzo de 2006). *Empresas Mixtas al Servicio del Pueblo*. Caracas, Venezuela.
- [8] Sánchez, K. (2009). Efectos Impositivos de la Migración de los Convenios Operativos a Empresas Mixtas. Trabajo Especial de Grado, Universidad Católica Andres Bello.
- [9] Nieves, F. (2012). *Análisis integral de yacimiento para la reactivación de pozos en el Campo Las Mercedes en los yacimientos LPBB ME 2, KOPQ*

ME 230, del Distrito Guárico. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela.

[10] PDVSA CIED. (1999). *Rehabilitación de Pozos*. CIED.

[11] Vielma, L. (2010). *La estrategia de explotación: programa de vida del yacimiento*. Obtenido de Energía a Debate: <http://energiaadebate.com/la-estrategia-de-explotacion-programa-de-vida-del-yacimiento/>

[12] González, D., & Pérez, G. (2013). *Metodología para la aplicación de tecnologías de recuperación mejorada que permitan aumentar el factor de recobro*. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela.

[13] Von Flatern, R. (2015). *Definición de Levantamiento Artificial*. Artículo, Schlumberger.

[14] Figueroa P, A. K. (2013). *Control de costos de proyectos de ingeniería básica y de detalle. Macollas N2 y N3. Campo Yucal Placer, Estado Guárico, Venezuela*. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela.

[15] Jiménez, J. (2002). *Criterios y técnicas de evaluación económica de propuestas de inversión en exploración y explotación de petróleo y gas natural*. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela.

[16] Rodríguez, J. (2014). *Desarrollo de un modelo de simulación económica sobre los contratos Buy-Back y las Empresas Mixtas aplicados en campos petroleros maduros en Venezuela bajo el enfoque de dinámica de sistemas*. Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela.

[17] Ley de contribuciones especiales sobre precios extraordinarios y exorbitantes. Gaceta Oficial N° 40.114 de fecha 20 de febrero de 2013. (s.f.).

[18] Ley de Impuesto Sobre La Renta. Gaceta Oficial N° 38.628, de fecha 16 de Febrero de 2007. (s.f.).

[19] Ley Orgánica contra el Tráfico Ilícito y el consumo de sustancias estupefacientes y psicotrópicas. Gaceta Oficial N° 38.337 del 16 de Diciembre de 2005. (s.f.).

[20] Ley Orgánica de Ciencia Tecnología e Innovación. Gaceta Oficial N° 39.575, de fecha 16 de Diciembre de 2010. (s.f.).

- [21] Ley Orgánica de Deporte, Actividad Física, y Educación Física. Gaceta Oficial N° 39.741 de fecha 23 de agosto de 2011. (s.f.).
- [22] Ley Orgánica de Hidrocarburos. Gaceta Oficial N° 38.443, de fecha 24 de Mayo de 2006. (s.f.).
- [23] Eco-Finanzas. (s.f.). *Financiamiento bancario*. Obtenido de Economía y Finanzas: https://www.eco-finanzas.com/diccionario/F/FINANCIAMIENTO_BANCARIO.htm
- [24] Moix Muntó, R. (2014). *Evaluación Económica de Proyectos Petroleros*.
- [25] PDVSA. (s.f.). *Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez*. Obtenido de Sitio Web PDVSA: <http://www.pdvsa.com/images/pdf/publicaciones/libros/fajapetrolifera.pdf>
- [26] Arias, F. (2012). El Proyecto de Investigación. Introducción a la metodología científica. Caracas: Editorial Episteme.
- [27] Molero, S. (2017). *Informe del Comisario 2016*. Obtenido de Sitio Web PDVSA: http://www.pdvsa.com/images/informes_comisario/2016/informecomisario2016.pdf
- [28] U.S. Energy Information Administration. (s.f.). *Analysis & Projections*. Obtenido de U.S. Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/analysis/>

ANEXOS

ANEXO 1

Relación de volumen de diluyente requerido

Partiendo de suma de volúmenes y balance de masa:

$$V_{\text{diluido}} = V_{\text{xp}} + V_{\text{Nafta}}$$

$$m_{\text{diluido}} = m_{\text{xp}} + m_{\text{Nafta}}$$

Donde:

V_{diluido} = Volumen de petróleo, 17 °API

V_{xp} = Volumen de petróleo producido, 8,5 °API

V_{Nafta} = Volumen de nafta requerida, 45 °API

De la fórmula de densidad, $\rho = \frac{m}{v}$. Sustituyendo dicha relación en la segunda ecuación:

$$\rho_{\text{diluido}} V_{\text{diluido}} = \rho_{\text{xp}} V_{\text{xp}} + \rho_{\text{Nafta}} V_{\text{Nafta}}$$

Y sustituyendo la primera ecuación en lo anterior, se tiene:

$$\rho_{\text{diluido}} (V_{\text{xp}} + V_{\text{Nafta}}) = \rho_{\text{xp}} V_{\text{xp}} + \rho_{\text{Nafta}} V_{\text{Nafta}}$$

