

**Modelo de evaluación financiera para la implementación de proyectos de producción
incremental en el Campo Castilla**

Rafael Eduardo Pérez Hernández

Trabajo de grado para optar por el título de Magister en Ingenierías de Petróleos y Gas

Director

Fernando Enrique Calvete González

Magister en Ingeniería de Petróleos y Gas

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico Químicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas

Bucaramanga

2019

*“Cuando consideres
que aquello que has realizado
está bien hecho,
haz algo más, mejóralo”*

Tomás Alva Edison

A mis padres, mis abuelos, mis hermanas y mi esposa que han sido
mi apoyo durante todo este tiempo.

Dedica *Rafael Eduardo Pérez Hernández*

Agradecimientos

El autor expresa sus agradecimientos a:

ECOPETROL S.A., por brindarme la oportunidad de realizarme como profesional en la industria del petróleo, demostrar los conocimientos adquiridos a lo largo de mi estancia en la compañía y cumplir con los requisitos para optar por el título de magister.

Al ingeniero Fernando Enrique Calvete González, profesor de la escuela Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander UIS, director del proyecto. Por su participación en la ejecución de la tesis y sus aportes para que la culminación del proyecto fuera exitosa gracias a su experiencia y profesionalismo.

A mi padre Reyes, el gran compañero que con su ejemplo ha impulsado mi carrera. A mi madre Olga que con su acompañamiento me ha hecho mejor profesional y gran persona. A mis hermanas Lina y Paula que me ayudaron en todo el proceso de carácter personal y consejos para seguir siendo integro. A mis abuelos Paulina y Fernando que me acompañaron y apoyaron desde siempre.

A mi esposa Alexandra, cuyo amor, entusiasmo e incondicionalidad, me motivan todos los días de mi vida a cumplir lo que me propongo.

Contenido

	Pág.
Introducción	15
1. Marco Contextual.....	17
2. Marco Teórico.....	21
2.1 Valor Presente Neto (VPN)	21
2.1.1 Tasa interna de retorno.....	22
2.1.2 Periodo de repago.	22
2.2 Costo de levantamiento.....	23
2.3 Costo de desarrollo	23
2.4 Reservas	24
2.5 CAPEX	24
2.6 OPEX	25
3. Aplicabilidad de proyectos de producción incremental en el campo castilla	25
3.1 Técnicas de evaluación de proyectos.....	26
3.1.1 Árboles de decisión.....	28
3.1.2 Opciones reales.	30
3.1.3 Simulación Monte Carlo.....	32
3.2 Arquitectura del modelo propuesto.....	33
4. Modelo de restricción operativa del Campo Castilla.....	37

4.1 Generalidades.....	39
4.2 Nodo yacimiento	41
4.3 Nodo Pozos	45
4.4 Nodo facilidades de superficie.....	47
4.4.1 Tratamiento de Crudo.	47
4.4.2 Tratamiento de Agua.....	48
4.5 Nodo evacuación.....	48
4.5.1 Evacuación de Crudo.	48
4.5.2 Evacuación de Agua.	49
4.6 Modulo restricción operativa herramienta P.I.O.....	49
4.7 Ejemplo de aplicación.....	53
4.7.1 Nodo Yacimiento.	53
4.7.2 Nodo Pozos.	57
4.7.3 Nodo Facilidades.	59
4.7.4 Nodo Evacuación.	61
4.7.5 Perfil Efectivo de Producción.	61
4.8 Perdidas	62
5. Modelo de mitigación de perdidas	65
5.1 Mitigación de pérdidas en el nodo yacimiento	66
5.2 Mitigación de perdidas en el nodo pozos.....	67
5.3 Mitigación de pérdidas en el nodo facilidades.....	69
5.4 Mitigación de pérdidas en el nodo evacuación	70
5.5 Modulo de eliminación de perdidas herramienta P.I.O.	71

6. Modelo de evaluación económica.....	74
6.1 Variables generales	74
6.2 Variables de precio	76
6.3 OPEX	77
6.4 CAPEX	78
6.5 Amortización y depreciación	78
6.6 Variables de salida	79
6.7 Modulo de evaluación económica herramienta P.I.O	80
6.8 Ejemplo de aplicación.....	83
7. Modelo integrado de proyección de valor del activo.....	85
7.1 Herramienta integrada de cálculo P.I.O	88
7.1.1 Generalidades.....	88
7.1.2 Ejemplo de aplicación.....	88
7.2 Comparación con otra metodología	94
8. Conclusiones	98
9. Recomendaciones	99
Referencias Bibliográficas	100

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Esquema Modelo Integrado de Proyección de Valor	19
Figura 2. Evaluación Financiera	21
Figura 3. Ejemplo Árbol de Decisiones	30
Figura 4. Ejemplo Opciones Futuras	32
Figura 5. Ejemplo Simulación de Monte Carlo	33
Figura 6. Modelo Integrado de Proyección de Valor.....	35
Figura 7. Esquema Modelo de Restricción Operativa	37
Figura 8. Ubicación geográfica campo castilla.....	40
Figura 9. Sísmica del campo castilla.....	42
Figura 10. Mapa estructural tope K1 y tope K2.....	43
Figura 11. Columna estratigráfica K1-K2 y ambientes de Depositación	44
Figura 12. Tipos de Pozos por Arquitectura. Campo Castilla	45
Figura 13. Tipos de Sistemas de Levantamiento Artificial. Campo Castilla.....	46
Figura 14. Esquema de tratamiento de crudo y agua	47
Figura 15. Caso Base Ejemplo Aplicación - Herramienta P.I.O	50
Figura 16. Detalle información Pozo a Pozo - Herramienta P.I.O	50
Figura 17. Distribuciones de Probabilidad Restricción Operativa - Herramienta P.I.O	51
Figura 18. Generación modelo de Restricción Herramienta - P.I.O	51

Figura 19. Diagrama de Flujo Modelo de Restricción Herramienta PIO	52
Figura 20. Perfil Crudo Nodo Yacimiento calculado con la herramienta P.I.O	56
Figura 21. Perfil de Agua Nodo Yacimiento calculado con la herramienta P.I.O.....	57
Figura 22. Perfil de Crudo - Nodo Pozo calculado con la herramienta P.I.O.....	58
Figura 23. Perfil de Agua - Nodo Pozos calculado con la herramienta P.I.O	58
Figura 24. Perfil Facilidades de Crudo Generado con herramienta P.I.O	60
Figura 25. Perfil Facilidades de Agua Generado con herramienta P.I.O.....	60
Figura 26. Nodo Evacuación.....	61
Figura 27. Restricción Total calculada con la herramienta P.I.O	62
Figura 28. Perfil de Perdidas - Nodo yacimiento.....	63
Figura 29. Perfil de Perdidas Nodo Pozos	63
Figura 30. Perdidas Nodo Facilidades	64
Figura 31. Perfil de Producción Mitigación Perdidas - Nodo Yacimiento	67
Figura 32. Perfil de Mitigación de Perdidas Nodo Pozos.....	68
Figura 33. Mitigación de Perdidas Nodo Facilidades	70
Figura 34. Activación Modulo Mitigación de Perdidas herramienta P.I.O	72
Figura 35. Parámetros de Mitigación - Herramienta P.I.O	72
Figura 36: Inversiones para Mitigar Perdidas - Herramienta P.I.O	73
Figura 37. Diagrama de Flujo Módulo de Eliminación de Perdidas Herramienta P.I.O	73
Figura 38. Variables financiera - Herramienta P.I.O	80
Figura 39. Distribuciones de probabilidad - Hoja "Modelo Económico"	81
Figura 40. Ejecución modelo Económico	81
Figura 41. Diagrama de Flujo Modelo Evaluación Económica.....	82

Figura 42. Distribución VPN y EFI – Herramienta P.I.O.....	84
Figura 43. Distribución de TIR y Tiempo de Repago – Herramienta P.I.O	84
Figura 44. Modelo Integrado de Proyección de Valor.....	86
Figura 45. Diagrama de Flujo Modelo Integrado de Proyección de Valor P.I.O.	87
Figura 46. Software P.I.O	88
Figura 47. Variables de Entrada Operativas	89
Figura 48. Variables Financieras	90
Figura 49. Detalle Producción Pozos.....	90
Figura 50. Detalle de Inversiones	91
Figura 51. Módulo de Restricción	91
Figura 52. Resultado Módulo de Mitigación de Perdidas.....	92
Figura 53. Distribución de Probabilidades - Modulo Evaluación Económica.....	93
Figura 54. Resultado Probabilístico VPN - Ejemplo de Aplicación.....	93
Figura 55. Resultados Evaluación Peak Merak - Etapa 3	95
Figura 56. Resultados VPN Etapa 3 - PIO.....	96
Figura 57. Resultados Probabilísticos de VPN con distribución PERT	97

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Modelo de Restricción Operativa</i>	38
Tabla 2. <i>Media y Desviación Estándar de la productividad de los pozos del Campo Castilla...</i>	55
Tabla 3. <i>Parámetros de distribución Nodo Facilidades</i>	59
Tabla 4. <i>Costos de alquiler de Facilidades por día</i>	69
Tabla 5. <i>Tarifa de Evacuación para Agua y Crudo</i>	71
Tabla 6. <i>Variables generales</i>	75
Tabla 7. <i>Precios estimados para crudo Brent@60 USD</i>	76
Tabla 8. <i>Variables para cálculo del OPEX con la herramienta P.I.O</i>	77
Tabla 9. <i>Variables de Salida</i>	79
Tabla 10. <i>Precios</i>	83
Tabla 11. <i>OPEX</i>	84

Resumen

TÍTULO: MODELO DE EVALUACIÓN FINANCIERA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE PROYECTOS DE PRODUCCIÓN INCREMENTAL EN EL CAMPO CASTILLA*

AUTOR: RAFAEL EDUARDO PEREZ HERNANDEZ**

PALABRAS CLAVE: PRODUCCIÓN INCREMENTAL, EVALUACIÓN DE PROYECTOS, INVERSIÓN, ÍNDICADORES FINANCIEROS, HERRAMIENTAS DE EVALUACION DE PROYECTOS.

DESCRIPCIÓN:

La evaluación de proyectos de producción incremental en el campo Castilla requiere de herramientas que permitan asegurar una estimación efectiva de la generación de valor del activo. Para el caso del campo Castilla en particular, se genera una herramienta que permite por primera vez incorporar las variables operativas y financieras en un modelo de evaluación integral de proyectos, el cual de forma optimizada captura las premisas necesarias para realizar el análisis y valoración de casos de negocio de proyectos de producción incremental. La integración de la parte operativa y financiera en una misma herramienta de valoración de negocios denominada P.I.O. (Petroleum Investment Oracle), con la ayuda de la simulación de Montecarlo en el marco del modelo integrado de proyección de valor conformado por: el modelo de restricción operativo, el modelo de eliminación de pérdidas y el modelo de evaluación económica, permite a los tomadores de decisión y a los ingenieros del campo en todos los niveles plantear y evaluar de manera confiable las iniciativas de aumento de producción y desarrollo de reservas que son la base fundamental de la generación de valor en los campos de crudo, en especial de crudo pesado como es el caso del campo Castilla lo cual se podrá observar de forma detallada en el desarrollo de este trabajo de investigación.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas Director Fernando Enrique Calvete González Magister en Ingeniería de Petróleos y Gas

Abstract

TITLE: FINANCIAL EVALUATION MODEL FOR IMPLEMENTATION OF INCREMENTAL PRODUCTION PROJECTS IN CASTILLA OILFIELD*

AUTHOR: RAFAEL EDUARDO PEREZ HERNANDEZ**

KEYWORDS: INCREMENTAL PRODUCTION, EVALUATION OF PROJECTS, INVESTMENT, FINANCIAL INDICES, PROJECT EVALUATION TOOLS

DESCRIPTION:

The evaluation of incremental production projects in the Castilla field requires tools to ensure an effective estimation of the value generation of the asset. In the case of the Castilla field in particular, a tool is generated that allows, for the first time, to incorporate the operational and financial variables in a model of integral evaluation of projects, which in an optimized way captures the necessary premises to carry out the analysis and assessment of cases. of business of incremental production projects. The integration of the operational and financial part in the same business valuation tool called P.I.O. (Petroleum Investment Oracle), with the help of the Montecarlo simulation in the framework of the integrated value projection model made up of: the operational restriction model, the loss elimination model and the economic evaluation model, allows decision makers and the engineers of the field in all the levels to pose and evaluate of reliable way the initiatives of increase of production and development of reserves that are the fundamental base of the generation of value in the fields of crude oil, especially of heavy crude as it is the case of the Castilla field, which can be observed in detail in the development of this research work.

* Master Thesis

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas Director Fernando Enrique Calvete González Magister en Ingeniería de Petróleos y Gas

Introducción

La ejecución de proyectos de producción incremental en el activo Castilla tiene como finalidad la incorporación de reservas y el aumento en la producción. La adición de estas nuevas actividades afecta las capacidades de producción y en numerosas ocasiones se aumenta la producción diferida por el cierre de pozos asociados a esta limitación. La generación de un modelo integrado de proyección de valor para proyectos de producción incremental en el campo Castilla, es fundamental para el entendimiento de las variables que afectan la generación de valor del activo.

En el capítulo 1 se explica el contexto del trabajo de profundización, se resume la problemática que ocurre en el campo Castilla y se plantea la solución en el marco del modelo integrado de Proyección de Valor y la herramienta de cálculo P.I.O que se describirá en el documento.

En el capítulo 2 se sientan los conceptos para desarrollar el modelo integrado de generación de valor del activo. Se explica de forma sintetizada las definiciones clave que se van a manejar a lo largo del documento y que conforman la columna vertebral de los modelos desarrollados en esta monografía.

En el capítulo 3 se define la metodología a utilizar para determinar la aplicabilidad de los proyectos de producción incremental en el campo Castilla. Se determina que la mejor forma para evaluar la ejecución del proyecto es mediante la integración del cálculo del VPN y la simulación de Montecarlo en la herramienta de cálculo, por la naturaleza volátil de las variables que afectan el proceso de producción en la industria de los hidrocarburos.

En el capítulo 4 se define el modelo de restricción operativa del campo y el procedimiento que se lleva a cabo para obtener de forma probabilística las restricciones en los 4 nodos de análisis propuestos. El modelo de restricción es la parte del modelo integrado que simula las interacciones de las variables operativas con el impacto en la producción de crudo a lo largo de la cadena de valor.

En el capítulo 5 se define el modelo de mitigación de pérdidas, que tiene como propósito encontrar una alternativa con base en inversiones adicionales para lograr el máximo de producción efectiva del activo, eliminando progresivamente las restricciones propuestas a lo largo del análisis del modelo de restricción del activo con ayuda de la herramienta de cálculo.

En el capítulo 6 se describe el modelo de evaluación económica y las variables que son tenidas en cuenta para determinar el VPN del activo. Como consecuencia del análisis probabilístico propuesto en este documento, es posible plasmar en el modelo la incertidumbre asociada al precio del crudo, aumento o disminución de costos, inversiones, entre otras, lo cual repercute en el cálculo del valor. Mediante el uso de la hoja de cálculo se muestra el procedimiento utilizado.

En el capítulo 7 se integran los modelos de restricción operativa, mitigación de pérdidas y evaluación económica, los cuales conforman el modelo integrado de proyección de valor del activo. Mediante esta síntesis en la herramienta de cálculo PIO es posible realizar las simulaciones de las variables operativas y financieras para determinar de forma probabilística la generación de valor a través del cálculo del VPN. En esta sección se compara la herramienta con otro software para validar la confiabilidad de los cálculos.

La generación del modelo integrado de proyección de valor (herramienta de cálculo P.I.O) permite a los tomadores de decisión empresariales y a los proponentes de los proyectos contar con una herramienta de estimación de valor para asegurar el cumplimiento de la expectativa de valor

desde las etapas iniciales de formulación de proyectos y determinar de forma integral la aplicabilidad de las opciones de inversión propuestas mediante los casos de negocio.

1. Marco Contextual

El campo Castilla operado por Ecopetrol S.A., cuenta con un gran potencial de desarrollo e incorporación de reservas de crudo ya que posee uno de los yacimientos más grades del país en cuanto a volumen de petróleo en sitio se refiere. El bajo factor de recobro abre las puertas para la ejecución de un plan de desarrollo extensivo, que enfoca sus ejes principales en: Perforación de pozos productores e inyectores, Recobro mejorado, workover y la construcción de facilidades de infraestructura petrolera que permitan extraer las reservas correspondientes. El alcance de estas actividades afecta de forma directa el desempeño de producción del yacimiento, la capacidad de producción de los pozos, la disponibilidad de las facilidades de tratamiento y evacuación, generando posibles restricciones a lo largo de estos cuatro nodos operativos del campo. El impacto asociado a las restricciones operativas del campo y la interacción entre los diferentes nodos, no se encuentra dimensionado en los escenarios de producción generados actualmente para el activo, afectando a su vez la valoración económica. Factores como la producción efectiva al final del nodo integrado de producción (Yacimiento, Pozos, Facilidades, Evacuación), las pérdidas (producción restringida), e incertidumbres en variables financieras como: el precio del crudo, los costos de producción y las inversiones, son un determinante para definir la aplicabilidad de los proyectos de producción incremental y evaluar la generación de valor.

La metodología aplicada actualmente por la empresa impide la sinergia entre los diferentes equipos de trabajo que intervienen en este proceso, pues las etapas de evaluación de los proyectos de producción incremental no son realizadas por una única unidad administrativa. Esto implica que los tiempos requeridos para la evaluación económica de los escenarios de producción, no respondan a la urgencia del entorno operativo. Adicionalmente, los escenarios proyectados de producción no contemplan las incertidumbres asociadas al proceso de producción, resultando en la mayoría de los casos desfases en los ingresos provisionados. Finalmente, la toma de decisiones con respecto a la ejecución de proyectos de producción incremental no cuenta con la rigurosidad necesaria para analizar los posibles escenarios de generación de valor. Esto tiene como resultado situaciones financieras críticas, en especial, durante los momentos de crisis de la industria, cuando el precio bajo del crudo castiga de forma implacable los ingresos de las compañías del sector de los hidrocarburos; En específico, en campos de crudo pesado como Castilla.

La problemática anteriormente expuesta puede solucionarse a través de la creación de un modelo de evaluación financiera para el campo Castilla que contemple la restricción operativa del campo y mitigue las pérdidas producción de hidrocarburos para lo cual este trabajo de profundización propone una herramienta de cálculo denominada P.I.O. (Project Investment Oracle). El objetivo principal de la herramienta es determinar la aplicabilidad de los proyectos de producción incremental en el campo Castilla, generando sinergias para efectuar la evaluación financiera de los escenarios de producción en un menor tiempo y garantizando la toma efectiva de decisiones, en el marco del modelo integrado de proyección de valor del activo.

En la figura 1 se muestra el macroproceso que ejecuta la herramienta para la proyección de escenarios de generación de valor.

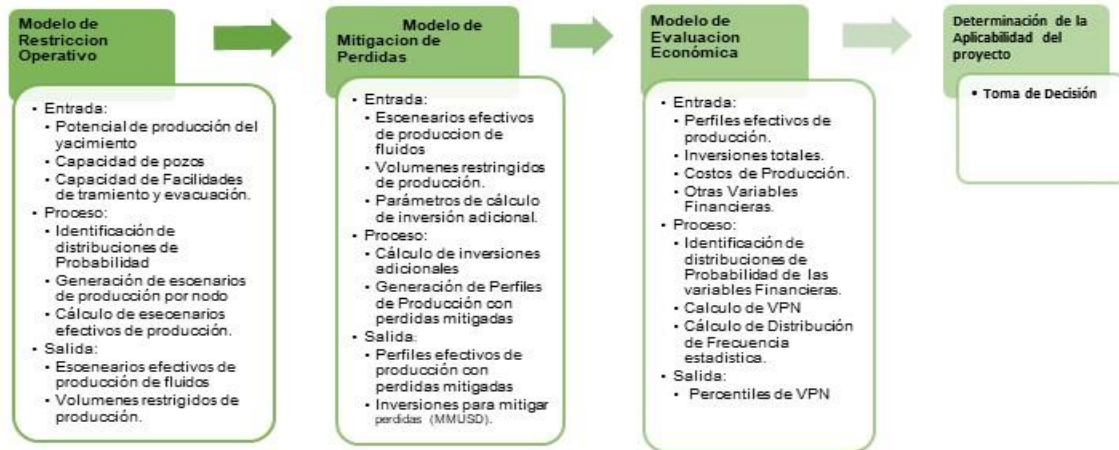


Figura 1. Esquema Modelo Integrado de Proyección de Valor

La herramienta está enmarcada en el Modelo Integrado de proyección de valor del activo, el cual contiene al Modelo de Restricción Operativa que abarca las variables que intervienen en la generación de los perfiles con la simulación de Montecarlo y tiene como función encontrar el perfil efectivo de producción que corresponde al mínimo nivel de producción de hidrocarburos en cada uno de los 4 nodos definidos (Yacimiento, Pozo, Facilidades, Evacuación). Adicionalmente, el modelo de restricción permite obtener los volúmenes restringidos, conocidos como pérdidas. Los perfiles de producción y las pérdidas son las entradas al modelo de mitigación de pérdidas, que tiene un componente operativo y financiero, y calcula la inversión adicional requerida para mitigar las pérdidas generadas; las variables de salida son: los perfiles efectivos de producción con mitigación de pérdidas y las inversiones adicionales que se requieren para realizar dicha mitigación.

El modelo de Evaluación económica realiza el cálculo del VPN (Valor Presente Neto) usando la simulación de Montecarlo, las variables de salida del modelo anterior y las variables financieras definidas para su cálculo. Finalmente, los resultados obtenidos con la herramienta P.I.O. permitirán

evaluar los escenarios de VPN para determinar la aplicabilidad de los proyectos de producción incremental.

La herramienta P.I.O. ha sido generada en una hoja de cálculo del software Excel con la ayuda de macros y la programación de flujos de trabajo mediante Visual Basic. Tiene la versatilidad de ingresar de forma simplificada la información requerida para correr el modelo integrado de proyección de valor, en el cual una vez cargada de forma correcta la información, se pueden generar cientos de escenarios en cuestión de minutos con la simulación de Montecarlo, actividad que le tomaba a la empresa anteriormente días, incluso semanas, además de la dedicación de un amplio equipo multidisciplinario.

La herramienta puede ser utilizada en cualquier equipo de cómputo que cuente con el software Excel de Microsoft y ha salido validada mediante la comparación con otras herramientas utilizadas para realizar la evaluación económica de escenarios de producción como el caso de Peek Merak. Debido a que se generó sin inversiones adicionales y cuenta con parámetros de evaluación para diferentes tipos de yacimientos y fluidos de producción, es posible masificar su uso en las demás áreas empresariales.

Finalmente, ya que ha sido puesta a prueba en el campo más importante de Ecopetrol obteniendo resultados contundentes, representa una oportunidad muy relevante para analizar de forma más exhaustiva la toma de decisiones en unidades administrativas más pequeñas o con menor magnitud en la actividad de explotación, donde tampoco se cuenta con el recurso humano para realizar este tipo de análisis de toma de decisión orientado a la aplicabilidad de los proyectos de producción incremental.

2. Marco Teórico

Teniendo en cuenta las diferentes posibilidades de inversión existentes, es importante contar con las herramientas que permitan seleccionar los proyectos que tienen mayor posibilidad de ser rentables con el uso Valor presente Neto, y los indicadores que se desprenden de su análisis.

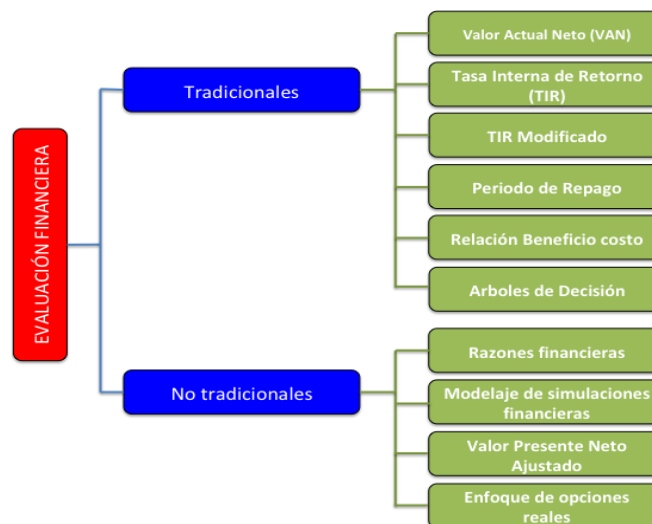


Figura 2. Evaluación Financiera

2.1 Valor Presente Neto (VPN)

El valor presente neto (VPN) es una técnica para calcular el valor monetario real de una empresa (u otro tipo de organización o de un individuo), primero conceptualizando el valor como el valor total de todas las entradas y salidas de efectivo y segundo, calculando el valor de esos flujos. Esta técnica se utiliza en la economía financiera y sólo considera el aspecto monetario de cualquier transacción relevante (Fisher, 1905).

$$VPN = -I_o + \sum_1^n \frac{FNE}{(1+i)^n}$$

Dónde:

FNE = Flujo neto efectivo.

i = Tasa de interés a la que se descuentan los flujos de efectivo.

n = Correspondiente al año que se genera el flujo de efectivo de que se trate.

I_o = inversión.

2.1.1 Tasa interna de retorno. Es un método que implica calcular la tasa de descuento cuando el VPN es igual a cero. Se refiere al rendimiento de un proyecto que involucra tanto ingresos como egresos de efectivo a lo largo de su vida (Fisher, 1905).

$$VPN = 0 = -I_o + \sum_1^n \frac{FNE}{(1+TIR)^n}$$

Dónde:

FNE = Flujo de efectivo neto del periodo t.

TIR = Tasa interna de rendimiento.

n = Vida de la propuesta de inversión.

I_o = inversión.

En términos más específicos, la TIR de una inversión es la tasa de interés (descuento) con la cual el valor actual neto de los egresos (flujos de efectivo negativos) de la inversión es igual al valor presente neto de los beneficios (flujos de efectivo positivos) de la inversión (Fisher, 1905).

2.1.2 Periodo de repago. El periodo de repago se refiere al tiempo que tarda un proyecto en devolver su inversión inicial. Por lo tanto, es una medida rápida de cuánto tiempo la inversión está

en riesgo. Es el periodo en el que se pretende recuperar la inversión realizada inicialmente. En inglés se conoce como payback (Fisher, 1905).

$$\text{Periodo de recuperación} = \frac{\text{Inversión total}}{\text{Utilidad promedio anual}}$$

2.2 Costo de levantamiento

Es el costo que implica producir un barril desde el subsuelo hasta superficie. El cálculo del costo de levantamiento tiene en cuenta aspectos clave como el costo de la energía, el costo del tratamiento, los mantenimientos y el costo del personal (Beamer, 1977). Se toma como referencia de industria y es un término diferente al costo de producción que está compuesto de más variables. Para realizar el cálculo de los costos de levantamiento se plantea el uso de variables referenciadas a barril producido los cuales se denominan “drivers”. El modelo de evaluación económica calcula los costos de producción a partir de dos categorías: Costos fijos y costos Variables. Los costos fijos se ingresan de manera anual y son aquellos costos necesarios para operar que no dependen de la cantidad de barriles producidos. Para el caso de los costos variables se estiman a partir del pxq realizado con los drivers.

2.3 Costo de desarrollo

Es el costo asociado al desarrollo de reservas de hidrocarburos el cual es tomado normalmente como unitario. Da una referencia para los activos de la cantidad de dinero que se debe invertir para poder desarrollar un barril de hidrocarburo. Este valor de referencia se usa para comparar el costo de incorporación de reservas orgánicas e inorgánicas. Específicamente hablando se evalúa, si es

mejor ejecutar proyectos propios o comprar campos en etapa de desarrollo cuyas reservas están listas para ser desarrolladas o implican un menor riesgo para su desarrollo (SPE, 2018).

2.4 Reservas

Son aquellas cantidades de petróleo que se prevé puedan ser recuperadas comercialmente mediante la aplicación de proyectos de desarrollo a acumulaciones conocidas a partir de una fecha determinada en condiciones definidas. Las reservas deben satisfacer cuatro criterios: deben ser descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes con base en el (los) proyecto(s) de desarrollo aplicado(s). Las reservas se subdividen además de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden subclasificarse según el vencimiento del proyecto y/o caracterizarse por su estado de desarrollo y producción (SPE, 2018).

2.5 CAPEX

Son las inversiones realizadas para la adquisición de activos nuevos o realizar nuevos negocios, el fin de estas inversiones es generar valor para la compañía el cual se evalúa mediante los indicadores financieros (IFRS, 2019).

2.6 OPEX

Son los costos permanentes que se necesitan para la operación de una empresa, en este caso un campo petrolero. Es conocido también como el gasto operativo del campo (IFRS, 2019).

3. Aplicabilidad de proyectos de producción incremental en el campo castilla

El campo Castilla se encuentra en su etapa de desarrollo primaria, y ha sido sometido a una gran cantidad de proyectos de producción incremental los cuales incluyen: perforación de pozos nuevos, proyectos de recobro mejorado, facilidades de tratamiento y disposición de fluidos con el fin de incrementar la producción y desarrollar nuevas reservas que impliquen beneficios para la empresa y para el país. Las metas de producción establecidas exigen el desarrollo de proyectos de producción incremental cuya inversión tiene como fin el aseguramiento de los compromisos adquiridos.

Debido a que los entornos en donde se desarrollan los proyectos de producción incremental en la industria de los hidrocarburos y especialmente en campos de crudo pesado como el campo Castilla presentan constantes modificaciones en las variables microeconómicas y macroeconómicas como el caso del precio del barril, las tasas de interés y el precio del dólar, se hace muy viable la aplicación de las varias técnicas para evaluar eficazmente la aplicabilidad de estos proyectos para el desarrollo del campo (Támara & Aristizabal, 2012).

La metodología utilizada para la evaluación de los nuevos proyectos muchas veces no tiene en cuenta la afectación integral de las variables en el caso de negocio global del activo. Actualmente las herramientas de evaluación son muy robustas y no permiten de forma fácil realizar sensibilidades para analizar los efectos del caso de negocio en un corto, mediano y largo plazo. Hoy en día, el modelo de evaluación económica no se encuentra integrado al modelo operativo de producción de fluidos del campo; el cuál por su robustez y la falta de optimización de procesos requiere de mucho tiempo y horas hombre para generar resultados. Mediante la generación del modelo integrado de proyección de valor del activo se espera unir la parte económica y operativa en una herramienta de cálculo de tal forma que sea más versátil y sirva como un soporte para la toma decisiones del activo. Es posible que con los resultados obtenidos para el campo Castilla, la herramienta de cálculo sea replicada para los demás campos del grupo empresarial.

3.1 Técnicas de evaluación de proyectos

Para efectuar la evaluación financiera de un proyecto se han utilizado normalmente los flujos de caja que se derivan de la inversión inicial que se haga en él. Con base en esta técnica se han venido aplicando diversas metodologías de evaluación, entre las más comunes: el valor presente neto (VPN), que integra: la tasa interna de retorno (TIR) y el período de repago (PR), entre otras (Hajdasinski, 1997)

Dixit (1994) plantea que el uso de todos estos métodos puede ser efectivo siempre y cuando la decisión de inversión se realice en un momento específico del tiempo. Existen proyectos que permiten dependiendo de la incertidumbre, analizar la toma de decisiones en varios momentos, por tal razón la valoración de múltiples escenarios se convierte en un elemento relevante a la hora

de definir si se realiza o no un proyecto bajo diferentes casos de análisis. Las tres metodologías más utilizadas para evaluar proyectos de inversión en la industria de los hidrocarburos y que completan la aplicación del VPN son: Las opciones reales, los árboles de decisión y la simulación de Monte Carlo.

Las opciones reales provienen del mundo de las finanzas. De la forma más sencilla, incorporan los modelos para precios al contado y expresan el valor del proyecto como una ecuación diferencial estocástica (Black & Scholes, 1977). Los árboles de decisión por otro lado provienen de la teoría de las operaciones y juegos, no tienen en cuentas las variaciones de tiempo en los precios, pero se concentran en estimar las probabilidades de los posibles valores del proyecto, a veces usan el teorema de Bayes y las posibilidades previas y principales (Kendal & Stuart, 1977). En una forma más sencilla, la simulación de Monte Carlo simplemente requiere que el usuario especifique las distribuciones marginales de todos los parámetros que aparecen en la ecuación del valor presente neto (VPN) del proyecto (Galli & Armstrong, 1999).

En este caso se utilizará la alternativa del VPN ya que es la metodología seleccionada por la compañía para realizar las estimaciones de valor. El primer paso para evaluar cualquier proyecto es establecer un escenario de caso base y calcular su VPN con los valores de los parámetros establecidos. Esto supone que los valores de los parámetros de entrada pueden ser, por ejemplo: producción anual, la tasa de declinación, los precios del petróleo para cada año, los costos para cada año, la tasa de descuento y la estructura impositiva, entre otros. Además, se asume que el escenario y la vida útil del proyecto están fijados y que el corporativo no intervendrá debido a los cambios en el precio del petróleo, los nuevos desarrollos tecnológicos y otros factores similares. En la vida real, los valores de las variables son inciertos y el corporativo reacciona ante situaciones

cambiantes, por lo que es vital de esta forma incorporar estos dos factores en el proceso de evaluación (Galli & Armstrong, 1999).

Idealmente, las distribuciones de todas las variables deben modelarse junto con las correlaciones dependientes del tiempo y los vínculos entre las variables se modelan para una amplia variedad de escenarios de gestión. Sin embargo, de acuerdo con (Smith, 1997), esto se vuelve rápidamente muy difícil de manejar y la complejidad de la situación obliga el truncamiento. Las simulaciones de Monte Carlo, los árboles de decisión y los precios de las opciones resuelven este problema de diferentes maneras; Cada uno se enfoca en ciertos aspectos y simplifica o ignora otros. Estos métodos toman como base la ecuación del VPN en el caso base, incorporando incertidumbre en las variables de entrada para los tres métodos (Galli & Armstrong, 1999).

3.1.1 Árboles de decisión. En contraste con las simulaciones de Monte Carlo, que evalúan los escenarios de proyectos predeterminados de una forma más extensiva, los árboles de decisión se centran en las decisiones de gestión, como perforar pozos adicionales o desarrollar el campo. También tienen en cuenta la incertidumbre en los parámetros de importación, pero de una manera más rudimentaria (por lo general, al especificar las probabilidades de que los resultados se clasifiquen en clases como alta, media o baja) (Bruneau, 1982). Los árboles de decisión son una herramienta estándar en la rama de la gestión, Eppen (1993) proporciona una descripción particularmente clara pues muestra cómo calcular la sensibilidad del árbol con parámetros de entrada como probabilidades o beneficios, tales como encontrar el valor de la nueva información y el uso del teorema de Bayes para calcular las probabilidades condicionales. La ventaja principal es que puede manejar pasos de tiempo muy cortos, desafortunadamente, se supone que la función

objetivo es aditiva, lo cual no es cierto para variables como los impuestos y regalías opción que si se tiene en cuenta en la simulación de Montecarlo.

Debido a que los resultados son sensibles a los valores numéricos utilizados para el VPN en los nodos terminales y debido a que estos valores son difíciles de estimar (particularmente para la categoría de bonanza), algunos autores prefieren replantear el VPN con una función de utilidad, también utilizan las probabilidades Bayesianas previas y posteriores para modificar las probabilidades de que las reservas sean grandes, pequeñas o cero, según los resultados de un pozo adicional. Por ejemplo, al principio, la probabilidad de que se produjera más en un año se estimó en un 20%. Aumentó a 52% si el pozo adicional daba resultados prometedores, pero cayó a 5% si el pozo estaba seco. La estructura de árbol reemplaza las distribuciones continuas de los valores de los parámetros por valores discretos (por ejemplo, el posible tamaño de las reservas se expresa como grande, pequeño o cero). El efecto de esta discreción puede ser importante, particularmente cuando las no linealidades implican un amplio umbral. Este efecto se magnifica cuando los árboles decisión obtienen más complejidad (Galli & Armstrong, 1999) descartándolo para proyectos de producción incremental complejos como el caso del campo Castilla. En la figura 3 se observa un ejemplo de árbol de decisiones para la construcción de una plataforma petrolera.

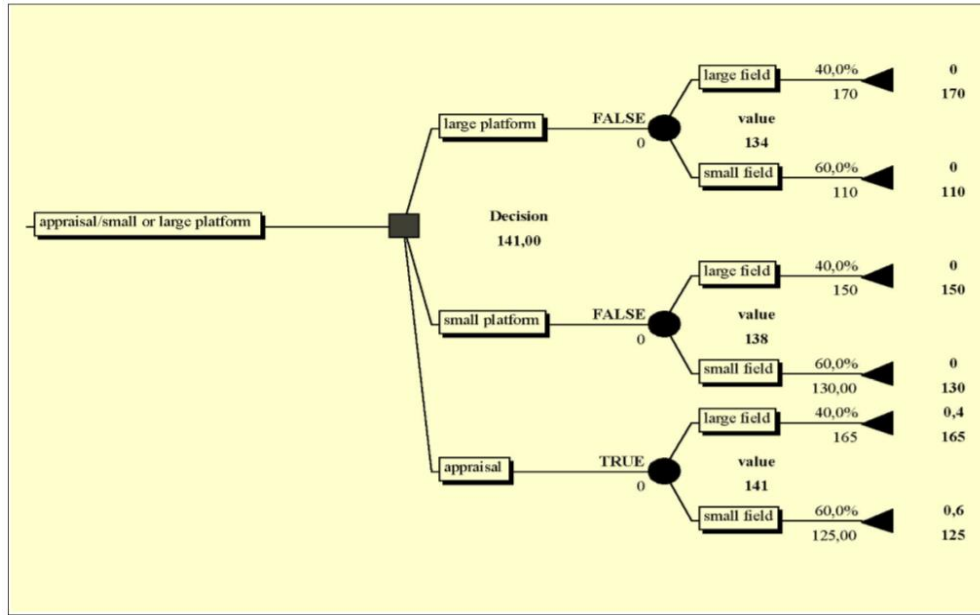


Figura 3. Ejemplo Árbol de Decisiones

3.1.2 Opciones reales. En la década de 1970, el mundo financiero comenzó a desarrollar contratos denominados “*put y calls*” que le dan a su propietario el derecho, pero no la obligación, de vender o comprar un número específico de acciones o la cantidad de un producto (como el oro o el petróleo) en una fecha especificada o antes de la misma. Si la transacción tiene que realizarse en esa fecha o no, las opciones se denominan europeas, de lo contrario se denominan americanas. El problema central con las opciones es determinar cuánto debe pagar al principio el propietario del contrato, de allí el nombre “opciones reales”. Básicamente, el precio es como una prima de seguro; es la pérdida esperada que sostendrá el suscriptor del contrato. Claramente, la capacidad de ejercer la opción en cualquier momento hasta la fecha de vencimiento hace que las opciones americanas sean más valiosas que las opciones europeas. Lo que es menos obvio es que esta aparente menor diferencia requiere diferentes procedimientos para calcular los precios de opción. Debido a que las opciones se utilizan mucho hoy en día, se ha desarrollado un gran volumen de literatura sobre los mismos (Galli & Armstrong, 1999).

Hull (1993) muestra un texto básico sobre el tema. Además de describir los tipos de opciones que están disponibles en la actualidad, proporciona una presentación fácil de interpretar de los modelos matemáticos comunes y cómo se utilizan para cotizar los diferentes tipos. La suposición estándar hecha en la teoría de la opción es que los precios siguen el movimiento browniano log-normal. Este modelo fue inventado por Black y Scholes a principios de la década de 1970. Los estudios experimentales han demostrado que es una buena aproximación del comportamiento de los precios en general.

Es más fácil evaluar las opciones europeas (que pueden ser usadas solo en una fecha específica) en comparación a las opciones americanas, pues los precios siguen el modelo de Black y Scholes debido a que existe una solución analítica para la ecuación diferencial correspondiente. Evaluar el precio de una opción americana por otro lado es más difícil porque la opción se puede ejercer en cualquier momento hasta la fecha de vencimiento. Desde el punto de vista de las ecuaciones diferenciales estocásticas, esta respuesta responde a un problema de libre distribución. La forma más común de resolver este tipo de problema es mediante la construcción de un árbol binario. La vida útil de la opción se divide en intervalos que son lo suficientemente cortos para que solo se deban realizar dos movimientos de precios. El tamaño de los saltos depende de la volatilidad y el tamaño del tiempo intermedio (Galli & Armstrong, 1999). En la figura 4 se muestra el diagrama esquemático de la aplicación de la técnica de precios de opción. Aunque es una opción innovadora la incertidumbre asociada al gran número de variables hace que la aplicación de esta técnica presente un reto muy complejo a la hora de generar un modelo práctico y de rápida respuesta.