Despejando el volumen de Nafta:

$$V_{\text{Nafta}} = V_{\text{xp}} \frac{(\rho_{\text{xp}} - \rho_{\text{diluido}})}{(\rho_{\text{diluido}} - \rho_{\text{Nafta}})}$$

Donde $\rho_{\text{xp}} = 1,011 \text{ gr/m}^3$; $\rho_{\text{diluido}} = 0,953 \text{ gr/m}^3$ y $\rho_{\text{nafta}} = 0,802 \text{ gr/m}^3$,
quedando:

$$V_{\text{Nafta}} = 0,383 V_{\text{xp}}$$

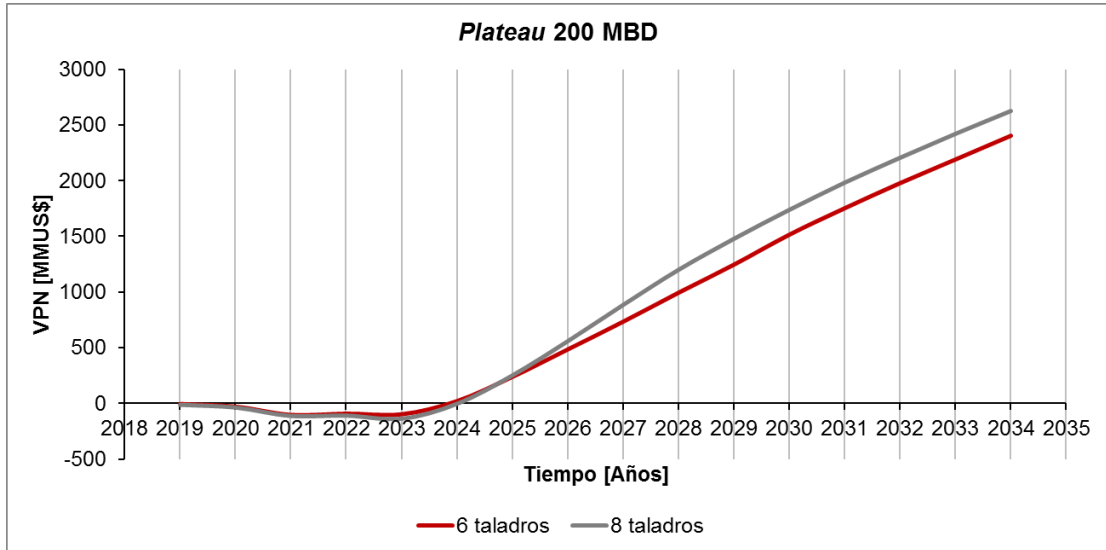
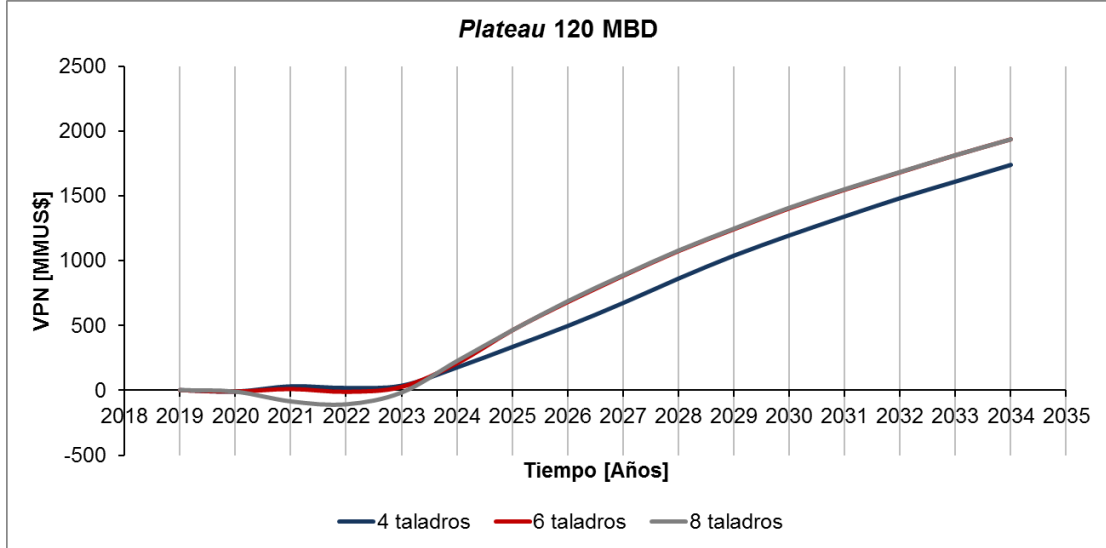
ANEXO 2