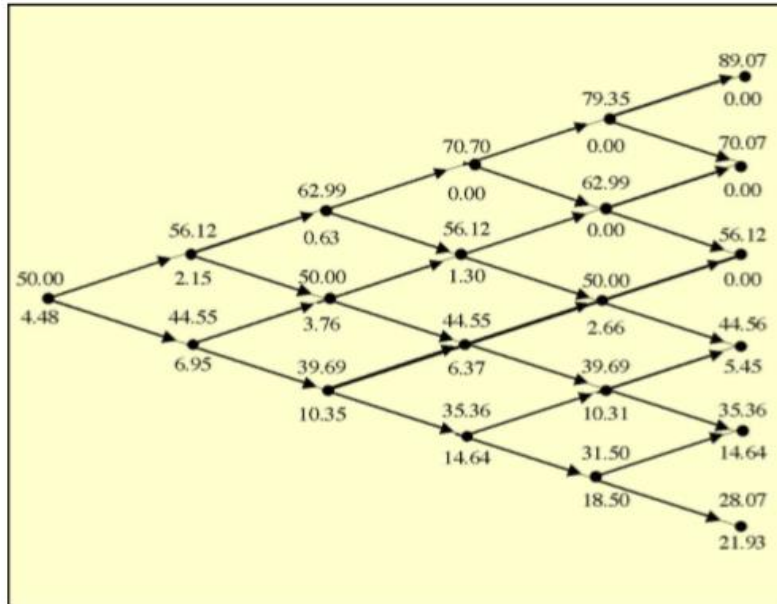


Figura 4. Ejemplo Opciones Futuras

3.1.3 Simulación Monte Carlo. La simulación de Monte Carlo se centra en la incertidumbre en los valores de los parámetros, utilizando distribuciones estadísticas para modelarlos. El VPN para un proyecto petrolero simplificado con una vida útil de N años y con una tasa de descuento i se representa de la siguiente manera:

$$v_p = C + \sum_1^N \frac{F_{at,n}}{(1+i)^n} .$$

El flujo de efectivo anual se expresa en términos de sus parámetros clave, por lo general, producción de petróleo, precio del petróleo, costos de producción, regalías e impuestos. Las distribuciones estadísticas estándar, como las distribuciones normales, log-normal, triangular, PERT y uniforme, se eligen para representar la variabilidad de cada parámetro. En muchos casos, se supone que las variables son mutuamente independientes porque esto simplifica enormemente los cálculos. Los valores se seleccionan al azar de cada distribución de parámetros para cada año

y se sustituyen en la ecuación para obtener un valor posible para el VPN. Esto se repite cientos o miles de veces, dando el histograma de posibles proyectos. A partir de esto, se puede calcular el VPN promedio o esperado, al igual que la probabilidad de una pérdida o de una ganancia (Galli & Armstrong, 1999). La figura 5 resume el proceso de la simulación de Montecarlo.

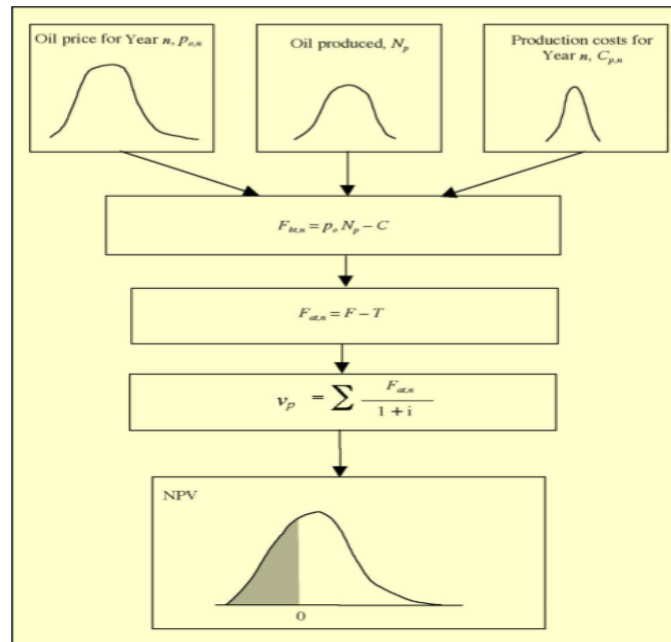


Figura 5. Ejemplo Simulación de Monte Carlo

3.2 Arquitectura del modelo propuesto.

El termino aplicabilidad hace referencia a la toma de una decisión o decisiones acerca de la ejecución de un proyecto, teniendo como base el uso de herramientas de estimación de valor como el caso del VPN las cuales se complementan con metodologías de estimación de riesgos o incertidumbres en los procesos de evaluación. Para el caso del campo Castilla y la ejecución de proyectos de producción incremental, la opción más viable y la metodología a utilizar corresponde

a la generación de escenarios mediante la simulación de Montecarlo que junto al uso de los modelos de restricción operativa, mitigación de pérdidas y evaluación económica conforman el modelo integrado de proyección de valor. Este modelo es la base de la herramienta de cálculo P.I.O (Project Investment Oracle) que se desarrollara en capítulos posteriores.

Las simulaciones de Montecarlo se pueden usar como una extensión del caso base del VPN porque permiten lidiar con el hecho de que las variables en el esquema operativo y en la evaluación económica no se conocen con certeza o presentan incertidumbre. Las distribuciones estadísticas estándar, como las distribuciones normales, log-normal, uniforme, triangular o PERT, se utilizan para describir los parámetros de entrada en las etapas operativa y financiera. Si bien es posible permitir la correlación entre las variables, generalmente se las trata como independientes (Galli & Armstrong, 1999)

además, la simulación de Montecarlo se puede aplicar a las diferentes etapas de generación del modelo integrado de proyección de valor del activo, pues el mismo, es el resultado de la síntesis de los modelos de restricción operativa donde se relacionan las variables operativas de producción que permiten generar el modelo de proyección de fluidos, entrada fundamental para el modelo de evaluación económica. La simulación de Montecarlo unida al análisis del VPN y sintetizadas en la herramienta de cálculo P.I.O en el marco del modelo integrado de proyección de valor sin lugar a duda permitirá al activo Castilla conocer las diferentes opciones e impactos en valor de las decisiones referentes a nuevos proyectos de inversión. En el caso del grupo empresarial Ecopetrol un modelo simplificado de impacto probabilístico de variables operativas y financieras es usado en el software Peek para determinar el valor de los proyectos. Esta similitud metodológica permitirá en capítulos posteriores comparar los datos de la metodología realizada por la compañía y validar la pertinencia de los datos generados en el modelo integrado de proyección de valor del

activo con la herramienta de cálculo propuesta. A continuación, se muestra el esquema de la metodología a utilizada en el modelo integrado de proyección de valor.

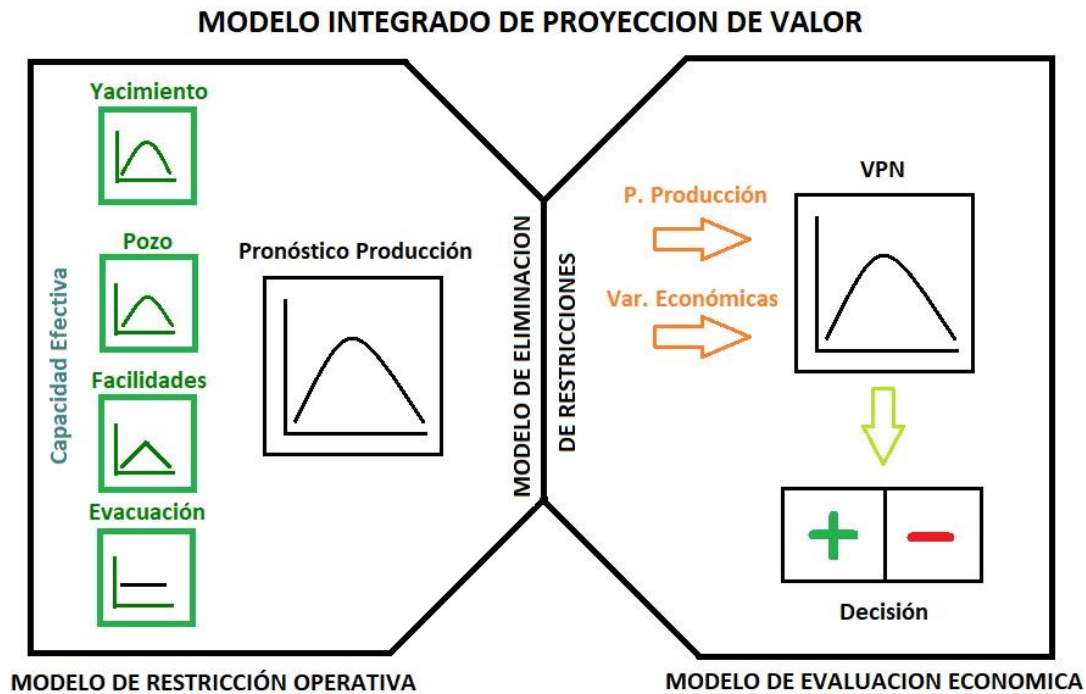


Figura 6. Modelo Integrado de Proyección de Valor

El componente inicial del modelo integrado de proyección de valor es el modelo de restricción operativa. El modelo de restricción operativa analizará en 4 etapas la capacidad efectiva de producción como se discutirá en capítulos posteriores. En esta parte del proceso se establece la línea base de evaluación del proyecto de producción incremental y permite de forma adecuada identificar el enfoque operativo del proyecto a evaluar. Siguiendo las reglas del modelo de restricción, el proyecto propuesto debería solucionar la restricción principal, en cuyo caso opuesto es posible evaluar la idoneidad operativa de la iniciativa de inversión. La importancia de incluir el análisis probabilístico en esta parte del modelo integrado de proyección radica en la necesidad de

valorar la incertidumbre operativa en la evaluación de valor del activo. El uso de perfiles de producción determinísticos sesga el análisis de la evaluación económica a sucesos de afectación netamente financieros dejando de lado impactos considerables en la proyección de los fluidos de producción. Mediante el uso de la simulación de Montecarlo contenido en la herramienta de cálculo generada, los resultados de esta etapa serán: múltiples perfiles de producción y las pérdidas asociadas a las restricciones planteadas en el modelo, que serán tratadas en el modelo de mitigación de pérdidas.

En el modelo de mitigación de pérdidas se analizarán las pérdidas de producción de las restricciones operativas como se podrá ver en el capítulo 5. El modelo de mitigación tiene como salida el costo de la opción de inversión para eliminar las pérdidas de acuerdo con las causas establecidas de restricción. No necesariamente la mitigación de las pérdidas asociadas a la producción restringida tiene un impacto positivo en el valor del activo, de tal manera que la evaluación conjunta con el modelo de evaluación económica es fundamental para determinar integralmente la aplicabilidad de los proyectos.

Finalmente, el modelo de evaluación económica en conjunto con las salidas de los dos modelos usados en las etapas anteriores y la simulación de Monte Carlo realizada con la herramienta P.I.O. permitirá obtener en términos de valor, la probabilidad de obtener escenarios positivos de VPN y así determinar la aplicabilidad del proyecto propuesto como se podrá ver en el capítulo 6. La metodología utilizada se encuentra sintetizada en la herramienta de cálculo PIO cuyo uso se detallará en capítulos posteriores.

4. Modelo de restricción operativa del Campo Castilla

El modelo de restricción operativa se define como la forma de evaluar la eficiencia de producción a lo largo de la cadena de valor de los hidrocarburos. El modelo de restricción proviene del término “Choke Model” el cual fue acotado por British Petroleum en la década de los 90 (Palen, 1996).

Mediante la metodología del modelo de restricción operativa, la cadena de producción de los hidrocarburos se analiza como un tubo de conducción que va desde el yacimiento, pasa por el pozo, las facilidades de superficie y finalmente llega a ventas como se puede observar en la figura 7. Los criterios básicos de evaluación de estas metodologías corresponden al análisis de las eficiencias en cada nodo definido de la cadena de valor. En el proceso de Mejora en la Eficiencia en la Producción, Ecopetrol S.A. adopta el modelo de restricción como esquema principal para el análisis del desempeño asociado a las diferentes etapas de la cadena de valor en un tiempo específico.

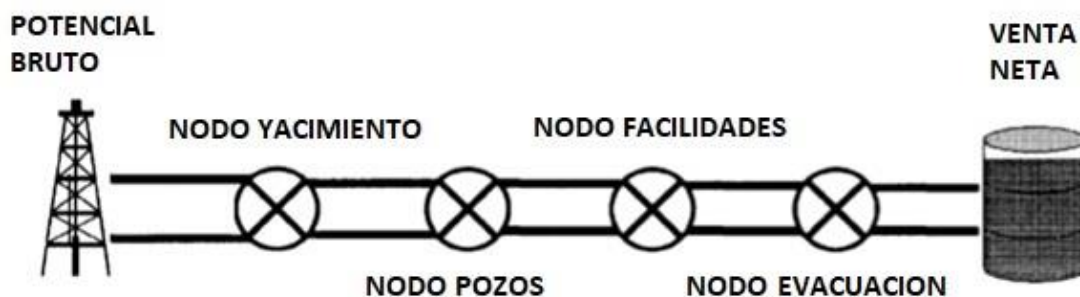


Figura 7. Esquema Modelo de Restricción Operativa

Nota. BP Corporation.

En la tabla 1 se observa el esquema del modelo de restricción que se divide en los siguientes 4 nodos: Yacimiento, Pozo, Facilidades, transporte. Aun cuando la etapa de comercialización y venta es de vital importancia para la evaluación de la generación de proyectos de producción incremental para el campo Castilla, en este caso se asume que el producto se vende de forma total en los mercados de crudo. Con esta premisa se dará un enfoque más operativo que bursátil y sirve como base para que en posteriores estudios se analice el efecto de la comercialización como estrategia de generación de valor.

Tabla 1.

Modelo de Restricción Operativa

MODELO DE RESTRICCION OPERATIVA						
Restricción	Nodo Yacimiento	Nodo Pozos		Nodo Facilidades		Nodo Transporte
Principal	Disponibilidad del yacimiento	Utilizacion de Pozos	Disponibilidad de Pozos	Utilizacion de Facilidades	Disponibilidad de Facilidades	Disponibilidad de Evacuación
Causa	Depletación del Yacimiento	Testing, registros, control de inyeccion	Arenamiento, SLA, Sacale, Corrosión	Medicion, Energia, Scale	Blackout, Perdida de Eficiencia	Disponibilidad de Oleoductos
Accion	Proyecto de inyeccion de agua.	Optimizacion SLA, Choques	Workover, Wellservice, Tratamientos Quimicos	Mantenimiento, Calibración, Reemplazo	Mantenimiento preventivo	Negociacion de tarifas

Nota. BP Corporation.

El modelo de restricción operativo es la herramienta más adecuada para calcular la línea base de evaluación y determinar la aplicabilidad de los proyectos de producción incremental. Permite también conocer en cualquier momento de la vida útil del activo la capacidad efectiva de producción de fluidos y enfocar las iniciativas de optimización en la eliminación de las restricciones. Es importante introducir dos términos claves para poder conocer la eficiencia del nodo analizado y la capacidad efectiva. Por un lado, cada nodo tiene una capacidad teórica que se

refiere a la capacidad calculada con los parámetros teóricos o de diseño y una capacidad disponible la cual se define como la capacidad que tiene los sistemas a las condiciones actuales sin realizar ninguna modificación de tipo invasivo o que este sobrepase las ventanas operativas (Proceso MEP, 2016).

4.1 Generalidades

El campo Castilla está ubicado en el departamento del Meta entre los municipios de Acacias y Castilla la Nueva; de donde recibe su nombre. Cuenta con una extensión de 23.000 Hectáreas aproximadamente, hace parte del convenio de explotación Cubarral suscrito con la ANH del cual también hace parte el Campo Chichimene. El descubrimiento del campo fue realizado por Chevron en la década de 1960 a 1970, dando inicio al contrato de concesión Cubarral. En 1975 Chevron firma el contrato de asociación empezando la fase de desarrollo del yacimiento y construcción de las facilidades requeridas para operar. En la figura 8 se puede observar la ubicación geográfica del campo (Plan de Desarrollo, 2016).

campo. La producción promedio con la cual recibió Ecopetrol el campo Castilla fue de 20.000 barriles de crudo y 80.000 barriles de agua.

El plan de desarrollo planteado por Ecopetrol para la explotación del campo Castilla contempló la perforación de pozos productores nuevos, la construcción de nuevas facilidades de tratamiento, facilidades nuevas de disposición y la implementación de proyectos de recobro mejorado.

El campo Castilla cuenta con 628 pozos perforados, 607 pozos adicionales a los recibidos en el año 2.000, de los cuales 21 son pozos inyectores dispósal y se han convertido 10 pozos productores a inyectores para implementación de los pilotos de inyección de a agua en la unidad K1.

El tratamiento de los fluidos se realiza actualmente en 3 Estaciones: Castilla 1, Castilla 2; la cual fue repotenciada para aumentar su capacidad y cuya agua tratada se dispone en los pozos dispósal del PAD 1, La estación Acacias la cual maneja la mayor cantidad de los fluidos producidos en el campo y desde la cual se envía agua para vertimiento y para disposición en los pozos del PAD 3 y PAD 4.

Actualmente el campo Castilla tiene una producción de 114.000 barriles de crudo, 1.400.000 barriles de agua y es uno de los campos de mayor producción de Colombia y de Ecopetrol.

4.2 Nodo yacimiento

El yacimiento del campo Castilla tiene una estructura anticlinal fallada la cual fue resultado de esfuerzos tectónicos de tipo diverso, este tipo de estructura se caracteriza por tener en su núcleo los estratos más antiguos además de estar acompañada de diferentes tipos de fractura que pueden

hacer montar un flanco sobre otro rompiendo así el pliegue por su eje, en la figura 9 se puede observar una imagen típica de la línea sísmica tomada a la estructura (Plan de Desarrollo, 2016).

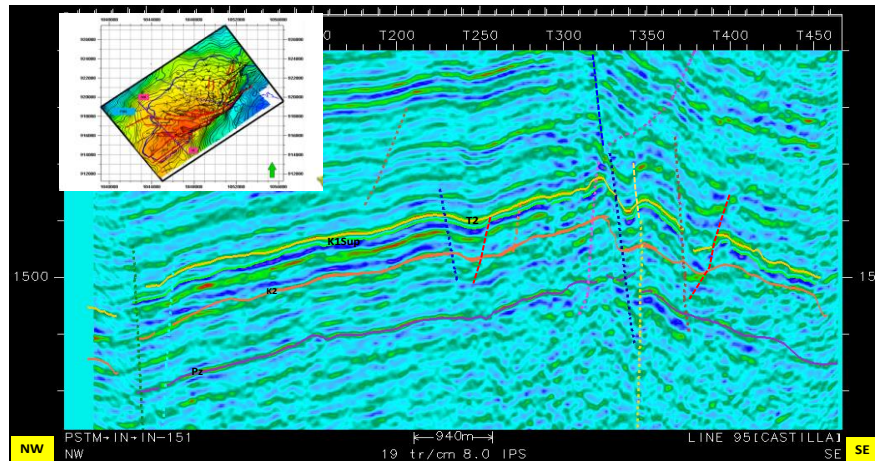


Figura 9. Sísmica del campo castilla

Nota: Gerencia de Yacimientos Ecopetrol S.A.

En la línea sísmica se puede ver la estructura anticlinal con las fallas localizadas transversalmente al buzamiento. Se pueden observar también las tres unidades productoras de interés donde se compara un K2 con un desarrollo masivo de arenas, y las unidades K1 y T2 con un desarrollo geológico modesto.

El soporte energético del yacimiento está dado por un acuífero activo que afecta a la unidad K2 desde el fondo y es el principal responsable de la producción de altos volúmenes de agua, con una relación de movilidades entre el agua y el aceite producido del orden de 180. Para el caso del K1, la afectación del acuífero activo es de tipo lateral, soportando sustancialmente el depletamiento del yacimiento, pero no tan efectivo como el soporte de fondo del K2. En la figura 10 se puede observar el mapa estructural al tope de la unidad K1 y al tope de la unidad K2, donde se ilustra el

avance del acuífero y su impacto en las zonas periféricas donde la producción de los pozos aporta mayor cantidad de agua (Plan de Desarrollo, 2016).

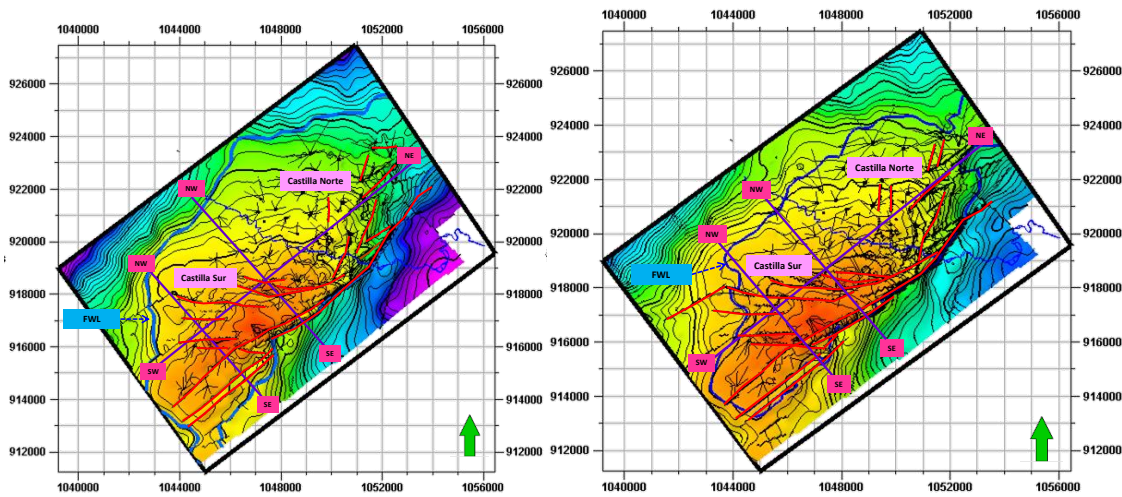


Figura 10. Mapa estructural tope K1 y tope K2

Nota. Gerencia de Yacimientos Ecopetrol S.A.

En la figura 11 se puede observar la columna estratigráfica de las dos unidades de interés más importantes del campo Castilla. La unidad K1 presenta un ambiente de depositación estuario generado por canales fluviales y marinos transicionales, facies deltaicas de mayor porosidad y menor tamaño de grano manteniendo una calidad muy buena de roca. La unidad K2 es considerada un sistema de canales Entrelazados de baja sinuosidad caracterizado por ciclos de canales fluviales agradacionales lo cual representa una calidad de roca excelente.

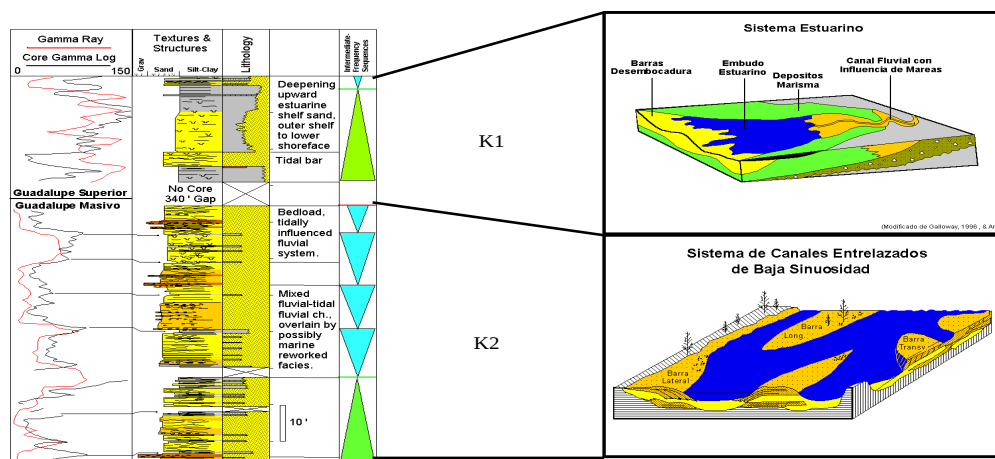


Figura 11. Columna estratigráfica K1-K2 y ambientes de Depositación

Nota. Gerencia de Yacimientos Ecopetrol

En el nodo yacimiento se puede determinar la capacidad efectiva de fluidos que va desde de la roca al pozo. La capacidad efectiva es el resultado de comparar la capacidad teórica y la capacidad disponible y se define como el valor mínimo de producción de fluidos que aporta el yacimiento a las condiciones óptimas de delta de presión teniendo en cuenta el posible efecto del daño. Esto quiere decir que la capacidad efectiva tiene relación con las posibles opciones de cambio en la tasa de extracción sin realizar trabajos que afecten la productividad, es decir: cambio en las condiciones de la roca y mantenimiento de presión (Proceso MEP, 2016). La diferencia entre la capacidad teórica y la capacidad disponible en este nodo corresponde al efecto del daño en el yacimiento. Entre los posibles mecanismos utilizados para eliminar el daño del yacimiento en este nodo se encuentran los trabajos de workover como el fracturamiento hidráulico u otros trabajos de estimulación química (Economides, 2012) además de procesos de inyección de agua y recobro mejorado (Lake, 1989).

4.3 Nodo Pozos

El pozo es la conexión entre los fluidos que aporta el yacimiento y las facilidades de superficie entre las cuales también se relacionan las facilidades de recolección. El pozo tiene dos componentes esenciales que son: el completamiento y el sistema de levantamiento artificial el cual debe ser usado en los campos donde la energía del yacimiento no es suficiente para llevar los fluidos hasta la superficie (Proceso MEP, 2016).

El Campo castilla cuenta con cuatro tipos de pozos según la arquitectura y tres diferentes tipos de sistema de levantamiento como se puede observar en la figura 12 y la figura 13 respectivamente.

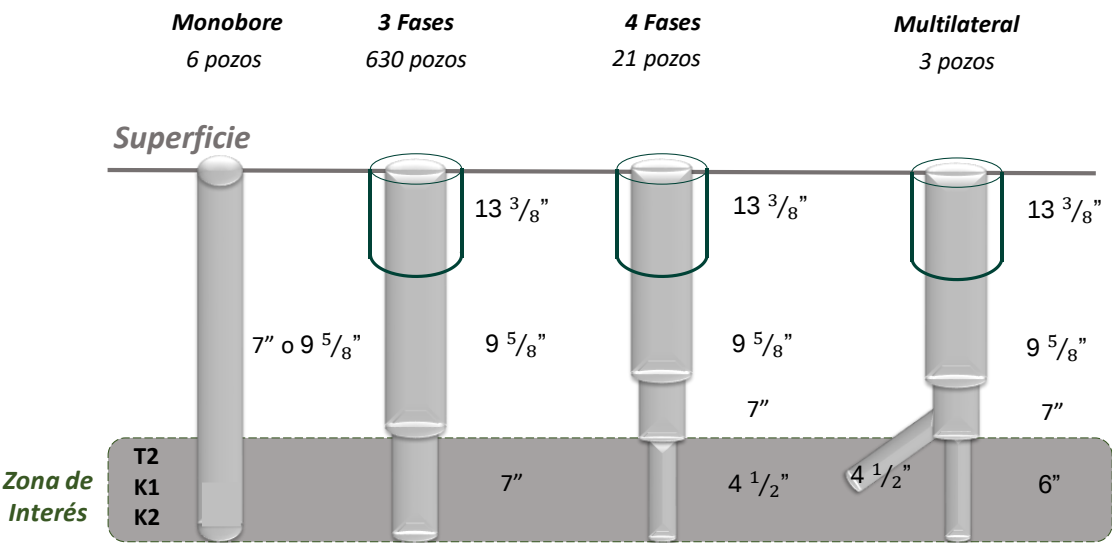


Figura 12. Tipos de Pozos por Arquitectura. Campo Castilla

Nota. Ecopetrol S.A.

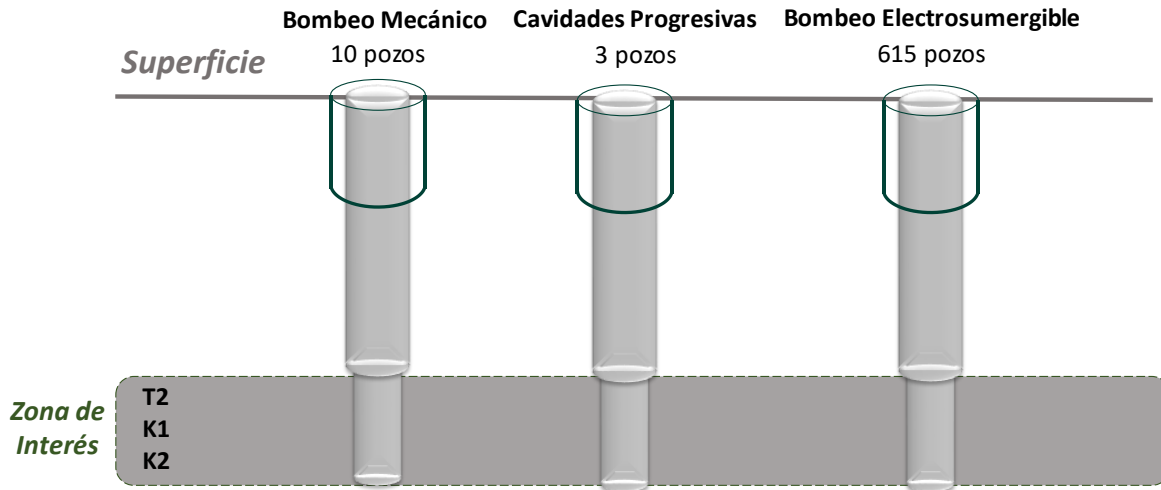


Figura 13. Tipos de Sistemas de Levantamiento Artificial. Campo Castilla

Nota. Ecopetrol S.A.

En su totalidad el campo Castilla cuenta con 628 pozos productores de petróleo, 21 pozos de disposición y 11 pozos de inyección de recobro para K1. La capacidad teórica del nodo pozo corresponde a la capacidad hidráulica del casing y del liner de producción combinada a la capacidad en el punto óptimo del sistema de levantamiento o del choke. La capacidad disponible por otro lado corresponde al aporte actual de los fluidos en superficie teniendo en cuenta el delta de presión establecido en el nodo yacimiento. La capacidad efectiva del nodo pozos corresponde entonces al punto de operación óptimo de los sistemas de levantamiento y la restricción que pueda generar la hidráulica del completamiento. Realizando la combinación y buscando el parámetro mínimo entre: la capacidad efectiva del nodo yacimiento y del nodo pozo, se pueden conocer los fluidos que van a ser entregados a las facilidades de superficie para ser tratados.

4.4 Nodo facilidades de superficie

El nodo superficie corresponde a las facilidades de recolección de fluidos en pozos y las facilidades de tratamiento que se dividen en tratamiento de crudo y tratamiento de agua. La capacidad teórica en el nodo facilidades corresponde a los parámetros de diseño de las estaciones y los sistemas de recolección. La capacidad disponible corresponde a los volúmenes de fluidos que puedan tratar las plantas de tratamiento y los sistemas de recolección en su punto máximo sin sobrepasar las ventanas operativas (Proceso MEP, 2016).

Las facilidades de tratamiento de fluidos en el campo Castilla se pueden dividir en dos etapas, la etapa principal hace el tratamiento de crudo y separación de gas mientras que los volúmenes de agua se tratan en la etapa de deshidratación.

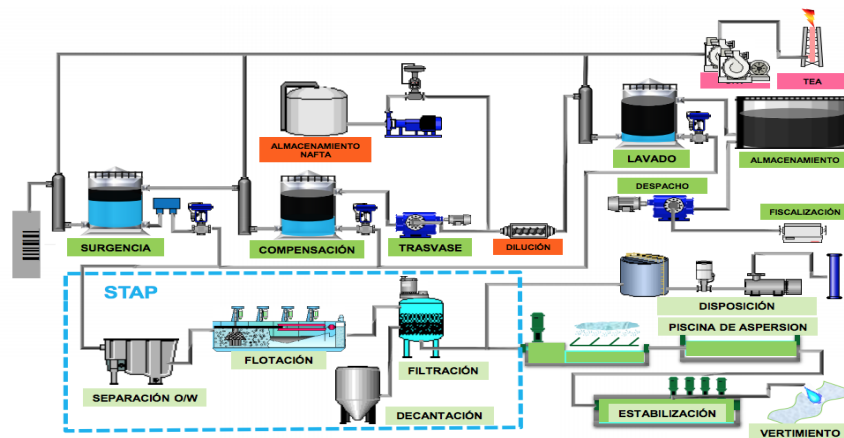


Figura 14. Esquema de tratamiento de crudo y agua

Nota. Ecopetrol S.A.

4.4.1 Tratamiento de Crudo. En su etapa de tratamiento del crudo, el proceso inicia con la etapa de surgencia donde se remueve la mayor cantidad de agua, posteriormente viene la etapa de

compensación donde se aplica diluyente y se bombea el crudo al tanque de lavado para culminar el ciclo de tratamiento del crudo. El agua removida en todas las etapas del proceso de tratamiento de crudo es transportada a las etapas de tratamiento de agua.

4.4.2 Tratamiento de Agua. El proceso de tratamiento de agua está compuesto por tres etapas básicas que son: separación, flotación y filtración, las cuales dejan el agua en condiciones para su disposición ya sea para vertimiento o para reinyección. El proceso de tratamiento de agua en el campo Castilla es el más complejo pues requiere la mayor cantidad de recursos por los volúmenes manejados.

4.5 Nodo evacuación

En el nodo evacuación se define la capacidad efectiva de evacuación de fluidos, en el caso del crudo se estima la capacidad del transporte de los fluidos al punto de venta y en el caso del agua se define la capacidad de disposición del agua mediante los sistemas disponibles en campo (Proceso MEP, 2016).

4.5.1 Evacuación de Crudo. La capacidad teórica de evacuación de crudo corresponde a los parámetros de diseño establecidos en los tanques de almacenamiento y oleoductos sin tener en cuenta la indisponibilidad de los equipos durante la operación normal. Para el caso de la capacidad disponible se tienen en cuenta los volúmenes de despacho reales contando con los posibles mantenimientos programados sin tener en cuentas las posibles optimizaciones asociadas a inversiones. Para el caso de este nodo la restricción en el sistema de transporte por oleoducto se

puede solucionar trasportando por carrotanque los barriles adicionales de crudo, de tal manera que esta restricción tiene un impacto directo en la tarifa de producción por barril transportado a punto de venta (Proceso MEP, 2016).

4.5.2 Evacuación de Agua. La capacidad de evacuación de agua teórica corresponde a los parámetros de diseño de los sistemas de disposición. En campo castilla se cuenta con 2 sistemas de disposición de agua: vertimiento e inyección en pozos dispósal. La capacidad teórica corresponde a los parámetros de diseño de los equipos para el sistema de vertimiento y para los sistemas de inyección se tiene en cuenta el potencial teórico de inyección de los pozos. La capacidad disponible corresponde a los parámetros actuales de operación. La capacidad efectiva de este nodo es la capacidad mínima obtenida de estas dos capacidades. Para el campo Castilla este nodo es de vital importancia pues el alto crecimiento en la producción de barriles de agua restringe significativamente la producción de barriles de crudo (Proceso MEP, 2016).

4.6 Modulo restricción operativa herramienta P.I.O

El modelo descrito anteriormente se encuentra plasmado en la herramienta de cálculo P.I.O. donde se integra la simulación de Montecarlo en el análisis probabilístico de las variables de producción. En la pestaña “Inicio” de la herramienta se ingresa el número de proyectos, Categoría de Producción, Nombre, tipo de declinación y numero de pozos de cada proyecto además de las capacidades para tratamiento y evacuación de fluidos mostrado en la figura 15.

PROYECTOS		
NÚMERO DE PROYECTOS	2	
Categoría	Nombre	
Básica	Producción Básica	
Pronóstico	Declinación	Número de Pozos
Caso_único	Hiperbólica	628
Categoría	Nombre	
Perforación	Etapa 3	
Pronóstico	Declinación	Número de Pozos
Caso_único	Exponencial	56

FACILIDADES			
TRATAMIENTO DE CRUDO [BOPD]			
Proyecto	Capacidad Actual	Capacidad proyectada	Fecha Proyectada
Básica	50000	50000	1/01/2019
TRATAMIENTO AGUA [BWPD]			
Proyecto	Capacidad Actual	Capacidad proyectada	Fecha Proyectada
Básica	1.600.000	1.600.000	1/01/2019
Etapa 3	-	600.000	1/06/2019

EVACUACIÓN			
EVACACION DE CRUDO [BOPD]			
Proyecto	Capacidad Actual	Capacidad proyectada	Fecha Proyectada
Básica	140.000	140.000	1/01/2019
EVACUACION DE AGUA [BWPD]			
Proyecto	Capacidad Actual	Capacidad proyectada	Fecha Proyectada
Básica	1.800.000	1.800.000	1/01/2019
Etapa 3	-	600.000	1/06/2019

Figura 15. Caso Base Ejemplo Aplicación - Herramienta P.I.O

Con esta información se genera el caso base y se procede a ingresar la información detallada por pozo en la hoja “caso base” como se muestra en la figura 16. Aquí se incluye la tasa de declinación de cada pozo, producción inicial de crudo, producción de fluido y fecha de inicio en producción.

DETALLE PRODUCCIÓN										
Producción Básica	Básica	Caso único	Básica	Hiperbólica	Pozo	D.N.M	C. Hiperbólica	BOPDi	BFPD	Inicio
Producción Básica	Básica	Caso único	Básica	Hiperbólica	BAS-01	2,37%	0,9	400	1200	1/01/2019
Producción Básica	Básica	Caso único	Básica	Hiperbólica	BAS-02	2,37%	0,9	325	1100	1/01/2019
Producción Básica	Básica	Caso único	Básica	Hiperbólica	BAS-03	2,37%	0,9	273	1200	1/01/2019
Producción Básica	Básica	Caso único	Básica	Hiperbólica	BAS-04	2,37%	0,9	446	1100	1/01/2019
Producción Básica	Básica	Caso único	Básica	Hiperbólica	BAS-05	2,37%	0,9	326	1340	1/01/2019
-					-	-	-	-	-	-
-					-	-	-	-	-	-
-					-	-	-	-	-	-
Producción Básica	Básica	Caso único	Básica	Exponencial	BAS-624	2,32%		114	3770	1/01/2019
Producción Básica	Básica	Caso único	Básica	Exponencial	BAS-625	2,32%		215	3669	1/01/2019
Producción Básica	Básica	Caso único	Básica	Exponencial	BAS-626	2,32%		160	4154	1/01/2019
Producción Básica	Básica	Caso único	Básica	Exponencial	BAS-627	2,32%		206	2789	1/01/2019
Producción Básica	Básica	Caso único	Básica	Exponencial	BAS-628	2,32%		101	2561	1/01/2019
Etapa 3	Incremental	Caso único	Perforación	Exponencial	ET3-01	2,31%		500	4000	1/01/2019
Etapa 3	Incremental	Caso único	Perforación	Exponencial	ET3-02	2,31%		300	1200	1/02/2019
Etapa 3	Incremental	Caso único	Perforación	Exponencial	ET3-03	2,31%		300	1200	1/03/2019
Etapa 3	Incremental	Caso único	Perforación	Exponencial	ET3-04	2,31%		300	1200	1/04/2019
Etapa 3	Incremental	Caso único	Perforación	Exponencial	ET3-05	2,31%		300	1200	1/05/2019
-					-	-	-	-	-	-
-					-	-	-	-	-	-
-					-	-	-	-	-	-
Etapa 3	Incremental	Caso único	Perforación	Exponencial	ET3-51	2,25%		300	1200	1/11/2019
Etapa 3	Incremental	Caso único	Perforación	Exponencial	ET3-52	2,25%		300	1200	1/12/2019
Etapa 3	Incremental	Caso único	Perforación	Exponencial	ET3-53	2,25%		300	1200	1/01/2020
Etapa 3	Incremental	Caso único	Perforación	Exponencial	ET3-54	2,25%		300	1200	1/02/2020
Etapa 3	Incremental	Caso único	Perforación	Exponencial	ET3-55	2,25%		300	1200	1/03/2020
Etapa 3	Incremental	Caso único	Perforación	Exponencial	ET3-56	2,25%		300	1200	1/04/2020

Figura 16. Detalle información Pozo a Pozo - Herramienta P.I.O

En la pestaña Modelo de Restricción se definen las distribuciones de probabilidad de las variables de producción como se muestra en la figura 17.