Proyección de precios utilizada

	Brent	Cesta Venezolana	XP (8.5°API)	Mejorado (32°API)	Gas
Año	Precio [US\$/Bbl]	Precio [US\$/Bbl]	Precio [US\$/Bbl]	Precio [US\$/Bbl]	Precio [US\$/MMBTU]
2019	56,25	50,63	37,00	55,97	1,17
2020	69,96	62,96	37,93	57,37	1,17
2021	77,36	69,62	38,87	58,80	1,17
2022	80,55	72,50	39,84	60,27	1,17
2023	82,95	74,66	40,84	61,78	1,17
2024	84,51	76,06	41,86	63,32	1,17
2025	85,70	77,13	42,91	64,90	1,17
2026	87,47	78,72	43,98	66,53	1,17
2027	88,66	79,79	45,08	68,19	1,17
2028	90,31	81,28	46,21	69,89	1,17
2029	91,80	82,62	47,36	71,64	1,17
2030	92,82	83,54	48,55	73,43	1,17
2031	94,87	85,38	49,76	75,27	1,17
2032	95,84	86,26	51,00	77,15	1,17
2033	97,17	87,45	52,28	79,08	1,17
2034	98,74	88,87	53,59	81,06	1,17

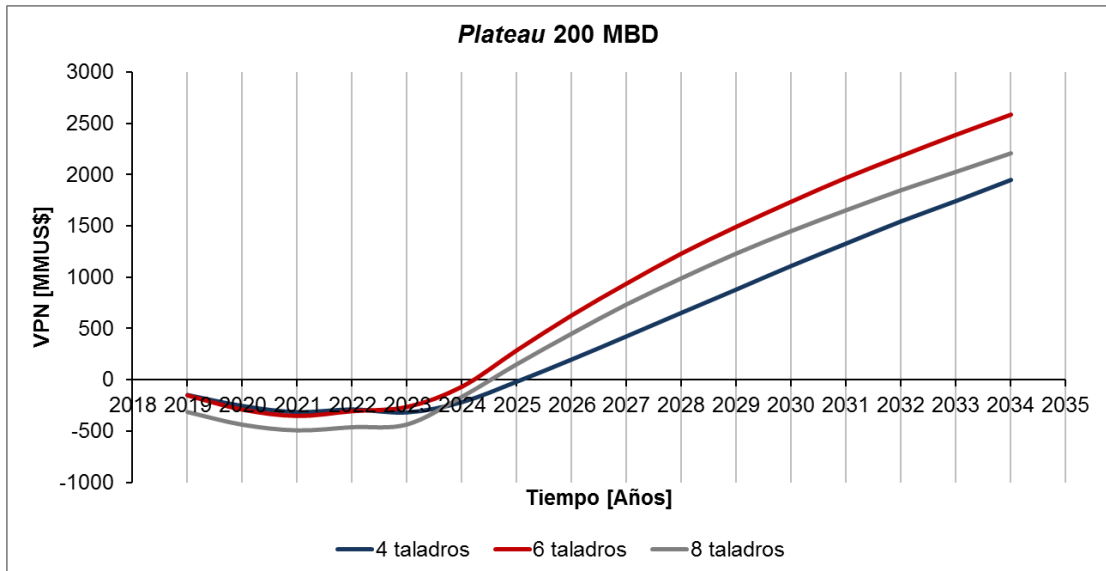
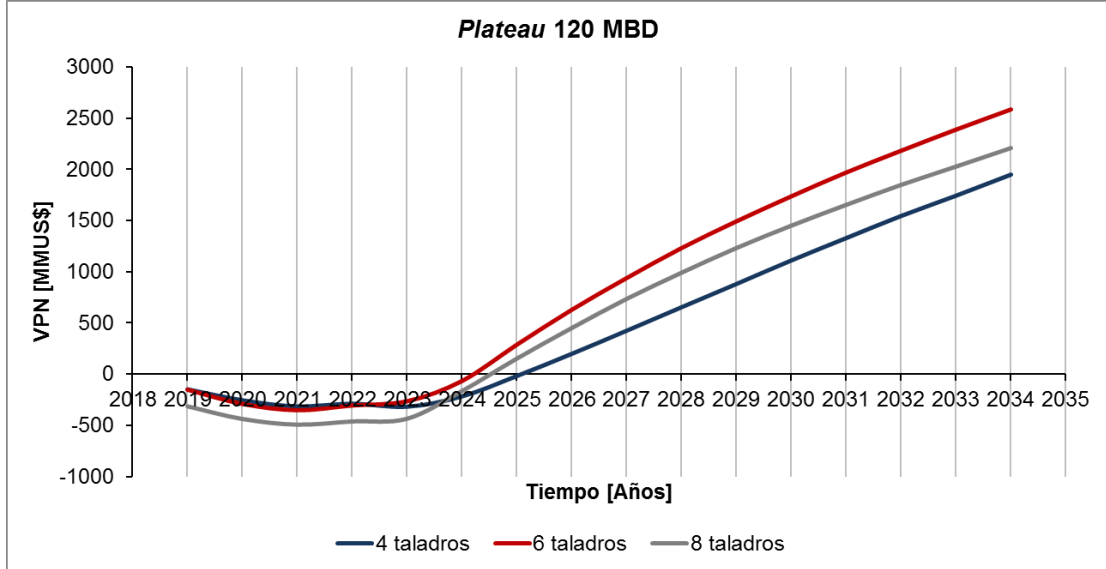
ANEXO 3

Valor Presente Neto a través del tiempo, Campo A



ANEXO 4

Valor Presente Neto a través del tiempo, Campo B



ANEXO 5

Valor Presente Neto a través del tiempo, Campo C