Nodo	Distribucion	Media	Desv. Estandar	Moda	Iteraciones
Yacimiento	Normal	95%	5%	--	1000
Pozos	Normal	96%	2%		1000
Facilidades	Triangular	100%	98%	95%	1000
Evacuacion	--	--	--	--	--

Figura 17. Distribuciones de Probabilidad Restricción Operativa - Herramienta P.I.O

En la figura 18 se muestra la hoja “Inicio” donde se definen las iteraciones a realizar para generar el modelo de restricción y donde se encuentra el botón de ejecución del módulo de restricción de la herramienta.

Proyecto	Capacidad Actual	Capacidad proyectada	Fecha Proyectada
Básica	35000	35000	1/01/2019

TRATAMIENTO AGUA [BWPD]			
Proyecto	Capacidad Actual	Capacidad proyectada	Fecha Proyectada
Básica	600000	600000	1/01/2019

Evacuación			
CRUDO [BOPD]			
Proyecto	Capacidad Actual	Capacidad proyectada	Fecha Proyectada
Básica	35000	35000	1/01/2019

AGUA [BOPD]			
Proyecto	Capacidad Actual	Capacidad proyectada	Fecha Proyectada
Básica	600000	600000	1/01/2019

CLEAR

ITERACIONES 100

MODELO RESTRICCIÓN

MODELO

Tasa de Descuento
Mínimo años a Evaluar
Cortar a Límite Económico
Fecha de Inicio (Descuento)
Fecha Finalización Contrato
*API
Factor de Conversión (MBTU/BOE)
X% Adicional
Calcular X% Con Mismo Precio de Ingresos?
Costo de Abandono [MMUSD]
Mitigar Pérdidas
% Dilución
IMPUESTOS
Impuesto Renta 2019
PRECIOS (USD/BBL)
Escenario
Precio
Ajuste Calidad
Transporte
Precio Neto
Costo Diluyente

Figura 18. Generación modelo de Restricción Herramienta - P.I.O

El diagrama de flujo mostrado en la figura 19 describe el proceso realizado por la herramienta de cálculo para determinar el perfil efectivo de producción y las pérdidas. Los cálculos realizados en el siguiente ejemplo de aplicación se realizaron con la herramienta de cálculo.

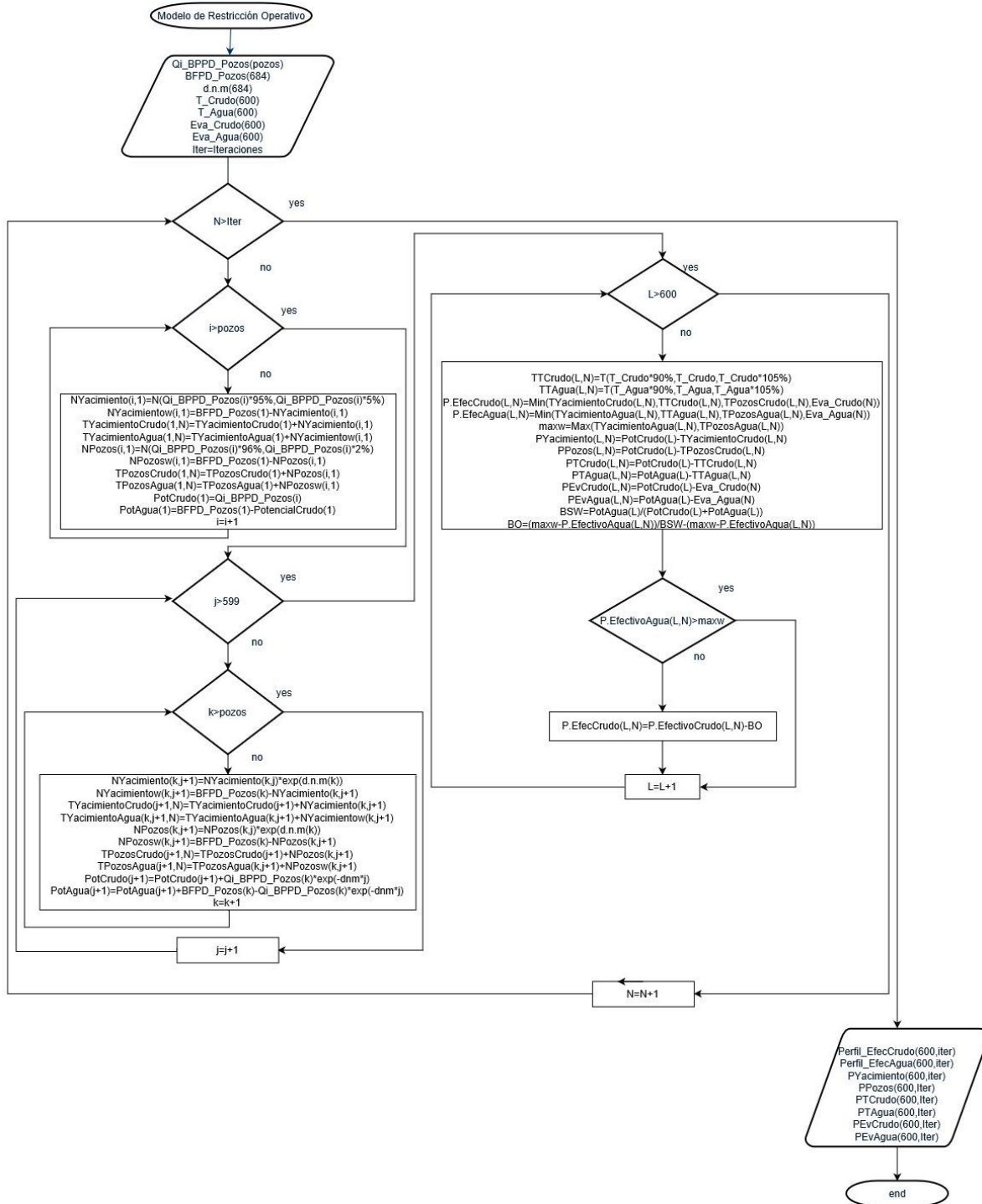


Figura 19. Diagrama de Flujo Modelo de Restricción Herramienta PIO

4.7 Ejemplo de aplicación

Para la aplicación del modelo de restricción operativa se tendrán en cuenta los parámetros actuales de producción del campo Castilla que cuenta con 628 pozos de producción básica y 56 pozos nuevos propuestos para ejecutar en la campaña de perforación. Las facilidades de tratamiento son con las que cuenta actualmente el activo, más las asociadas a un nuevo proyecto de inversión que complementa la nueva campaña de perforación propuesta. En la evacuación de crudo no se tiene en cuenta facilidades adicionales para nuevos proyectos. Para la evacuación de agua se contempla la perforación de 6 pozos inyectores que garantizaran la disposición del agua tratada en las nuevas facilidades de tratamiento. El detalle de las capacidades de cada etapa se describirá en el análisis de cada nodo respectivo. Los perfiles de producción efectivos para cada nodo serán calculados con la herramienta P.I.O teniendo en cuenta las distribuciones de probabilidad: Normal, Log-normal, Beta, PERT, triangular o uniforme según sea el caso.

4.7.1 Nodo Yacimiento. Para determinar el aporte del nodo yacimiento se realizará el pronóstico de producción de crudo mediante el uso de las curvas de declinación. Las curvas de declinación pueden ser de tipo exponencial, armónicas e hiperbólicas. La selección de alguno de los tres tipos dependerá del comportamiento de la producción del pozo y serán la base para definir el pronóstico de producción del pozo tipo o la producción incremental asociada al trabajo de intervención en el pozo. A continuación, se muestran las ecuaciones asociadas a cada tipo de curvas de declinación:

Declinación Exponencial

$$q = q_0 e^{-b(t-t_0)}, \text{ donde:}$$

q_0 = Tasa inicial de producción de crudo

$-b$ = Tasa de declinación

t = Tiempo final

t_0 = Tiempo inicial

Declinación Hiperbólica

$$q = \frac{q_0}{(1 + \frac{B_0 t}{a})^a}$$

q_0 = Tasa inicial de producción de crudo

a = Constante Hiperbólica

t = Tiempo final

B_0 = Valor inicial del ritmo de declinación

Declinación Armónica

$$q = \frac{q_0}{(1 + B_0 t)}$$

a = Constante Hiperbólica = 1

De acuerdo con el comportamiento esperado de aporte de fluidos del yacimiento, es posible generar los escenarios de producción de crudo usando una distribución normal para calcular la posible incertidumbre en la tasa de producción inicial. La distribución normal es, sin duda, la distribución de probabilidad más importante del cálculo de probabilidades y de la Estadística. Fue descubierta, como aproximación de la distribución binomial, por Abraham De Moivre. Gauss (1809) publicó un libro sobre el movimiento de los cuerpos celestes donde asumía errores normales, por este motivo esta distribución también es conocida como distribución Gaussiana. La distribución normal se define mediante los parámetros de media (μ) que es simétrica con la función de densidad y la desviación estándar (σ) que define la apertura de la curva. La función de distribución normal se denota de la siguiente manera: $N(\mu, \sigma)$. Adicionalmente para la descripción

de este tipo de fenómenos también se utiliza la distribución log-normal propuesta inicialmente por Galton (1879) la cual modela variables que no toman valores negativos como el costo de las acciones y se denota de la siguiente forma $LN(\mu, \sigma)$. Para el nodo yacimiento los parámetros de la función de distribución normal se utilizarán de la siguiente manera como se muestra en la tabla 2.

Tabla 2.

Media y Desviación Estándar de la productividad de los pozos del Campo Castilla

Nodo	Distribución	Media	Desv. Estandar
Yacimiento	Normal	95% del Valor teórico del aporte de producción estimado para cada pozo	5% del Valor teórico del aporte de producción estimado para cada pozo

Utilizando el módulo “Modelo de Restricción Operativa” de la herramienta P.I.O se modelará la incertidumbre asociada a la productividad de los pozos de acuerdo con el parámetro de distribución seleccionado. Los datos de media y desviación estándar corresponden a los resultados obtenidos por la gerencia de yacimientos y presentados en el plan de desarrollo del activo generado en el año 2018.

Para determinar la capacidad teórica de aporte de fluidos del yacimiento se asumirá el 100% del potencial estimado de producción tanto para los pozos nuevos como para los pozos de la producción básica.

Con la herramienta de cálculo se realizará el análisis probabilístico variando la tasa inicial de producción de acuerdo con los parámetros establecidos para modelar la incertidumbre de los pozos. Este proceso se ejecutará para el total de los 628 pozos de la básica y los 56 nuevos pozos propuestos. El número de iteraciones dependerá del tipo de análisis requerido, para este caso se

realizaron 100 iteraciones en este nodo. A continuación, se muestra la ecuación que define la operación probabilística para un pozo con declinación en exponencial de 2,37% nominal mensual. La declinación se proyecta hasta la tasa de producción de 10 BPPD, la cual ha sido definida por el equipo de yacimientos como el límite técnico (Plan de Desarrollo, 2016).

$$Q = N(Q_i * 95\%, Q_i * 5\%) * e^{-2,37\%*t}$$

En la figura 20, se muestra el perfil total de producción de crudo del campo, para los resultados obtenidos de las 100 iteraciones realizadas mediante la herramienta de cálculo P.I.O.

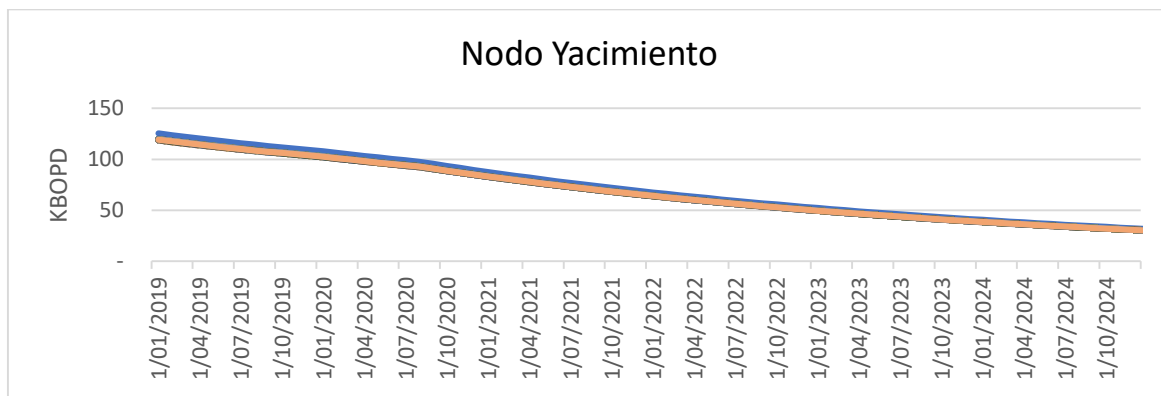


Figura 20. Perfil Crudo Nodo Yacimiento calculado con la herramienta P.I.O

Para el perfil de producción de agua se tendrá en cuenta las condiciones de mantenimiento de presión que tiene el campo Castilla tanto para el yacimiento K2 como para la unidad K1, de tal forma que la herramienta de cálculo considerará fluido constante para todos los pozos. Esta consideración indica que el perfil de producción de agua será el resultado del fluido producido por el pozo menos el perfil de producción de crudo definido por las curvas de declinación según sea el caso, el perfil se muestra en la figura 21.

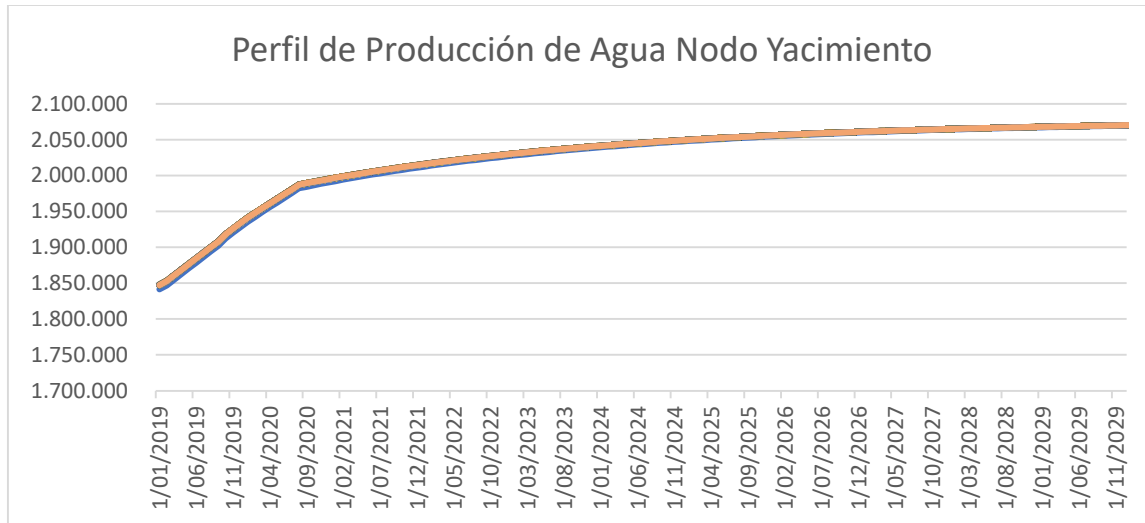


Figura 21. Perfil de Agua Nodo Yacimiento calculado con la herramienta P.I.O

4.7.2 Nodo Pozos. Para determinar la restricción del nodo pozos en el perfil de producción de fluidos del campo, se utilizará el mismo procedimiento utilizado para el nodo yacimiento teniendo en cuentas las siguientes premisas: Se utilizará la función de distribución normal para determinar la variación probabilística de la variable de producción inicial de crudo, en donde la disponibilidad de los pozos se modelará teniendo en cuenta el análisis de producción diferida del campo, el cual se estima en 4% de la producción total (PIO, 2018). La disponibilidad de los pozos entonces es del 96% y será el término de la función que representa la media de los datos. La desviación estándar del promedio de las perdidas es del 2%. Teniendo esto en cuenta la disponibilidad, la restricción del nodo pozo se modelará mediante la siguiente ecuación:

$$Q = N(Q_i * 96\%, Q_i * 2\%) * e^{-2,37\%*t}$$

Para determinar el perfil de producción de agua, se tendrá en cuenta la misma premisa de fluido constante por lo cual será el resultado del perfil de producción de fluido, menos el perfil de producción de crudo generado con la herramienta. Al igual que en el nodo yacimiento se realizarán 100 iteraciones en el módulo “Modelo de Restricción Operativa” de la herramienta P.I.O para

determinar el comportamiento de los perfiles del nodo pozos. En la figura 22 se puede ver el comportamiento compuesto del total de los pozos simulados para el caso de la proyección de crudo y en la figura 23 se observa el comportamiento del perfil de agregado de agua para el campo.

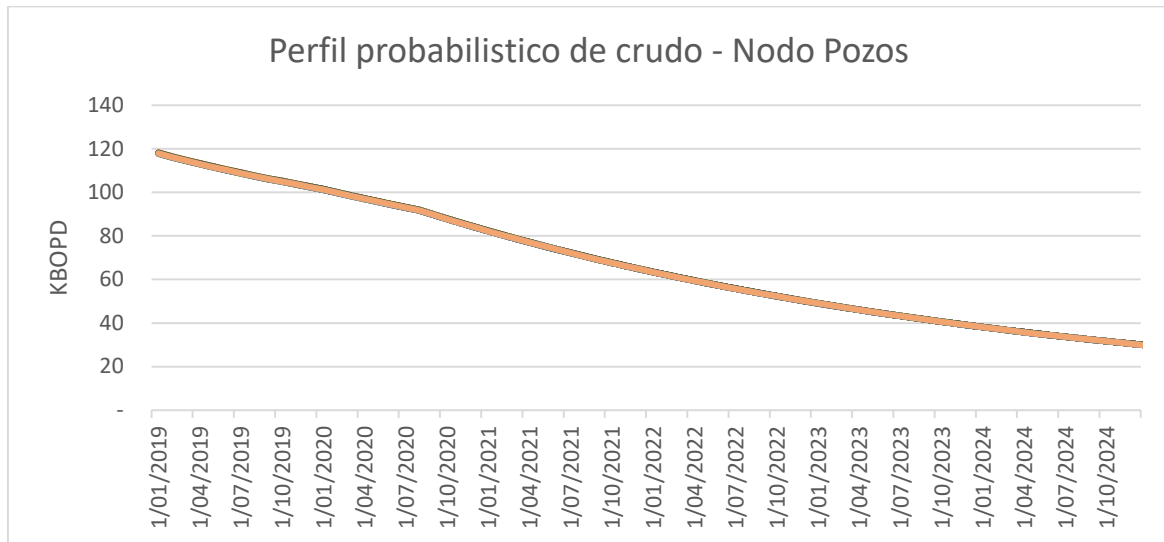


Figura 22. Perfil de Crudo - Nodo Pozo calculado con la herramienta P.I.O

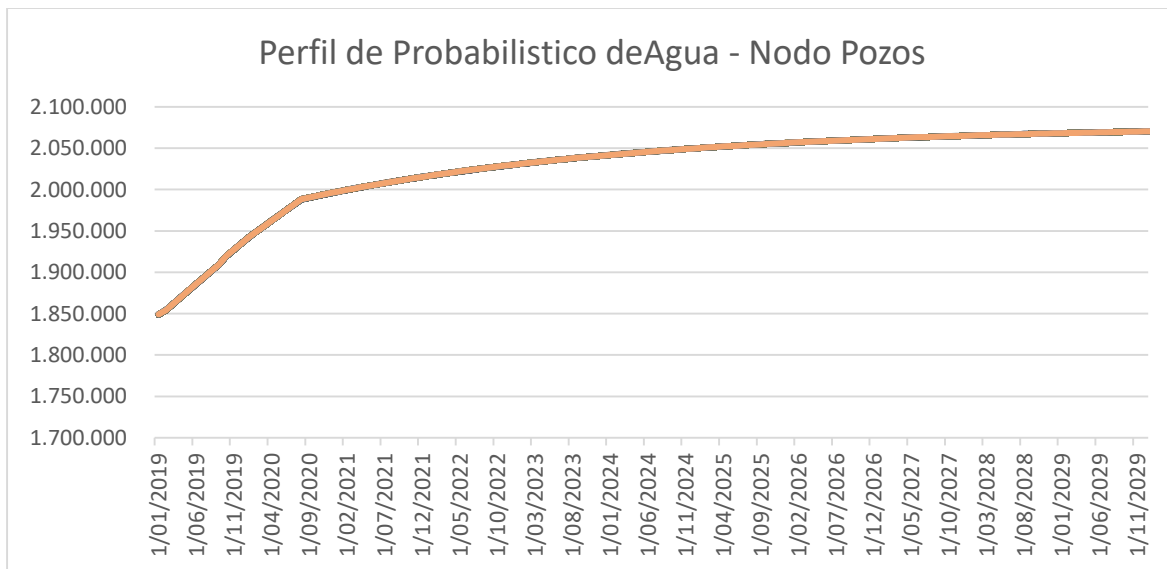


Figura 23. Perfil de Agua - Nodo Pozos calculado con la herramienta P.I.O

4.7.3 Nodo Facilidades. El nodo facilidades representa las facilidades de tratamiento de crudo y tratamiento de agua del campo Castilla. Para fines de este ejemplo de aplicación se modelará la capacidad total de tratamiento tanto de agua como de crudo y se incluirá la proyección de facilidades adicionales de tratamiento como parte complementaria del nuevo proyecto de perforación de pozos.

La restricción en el nodo facilidades se va a modelar en la herramienta de cálculo mediante la distribución de probabilidad triangular como se definió anteriormente, la cual considera un valor mínimo a, un valor máximo b y un valor de moda de tal forma que asemeja un triángulo (Simpson, 1757), este tipo de comportamiento de las variables también se puede modelar mediante el uso de la distribución PERT la cual a diferencia de la distribución triangular da mayor peso al valor más probable. En este nodo se va a simular con Montecarlo la disponibilidad de los equipos para tratamiento tomando como base el porcentaje de disponibilidad sobre la capacidad teórica determinada. Al igual que para el nodo yacimiento se realizaron 100 iteraciones con la herramienta de cálculo P.I.O para esta simulación. En la tabla 3 se pueden observar los parámetros para la distribución triangular.

Tabla 3.

Parámetros de distribución Nodo Facilidades

Nodo	Distribution	Maximo	Moda	Minima
Facilidades	Triangular	100%	98%	95

Los resultados obtenidos con la herramienta de cálculo P.I.O. se muestran en la figura 24 para el tratamiento de crudo y en la figura 25 para el tratamiento de agua.

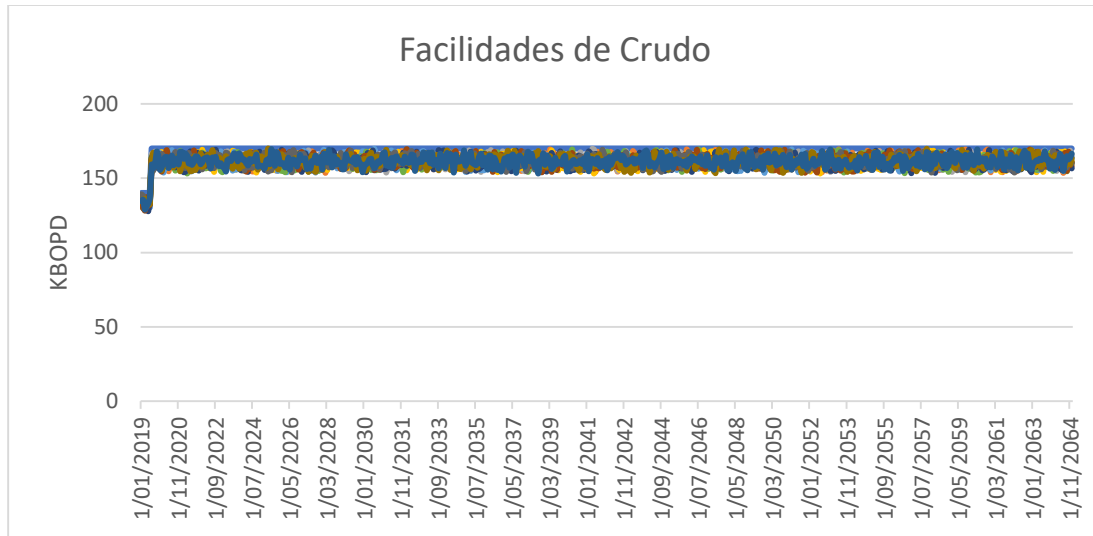


Figura 24. Perfil Facilidades de Crudo Generado con herramienta P.I.O

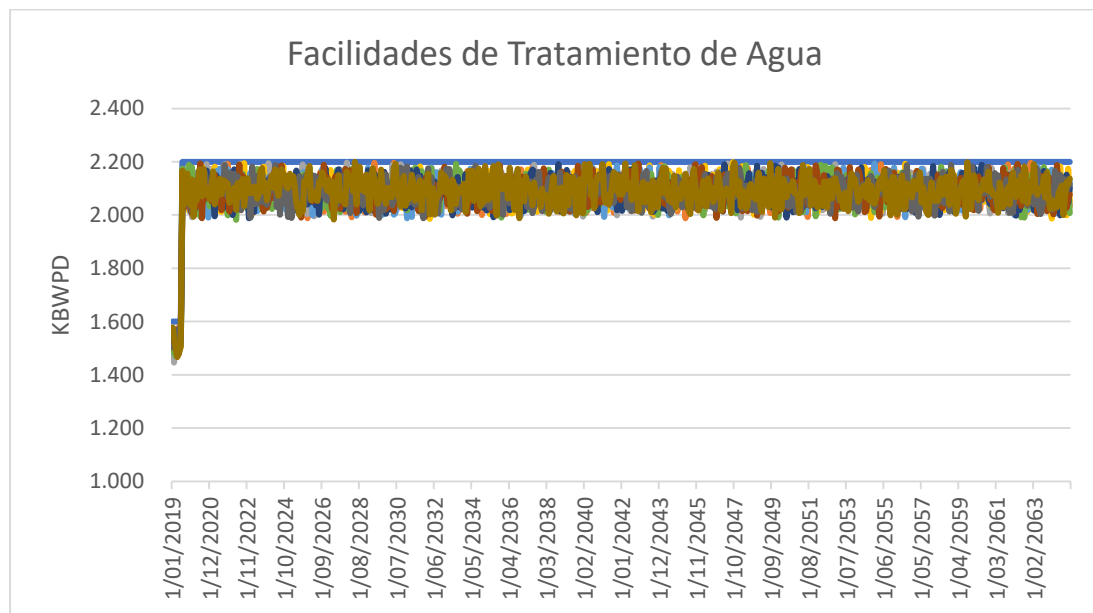


Figura 25. Perfil Facilidades de Agua Generado con herramienta P.I.O

Es importante resaltar que la restricción asociada a tratamiento de agua se convertirá en pérdidas de producción de crudo mediante el corte de agua proyectado en la fecha de la restricción.

4.7.4 Nodo Evacuación. Para el nodo evacuación se realizará la proyección de las capacidades de evacuación de crudo y agua sin alterar de forma probabilística las variables. La capacidad efectiva de este nodo corresponde a la misma capacidad teórica determinada para cada uno de los componentes de crudo y agua. En la figura 26 se muestran las capacidades proyectadas para el nodo actual.

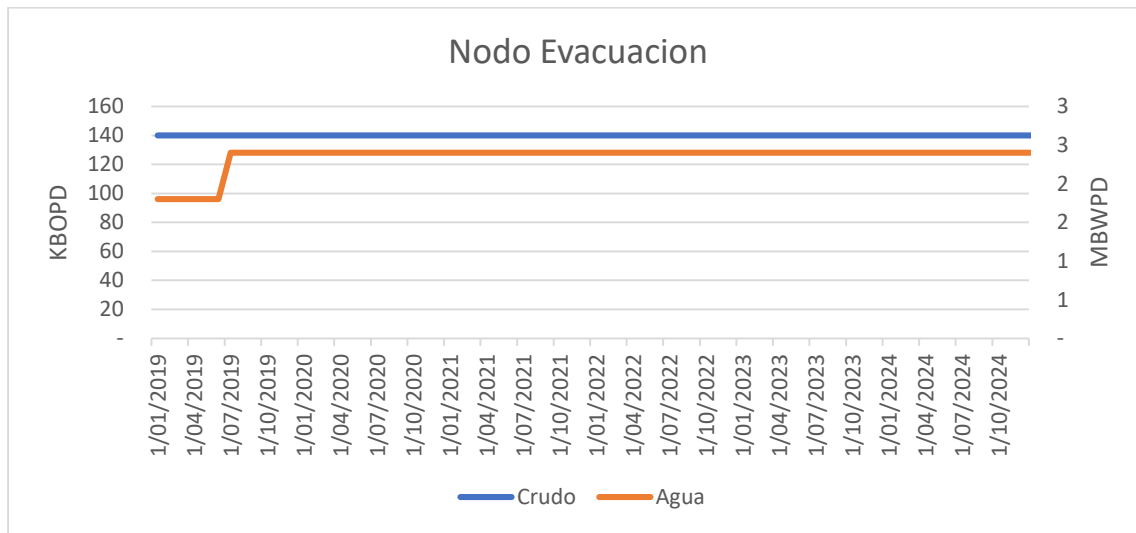


Figura 26. Nodo Evacuación

4.7.5 Perfil Efectivo de Producción. Una vez determinadas las restricciones en los diferentes nodos establecidos, el perfil efectivo de producción es el resultado de seleccionar la capacidad mínima en cada una de las iteraciones realizadas. Con el uso de la herramienta P.I.O se obtienen los perfiles efectivos de producción como se puede ver en la figura 27. Con los perfiles efectivos se calculan las pérdidas estimadas que son también entrada para el modelo de evacuación económica.

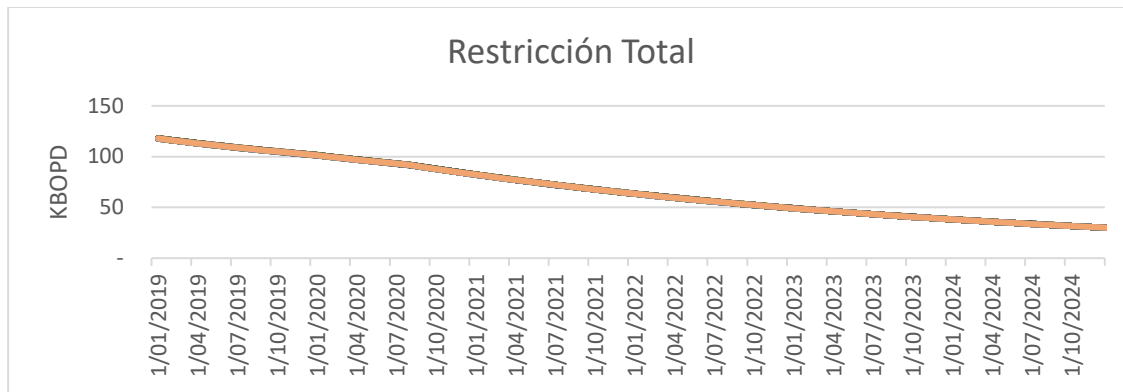


Figura 27. Restricción Total calculada con la herramienta P.I.O

4.8 Perdidas

Los volúmenes de producción que no se pueden producir se conocen como producción diferida o perdidas. Mediante la utilización del modelo de restricción operativo en la herramienta P.I.O. se puede cuantificar el volumen total de barriles perdidos y estimar así las reservas que no se van a poder desarrollar producto de las restricciones operativas. La importancia de conocer estos volúmenes radica en que, al ser reservas auditadas, se debe garantizar la no desincorporación.

Para el ejemplo anterior en el nodo yacimiento las pérdidas estimadas con la herramienta presentan una producción acumulada proyectada de 6.000.0000 de barriles como se muestra en la figura 28. Esta información permitirá en el modelo de mitigación de pérdidas de la herramienta de cálculo, estimar el costo de inversión para producir estos barriles y mitigar el efecto de la restricción.

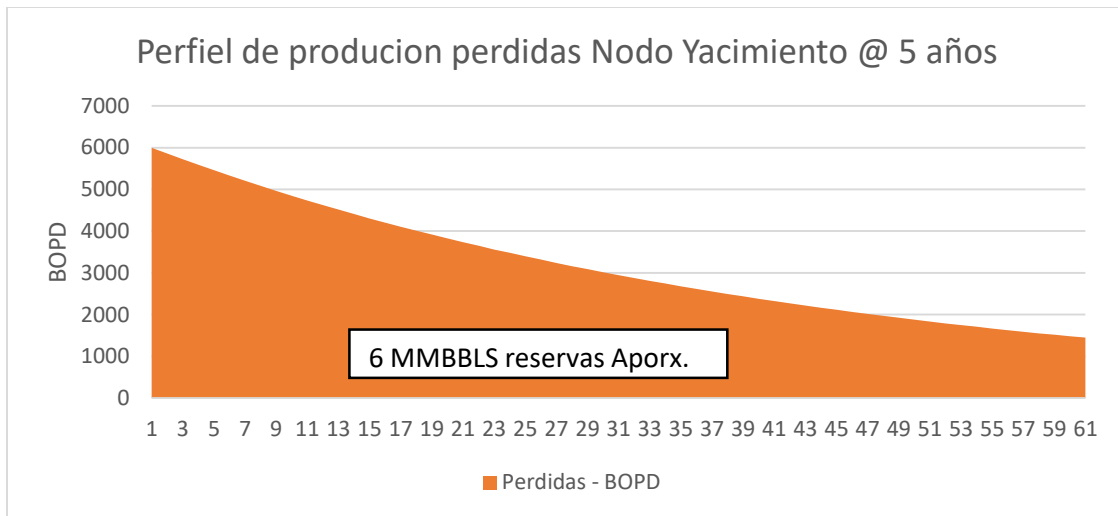


Figura 28. Perfil de Perdidas - Nodo yacimiento

Las pérdidas calculadas en el nodo pozos con la herramienta se estiman en 50.000 barriles de crudo, a continuación, en la figura 29 se presenta el perfil de los barriles diferidos producto de esta restricción.

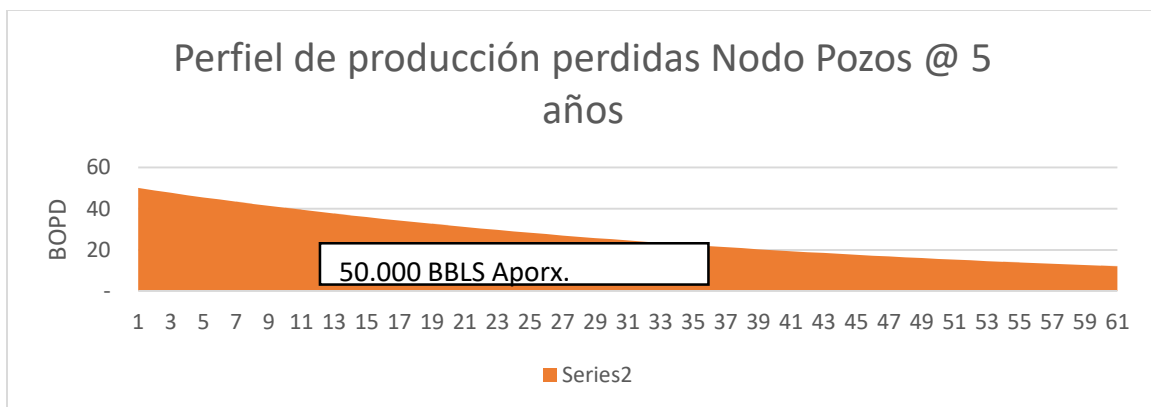


Figura 29. Perfil de Perdidas Nodo Pozos

La restricción estimada en el nodo facilidades se genera por la deficiencia en la capacidad de tratamiento de agua. Como se puede observar en la figura 30 el cálculo realizado con la

herramienta muestra pérdidas los primeros 6 meses del periodo de evaluación del proyecto. Utilizando el corte de agua promedio para cada uno de los 6 primeros meses, la herramienta P.I.O estima el impacto en barriles de producción por causa de esta restricción.



Figura 30. Pérdidas Nodo Facilidades

Las pérdidas estimadas en la herramienta para esta restricción son alrededor de 1.500.000 barriles. Es importante aclarar que aun cuando la restricción en este nodo afecta los dos nodos anteriores, las pérdidas en este caso no son aditivas. En promedio para los 6 meses se presentan pérdidas de 8.177 barriles diarios, teniendo en cuenta que para el nodo yacimiento y el nodo pozos las pérdidas promedio para estos 6 meses son de 6.700 barriles diarios de producción de crudo, las pérdidas efectivas de este nodo son de 1.477 barriles diarios de crudo, lo que representa un volumen acumulado de 270.000 barriles en seis meses.

En el ejemplo analizado anteriormente, no se presentaron pérdidas asociadas a ninguna de las etapas del nodo evacuación de fluidos según el cálculo realizado con la herramienta PIO.

5. Modelo de mitigación de pérdidas

Como resultado del modelo de restricción operativa, en cada nodo se ha identificado una restricción asociada a las diferentes etapas del proceso de producción de hidrocarburos definido anteriormente. Los barriles que no pueden ser producidos como parte de estas restricciones son denominados pérdidas y representan un impacto potencial en el valor del activo. Las pérdidas afectan intrínsecamente el valor del activo pues los niveles de producción no alcanzan los niveles óptimos de operación planeados.

Es posible eliminar la mayoría de las restricciones identificadas mediante la ejecución de actividades que tienen un impacto directo en la mitigación de las pérdidas, así como un efecto en la inversión asociada a este tipo de intervenciones. De acuerdo con el tipo de nodo analizado y del cual se quieran eliminar las restricciones, existen diferentes alternativas que pueden ser aplicadas a cada etapa definida del proceso ya sea el yacimiento, los pozos, las facilidades o la evacuación de los fluidos.

El modelo de mitigación de pérdidas se encarga de determinar la inversión requerida para eliminar las restricciones establecidas en cada nodo utilizando las actividades predeterminadas para tal fin. Aun cuando estas actividades afectan directamente la capacidad volumétrica, el impacto en valor producto de las inversiones requeridas debe ser evaluado en el modelo de evaluación económica para determinar si la ejecución de estas iniciativas genera o destruye valor. En capítulos posteriores se detallará el procedimiento utilizado para determinar la cantidad de trabajos requeridos y su respectiva inversión mediante el uso de la herramienta de cálculo.

5.1 Mitigación de pérdidas en el nodo yacimiento

Las restricciones asociadas al nodo yacimiento se deben a procesos que afectan la productividad de los pozos como la depositación de asfáltenos, scale, incrustaciones, parafinas, invasión del lodo durante la perforación, pérdidas de circulación durante la cementación u otro mecanismo de daño de tal forma que estos fenómenos influyen en el aporte de barriles de fluido del yacimiento hacia el pozo (Economides, 2012).

Identificando la naturaleza de las posibles causas de afectación de la productividad, el modelo de eliminación de pérdidas para el nodo yacimiento presenta una solución paramétrica aplicando la actividad de workover como solución estándar para remediar este tipo daño como se podrá ver en la herramienta de cálculo. Esta solución consiste en estimar el valor promedio incremental acumulado de un workover en el campo Castilla, el cual para este ejemplo incrementará en promedio 100.000 barriles de crudo por intervención (Bahamon, 2015).

De acuerdo con la definición anterior, para unas pérdidas estimadas en el nodo yacimiento de seis millones de barriles, sería necesario ejecutar 60 intervenciones de pozo de tal manera que se pueda mitigar esta restricción. Este cálculo se realizó con la herramienta P.I.O en el módulo de mitigación de pérdidas. Los volúmenes asociados a estas pérdidas se han estimado en el modelo de restricciones, cuyo parámetro faltante para evaluar el impacto de la eliminación de la restricción corresponde al costo promedio de cada trabajo que se estima en seiscientos mil dólares. Posteriormente en el modelo de evaluación económica de la herramienta de cálculo se hará la evaluación correspondiente del impacto de esta intervención adicional en el valor del activo.

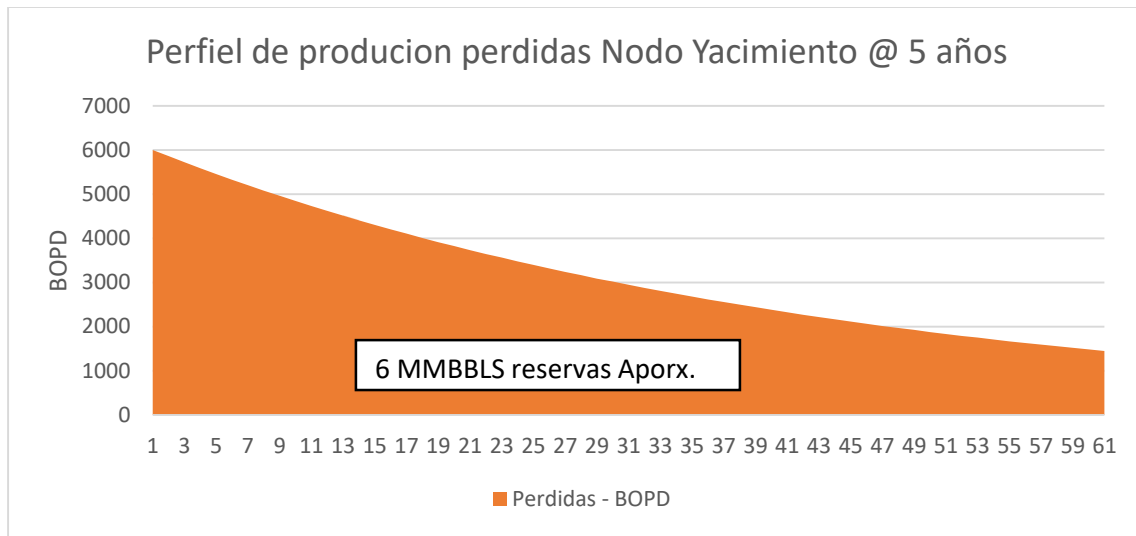


Figura 31. Perfil de Producción Mitigación Perdidas - Nodo Yacimiento

5.2 Mitigación de pérdidas en el nodo pozos

Las restricciones asociadas al nodo pozo se deben generalmente a aspectos de hidráulica, eficiencia en los sistemas de levantamiento artificial o condiciones de aseguramiento de flujo que restringen el desplazamiento de los fluidos a través de la tubería de producción. Las posibles causas de esta restricción se deben a factores como arenamiento, incompatibilidad de fluidos en el completamiento, limpieza deficiente en las intervenciones de pozo, mal diseño de los sistemas de levantamiento entre otras (Economides, 2012).

La forma propuesta para mitigar este tipo de restricciones que se aplicará en el modelo de mitigación de pérdidas son los servicios a pozos con los cuales en la operación del campo se realizan la limpieza de los pozos y el cambio de sistemas de levantamiento entre otros. La producción asociada a este tipo de intervenciones que será el parámetro para determinar los trabajos requeridos para mitigar esta pérdida corresponde a un acumulado de 50.000 barriles de crudo según los resultados obtenidos para el campo Castilla (Resultados GDT, 2018). El costo

aproximado para determinar la inversión requerida por tipo de trabajo es de 200.000 dólares por intervención.

De acuerdo con el análisis realizado con la herramienta P.I.O, las perdidas asociadas al nodo pozo determinadas en el modelo son de 50.000 barriles acumulados a lo largo de 5 años, que correspondería a la ejecución de un servicio a pozo cuyo costo estimado es de 200.000 dólares (Portafolio Ecopetrol, 2018).

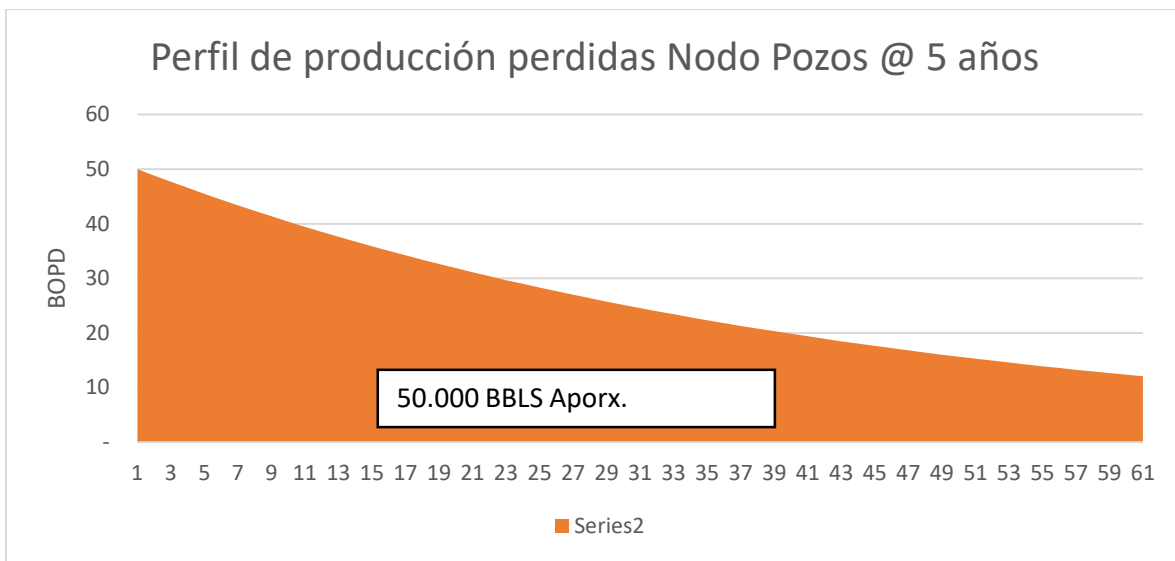


Figura 32. Perfil de Mitigación de Perdidas Nodo Pozos

Las inversiones de este tipo afectan de manera directa el costo de levantamiento del activo y deben ser cargadas al gasto pues no generan reservas adicionales. El procedimiento utilizado por la herramienta de cálculo en el modelo de mitigación para determinar los trabajos requeridos y la inversión asociada se detallará posteriormente.

5.3 Mitigación de pérdidas en el nodo facilidades

Las restricciones asociadas al nodo facilidades son causadas por la disponibilidad de los equipos, mantenimientos programados, actividades no planeados producto de eventos de la naturaleza como tormentas eléctricas que impactan el suministro de energía, pérdida de eficiencia en los sistemas de tratamiento, variación de los parámetros de operación y de calidad en las estaciones o finamente diferencia entre la cantidad de fluidos de producción y la capacidad de las estaciones.

Para mitigar las perdidas asociadas a este nodo, que pueden ocurrir tanto en el tratamiento de crudo como en el tratamiento de agua, se plantea el alquiler de facilidades adicionales de tratamiento sin tener en cuenta factores como demoras en tiempos de ensamble, retrasos por procesos administrativos internos y factores de tipo operativo que puedan afectar la implementación de estas iniciativas. Para determinar la inversión requerida en la herramienta P.I.O se cargan los parámetros de la tabla 4.

Tabla 4.

Costos de alquiler de Facilidades por día.

Alquiler de Facilidades		
	Crudo	Agua
USD/BBL	1	0,5

Las perdidas determinadas para este nodo en el modelo de restricción operativa con la herramienta P.I.O solo afectan el tratamiento de agua y se estiman en 89 millones de barriles de agua aproximadamente, por lo cual se requiere un presupuesto adicional de 44.5 millones de

dólares para eliminar la restricción. En la figura 33, se muestra la restricción promedio del nodo facilidades para el sistema de tratamiento de agua.

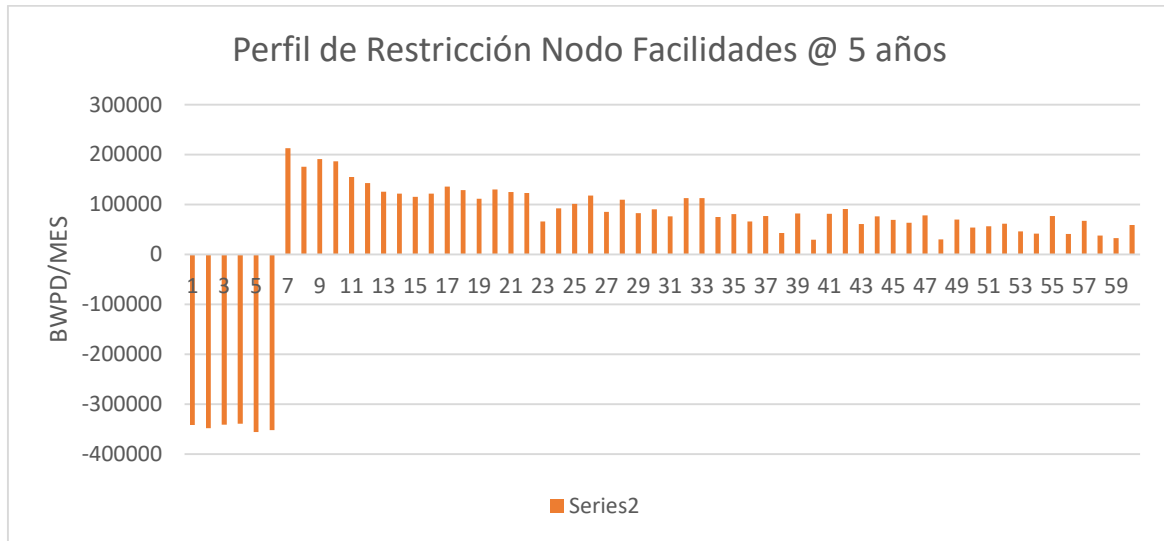


Figura 33. Mitigación de Perdidas Nodo Facilidades

Como se puede apreciar, la restricción se presenta los primeros seis meses de tal forma que en el modelo económico se debe evaluar este tipo de inversión y su efecto en el valor del activo pues es posible que los barriles restringidos no paguen la inversión realizada.

5.4 Mitigación de pérdidas en el nodo evacuación

Las restricciones asociadas al nodo evacuación son causadas por la disponibilidad de los equipos, mantenimientos programados, actividades no planeados producto de eventos de la naturaleza como tormentas eléctricas que impactan el suministro de energía, pérdida de eficiencia en los sistemas de tratamiento, variación de los parámetros de operación en el caso de transporte de crudo. La

evacuación de agua depende también de la disponibilidad de los equipos de bombeo de agua al vertimiento y a los pozos de inyección entre otras.

Para mitigar las pérdidas asociadas a este nodo, que pueden ocurrir tanto en el transporte de crudo como en la disposición de agua, se plantea el alquiler de facilidades adicionales de tratamiento sin tener en cuenta factores como demoras en tiempos de ensamble, retrasos por procesos administrativos internos y factores de tipo operativo que puedan afectar la implementación de estas iniciativas. Para determinar la inversión requerida con la herramienta de cálculo, en la tabla 5 se plantea el costo por barril transportado para el caso de barriles de crudo y el costo adicional de inyección de barriles de agua para disposición.

Tabla 5.

Tarifa de Evacuación para Agua y Crudo

Tarifa de Evacuación		
	Crudo	Agua
USD/BBL	7	0,4

Para el caso estudiado en el ejemplo anterior, el modelo de restricción de la herramienta no muestra restricción en el nodo evacuación razón por la cual no se requiere inversión adicional para estas restricciones. De encontrarse restricción el modelo cuenta con los parámetros para estimar la inversión requerida.

5.5 Modulo de eliminación de pérdidas herramienta P.I.O.

Los cálculos realizados para determinar el costo de la mitigación de pérdidas con los parámetros seleccionados se realizaron con la ayuda de la herramienta P.I.O. Para ejecutar el módulo de

mitigación de pérdidas, se debe ingresar la opción de mitigar perdidas en la página de “Inicio” en el momento en que se construye el caso base como muestra la figura 34.

EVALUACION				Costo de Abandono [MMUSD]	14,45
				Mitigar Perdidas	SI
CRUDO [BOPD]				% Dilución	8%
Proyecto	Capacidad Actual	Capacidad proyectada	Fecha Proyectada		
Básica	35000	35000	1/01/2019		
				IMPUESTOS	
				Impuesto Renta 2019	33%
AGUA [BOPD]				PRECIOS (USD/BBL)	
Proyecto	Capacidad Actual	Capacidad proyectada	Fecha Proyectada	Escenario	USD

Figura 34. Activación Modulo Mitigación de Perdidas herramienta P.I.O

Los parámetros de mitigación mencionados anteriormente se ingresan en la hoja “Modelo de Mitigación” de la herramienta P.I.O como se muestra a continuación en la figura 35,

Nodo	Parametro	Costo USD	BOPD INC	ACUM
Yacimiento	Workover	600000	100	100.000
Pozos	Servicio a Pozo	200000	50	50.000
Facilidades	Tarifa Alquiler Barril Crudo	1	pxq	
Facilidades	Tarifa Alquiler Barril Agua	0,5	pxq	
Evacuación	Tarifa Alquiler Barril Crudo	7	pxq	
Evacuación	Tarifa Alquiler Barril Agua	0,4	pxq	

Figura 35. Parámetros de Mitigación - Herramienta P.I.O

La herramienta toma las pérdidas calculadas en el módulo del modelo de restricción, calcula las inversiones adicionales y genera los perfiles de producción efectivos como se puede ver en el diagrama de flujo de la figura 37, que son la entrada para el módulo de evaluación económica. Las inversiones adicionales necesarias para mitigar las pérdidas se muestran en la figura 36, tomada de la hoja “Modelo de Mitigación” de la herramienta de cálculo.

6. Modelo de evaluación económica

Para realizar la evaluación económica de los proyectos de producción incremental del campo Castilla se utilizará el método del VPN como se discutió en el capítulo tres. El valor presente neto es un parámetro esencial para la toma de decisiones de implementación de estos proyectos, pues es la manera de calcular el valor del dinero que se va a invertir y los posibles réditos y pérdidas asociadas a estas opciones de inversión. La siguiente ecuación define en términos generales el cálculo del VPN.

$$VPN = -I_0 + \sum_1^n \frac{FNE}{(1+i)^n}$$

Dado que el VPN es el resultado de los descuentos de caja futuros con una tasa de interés esperado a unas inversiones iniciales, es posible dividir en varios grupos las variables de entrada requeridas para realizar su cálculo. Para el modelo de evaluación económica se procederá también a realizar la simulación de Montecarlo con la herramienta de Calculo P.I.O

6.1 Variables generales

Las variables de entrada mencionadas a continuación representan parámetros fijos establecidos a nivel corporativo y legal de tal forma que no se realizaran simulaciones de Montecarlo sobre los mismos. En la tabla 6 se muestran las variables generales del modelo de evaluación.

Tabla 6.

Variables generales

GENERALES	
Tasa de Descuento	10,0%
°API	12
Costo de Abandono [MMUSD]	30,96
% Dilución	8%
Impuesto Renta 2019	33%
Regalías Fijas 1	32%
Regalías Fijas 2	16%
<u>Regalías Variables - API >15</u>	100%
<u>Regalías Variables - API <=15</u>	75%

La tasa de descuento utilizada para evaluar los proyectos de producción incremental será del 10% y es la definida en el proceso de portafolio de Ecopetrol (Portafolio Ecopetrol, 2018). Ya que es una variable definida por el corporativo no se realizará análisis probabilístico de la misma. Así mismo el impuesto de renta definido por el gobierno nacional toma un valor del 33% sobre los ingresos brutos.

El API es una medida propia del crudo del campo y se usa en el modelo para determinar las regalías a pagar. Dependiendo del volumen y del tipo de producción toma valores fijo o variables. De acuerdo con la naturaleza del proyecto de producción, la básica paga el 32% de regalías mientras que, los proyectos de incremental el 16%. Dependiendo del API del crudo, cuando está por debajo de 15°, las regalías efectivas son del 75 por ciento de las regalías fijas.

Finalmente, con el porcentaje de dilución se calcularán los volúmenes necesarios de diluyente, en este caso nafta, para poder producir los hidrocarburos. El valor del 8% es el determinado por el equipo de producción de la gerencia y es el parámetro utilizado para cumplir con los

requerimientos mínimos para transporte y venta de acuerdo con la calidad comercial de la mezcla Castilla Blend.

6.2 Variables de precio

En la tabla 7 se enumeran las variables dependientes del precio del mercado del crudo. De acuerdo con la volatilidad del precio de los hidrocarburos, esta será una variable para simular con Montecarlo en el modelo. Las demás variables enunciadas como el ajuste por calidad, la tarifa de transporte y el costo del diluyente son dependientes del valor que adquiera el crudo en el mercado.

Tabla 7.

Precios estimados para crudo Brent@60 USD

PRECIOS (USD/BBL)	
Escenario	USD
Precio	60,00
Ajuste Calidad	13,00
Transporte	5,00
Precio Neto	42,00
Costo Diluyente	71,00

- Ajuste Calidad= 21% del precio del crudo BRENT
- Transporte= 12% del precio del crudo BRENT
- Costo del diluyente= 118% del precio del crudo BRENT
- Precio Neto= Precio - Ajuste por Calidad – Transporte

Con el precio neto se calcularán los ingresos de la venta de los barriles de crudo producidos, que son la base para realizar los descuentos en el flujo de caja del VPN.

6.3 OPEX

El cálculo del OPEX se realizará teniendo en cuenta los criterios de la tabla 8. El costo fijo hace parte del componente que no depende de los niveles de producción y está asociado a factores como la nómina, y gastos establecidos para poder continuar con la operación normal del campo. El costo fijo para el campo Castilla está proyectado aproximadamente en USD 10.000.000 para el año 2019. Los gastos variables se calculan con base en los volúmenes anuales de producción de fluidos multiplicados por un factor de costo por barril y el número de pozos del campo multiplicado por el costo de la intervención. Para efectos del modelo económico las variables de costo se calcularán en la herramienta P.I.O mediante una distribución probabilística triangular, o con la distribución PERT utilizada comúnmente en el ámbito de gerenciamiento de proyectos (PMI, 2017). El rango de probabilidad del ejemplo de aplicación se va a mover desde un valor mínimo de 95% de los costos estimados, a un valor máximo del 105%, la moda para esta distribución tomara un valor de 100% de la estimación de los parámetros de costo para el campo Castilla.

Tabla 8.

Variables para cálculo del OPEX con la herramienta P.I.O

OPEX (\$USD) DESCOMPOSICION DE COSTOS	campo
FIJO	10.004.949,68
CRUDO BL/ANUAL	0,01
FLUIDO (BL/ANUAL)	0,24
AGUA INYECTADA (BL/ANUAL)	0,03
POZO PRODUCTOR CANT. USD	196.428,73

6.4 CAPEX

Las inversiones que se van a realizar deben ser ingresadas a la herramienta de manera anualizada, si es el caso, teniendo en cuenta la categoría del tipo de inversión. Las categorías que se deben tener en cuenta para realizar estas inversiones son las siguientes: perforación, workover, facilidades y optimización; que son todas aquellas inversiones realizadas para mejorar la infraestructura ya existente o con una magnitud de inversión considerable como el mantenimiento de tanques de tratamiento o la adquisición de nuevos sistemas de levantamiento para los pozos. Para analizar los efectos de la inversión sobre el modelo, esta variable se modelará de forma probabilística en la herramienta con la distribución triangular o con la distribución PERT. Los valores para tener en cuenta en el ejemplo de aplicación en esta distribución serán los siguientes porcentajes sobre la inversión: mínimo: 95%, Máximo: 115%, moda: 100%.

6.5 Amortización y depreciación

Para la amortización y depreciación, en la herramienta se calcularán las reservas a limite económico del activo con los volúmenes producidos del campo, posteriormente se procederán a distribuir proporcionalmente las inversiones de acuerdo con estos volúmenes determinados. Este procedimiento se realiza de esta manera ya que la vida útil del activo está ligada a las unidades de producción que se evalúan a limite económico.

6.6 Variables de salida

Una vez se han cargado los datos de entrada, el modelo de evaluación económica de la herramienta P.I.O, calcula los flujos de caja correspondientes para evaluar los ingresos y determinar la viabilidad económica del proyecto. Para el caso propuesto, las variables enunciadas en la tabla 9 muestran el resultado final de la evaluación financiera. El procedimiento realizado por el modelo en la herramienta de cálculo se explicará en el ejemplo de aplicación.

Tabla 9.

Variables de Salida

RESULTADO ECONOMICO
VPN Proyecto (MUS\$)
EFI @ 10%
TIR Proyecto
Reservas Proyecto (MBLS)
Fecha Límite Económico
Tiempo de Repago
Costo de Desarrollo (US\$/BL)
Costo Variable (US\$/BL)
OPEX Proyecto (MUS\$)
CAPEX Proyecto (MUS\$)
Margen Operacional (US\$/BL)

La variable más relevante para analizar en este caso es el VPN como se definió inicialmente, pues permitirá evaluar el efecto de la inversión en la generación de valor para el activo. Dado que se está realizando un análisis probabilístico en el modelo, se procederá a identificar el Percentil 90, Percentil 50 y Percentil 10 para facilitar la interpretación de los resultados obtenidos.

6.7 Modulo de evaluación económica herramienta P.I.O

Finalmente, la herramienta P.I.O cuenta con el módulo de evaluación económica donde se evalúan los perfiles efectivos de producción del proyecto y las inversiones. Con las variables financieras se calculan los índices económicos que permiten determinar la aplicabilidad de los proyectos de producción incremental. Una vez generado el caso base como se mostró en la figura 15, se ingresan en la hoja “Inicio” de la herramienta P.I.O. las variables financieras como se observa en la figura 38.

VARIABLES FINANCIERAS			
GENERALES		REGALÍAS	
Tasa de Descuento	10,0%	Regalías Fijas 1	32%
Mínimo años a Evaluar	0	Regalías Fijas 2	36%
Cortar a Límite Económico	SI	Regalías Variables	
Fecha de Inicio (Descuento)	2019	API >15	100%
Fecha Finalización Contrato	2065	API <=15	75%
*API	12	Gas	
Factor de Conversión (MBTU/BOE)	5,7	Tierra Firme y Costa Afuera hasta 1000 pies prof.	80%
X% Adicional	0%	Costa Afuera Profundidad Mayor 1000 pies	60%
Calcular X% Con Mismo Precio de Ingresos?	NO	Yacimientos No Convencionales	60%
Costo de Abandono (MMUSD)	30,96	Tipo de Hidrocarburo (gas/aceite)	Aceite
Usar Capex para quitar prod. diferida	SI	Ajuste de Regalías por Gas y *API	75%
% Dilución	8%		
IMPUESTOS		OPEX (\$USD) DESCOMPOSICION DE COSTOS	
Impuesto Renta 2019	33%	FIJO	10.004.949,68
		SEMIFIJO	-
PRECIOS (USD/BBL)		OPEX (\$USD) TARIFAS X DRIVER	
Escenario	USD	CRUDO BL/ANUAL	0,01
Precio	60,00	FLUIDO (BL/ANUAL)	0,24
Ajuste Calidad	13,00	AGUA INYECTADA (BL/ANUAL)	0,03
Transporte	5,00	POZO PRODUCTOR CANT USD	196.428,73
Precio Neto	42,00		
Costo Diluyente	71,00		

Figura 38. Variables financiera - Herramienta P.I.O

En la hoja “Modelo Económico” de la herramienta se ingresan las distribuciones de probabilidad que van a tomar estas variables como se puede ver en la figura 39.

VARIABLE	Distribucion	Max	Moda	Min
PRECIOS (USD/BBL)	Normal	100%	10%	
OPEX (\$USD) COSTO FIJO	triangular	110%	100%	90%
OPEX (\$USD) TARIFAS DRIVER CRUDO BL/ANUAL	triangular	110%	100%	90%
OPEX (\$USD) TARIFAS DRIVER FLUIDO (BL/ANUAL)	triangular	110%	100%	90%
OPEX (\$USD) TARIFAS DRIVER AGUA INYECTADA (BL/ANUAL)	triangular	110%	100%	90%
OPEX (\$USD) TARIFAS DRIVER POZO PRODUCTOR CANT USD	triangular	110%	100%	90%
CAPEX	triangular	130%	100%	90%

Figura 39. Distribuciones de probabilidad - Hoja "Modelo Económico"

Posteriormente, en la figura 40 se muestra el botón de ejecución del modelo económico que realizará la evaluación económica para calcular; el VPN y las variables adicionales de evaluación de la oportunidad de inversión como se muestra en la tabla 9 siguiendo los pasos del diagrama de flujo de la figura 41 para el número de iteraciones seleccionado.

400000	1/01/2019	Precio	55.00	OPEX (\$USD) TARIFAS DRIVER
		Ajuste Calidad	14.30	CRUDO BL/ANUAL
		Transporte	5.50	FLUIDO (BL/ANUAL)
		Precio Neto	35.20	AGUA INYECTADA (BL/ANUAL)
		Costo Diluyente	77.00	POZO PRODUCTOR CANT USD

CLEAR

ITERACIONES 100 GENERAR C/

LO RESTRICIÓN MODELO ECONOMICO

Figura 40. Ejecución modelo Económico

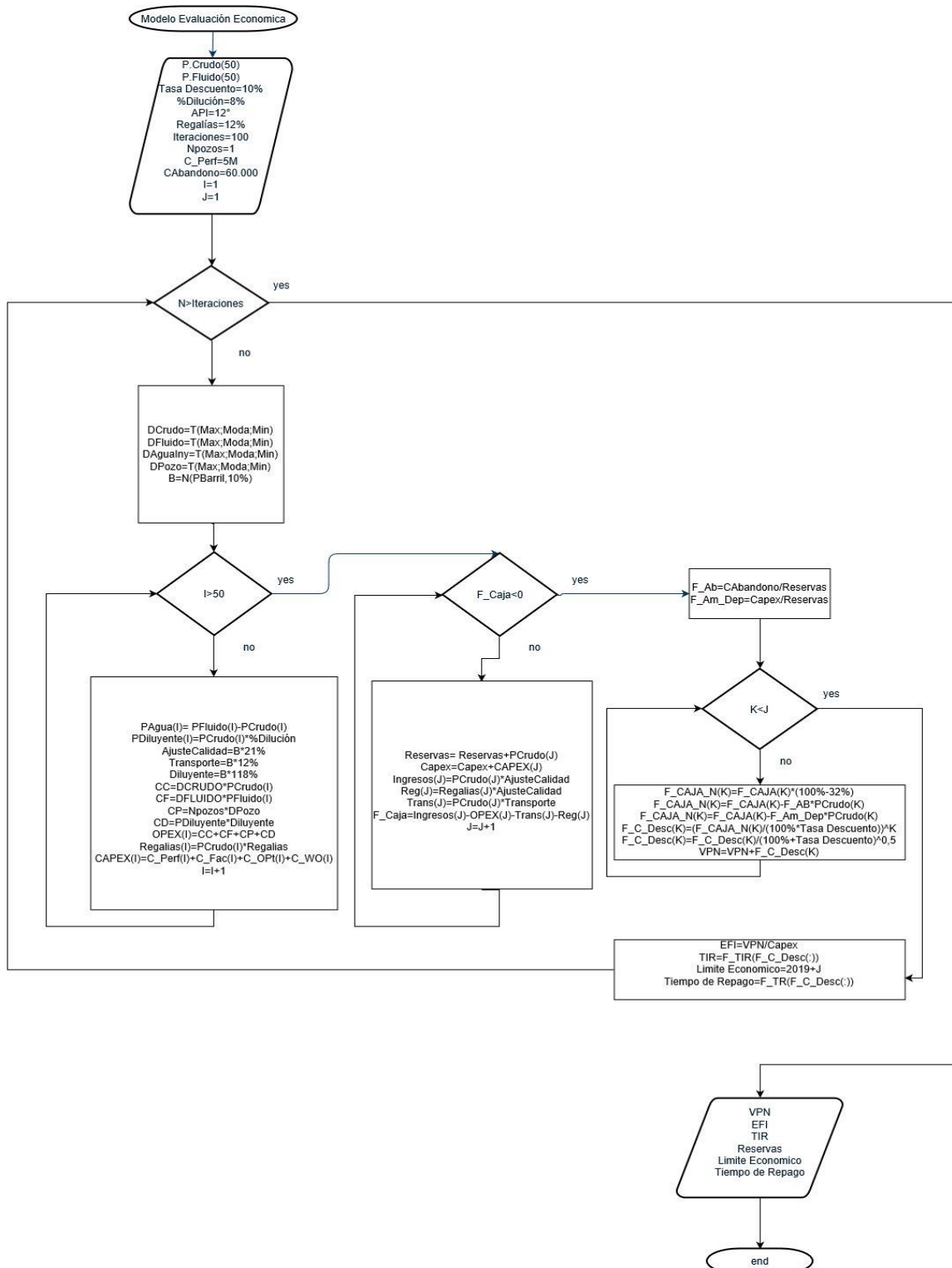


Figura 41. Diagrama de Flujo Modelo Evaluación Económica

6.8 Ejemplo de aplicación

En el campo Castilla se plantea la perforación de un pozo adicional de avanzada cuyo valor total de inversión se estima en 5 millones de dólares. De acuerdo con el análisis hecho por el equipo de yacimientos, la tasa inicial del pozo será de 350 barriles de crudo y declinará a una tasa nominal mensual de 2,37%, lo cual representa un volumen acumulado cercano a los 400.000 barriles de crudo, la producción estimada de fluido es de 1.500 barriles diarios constantes a lo largo de la vida útil del pozo. Se plantea evaluar con la herramienta de cálculo P.I.O si la opción a ejecutar es viable económicamente teniendo en cuenta las variaciones de los parámetros explicadas anteriormente. En la tabla 10 y en la tabla 11 se muestran las variables para realizar la evaluación del ejemplo propuesto. Se realizaron 100 iteraciones.

Tabla 10.

Precios

<i>PRECIOS (USD/BBL)</i>	
Precio	60,00
Ajuste Calidad	13,00
Transporte	5,00
Precio Neto	42,00
Costo Diluyente	71,00

Tabla 11.

OPEX

OPEX (\$USD) DESCOMPOSICION DE COSTOS	campo
FIJO	10.004.949,68
CRUDO BL/ANUAL	0,01
FLUIDO (BL/ANUAL)	0,24
AGUA INYECTADA (BL/ANUAL)	0,03
POZO PRODUCTOR CANT. USD	196.428,73

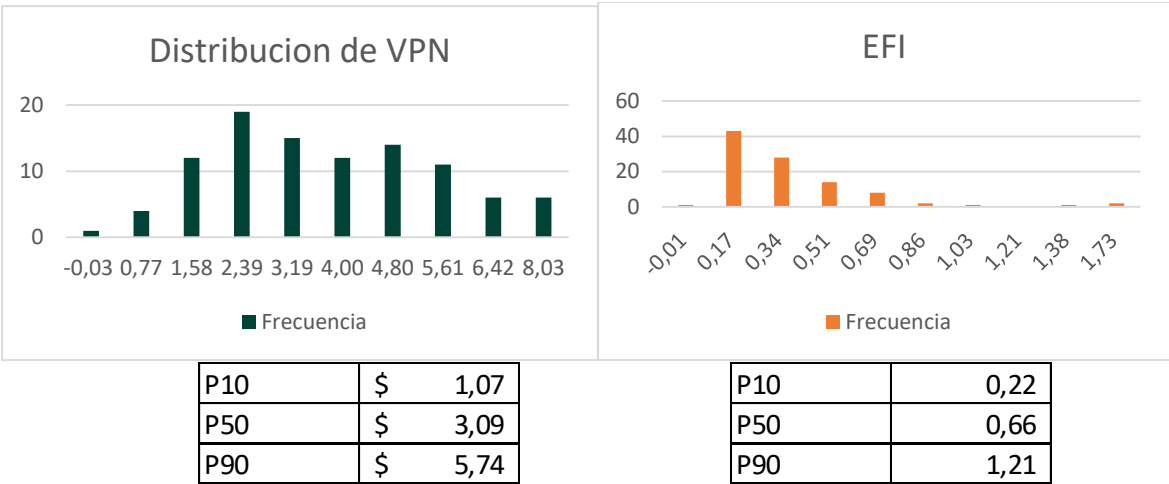


Figura 42. Distribución VPN y EFI – Herramienta P.I.O

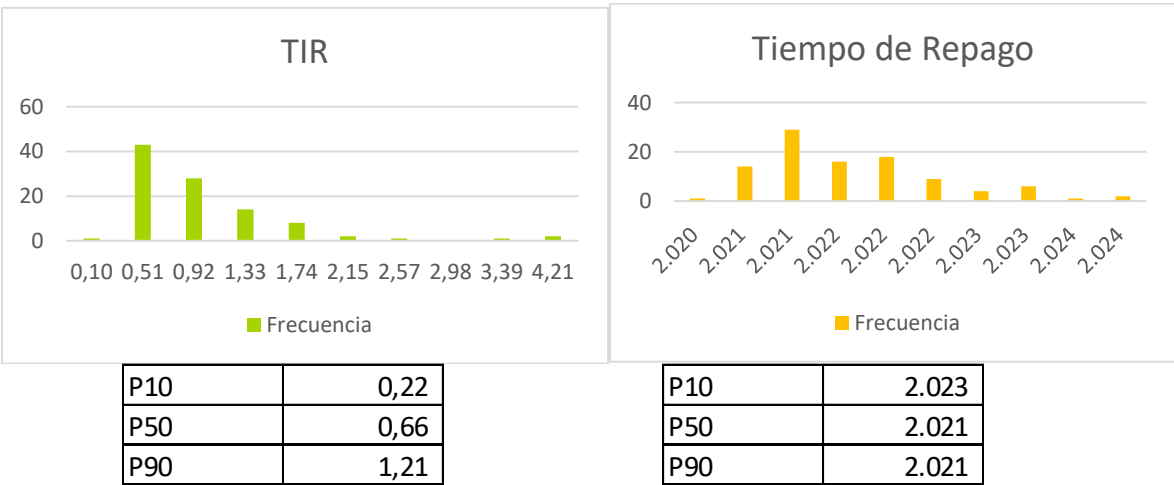


Figura 43. Distribución de TIR y Tiempo de Repago – Herramienta P.I.O

De acuerdo con la simulación de Montecarlo realizada con 100 iteraciones en la herramienta P.I.O, el VPN analizado en los escenarios; P10, P50, P90, muestra resultados positivos por lo cual se recomienda realizar la perforación del pozo pues no se obtendrán valores negativos. Las demás variables financieras también se muestran con su respectiva distribución de probabilidad.

7. Modelo integrado de proyección de valor del activo

En el modelo integrado de proyección del valor del activo convergen los tres modelos explicados anteriormente y permite con la simulación de Montecarlo a la herramienta P.IO: determinar la capacidad efectiva del activo, cuantificar el costo de eliminación de las pérdidas y evaluar los resultados económicos de las opciones de inversión de producción incremental.

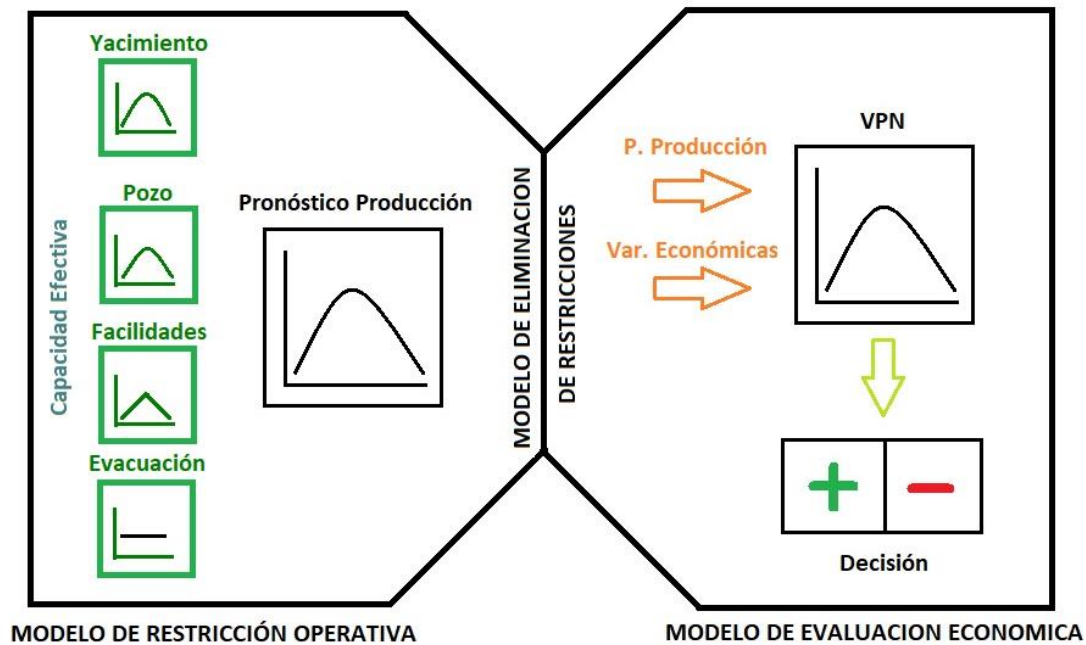


Figura 44. Modelo Integrado de Proyección de Valor

El modelo integrado de proyección de valor estructura la herramienta integrada de cálculo PIO (Petroleum Investment Oracle) como se ha mencionado a lo largo de este documento y se analizará detalladamente en esta sección. En la figura 45 se observa el diagrama de flujo donde se resume el proceso realizado por la herramienta de cálculo.

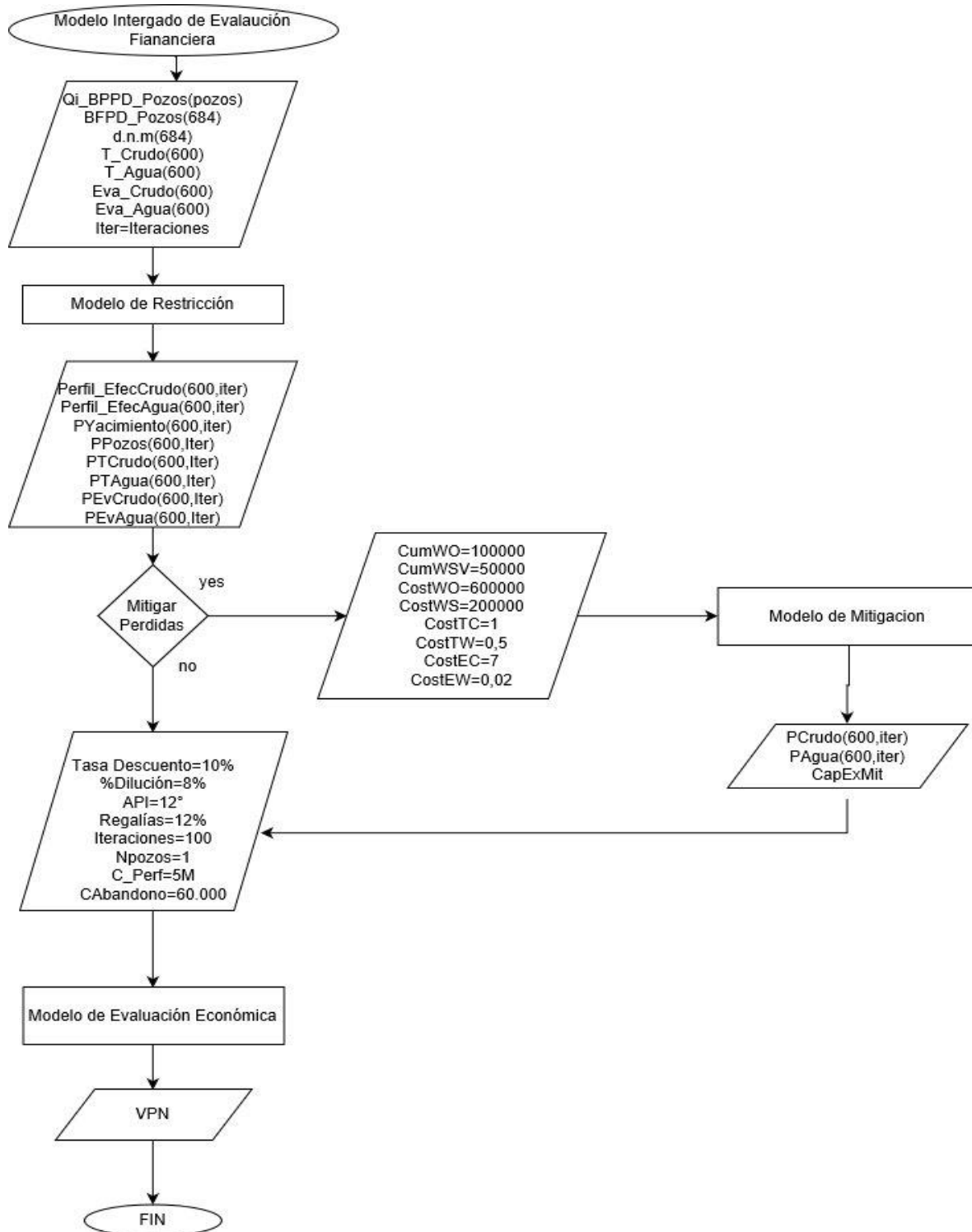


Figura 45. Diagrama de Flujo Modelo Integrado de Proyección de Valor P.I.O.

7.1 Herramienta integrada de cálculo P.I.O

7.1.1 Generalidades. La herramienta generada para realizar la evaluación integral del caso de negocio para el proyecto de producción incremental denominada P.I.O que es el acrónimo de: Petroleum Investment Oracle (Oráculo de Inversiones Petroleras), es una hoja de cálculo generada en Excel cuyo ambiente software es de fácil manejo y logra obtener una gran capacidad de cálculo, como se ha mostrado a lo largo del documento, además puede ser utilizada en cualquier computador que cuente con el software de Microsoft. En el siguiente ejemplo se explicará en detalle el uso de la herramienta de manera integrada.

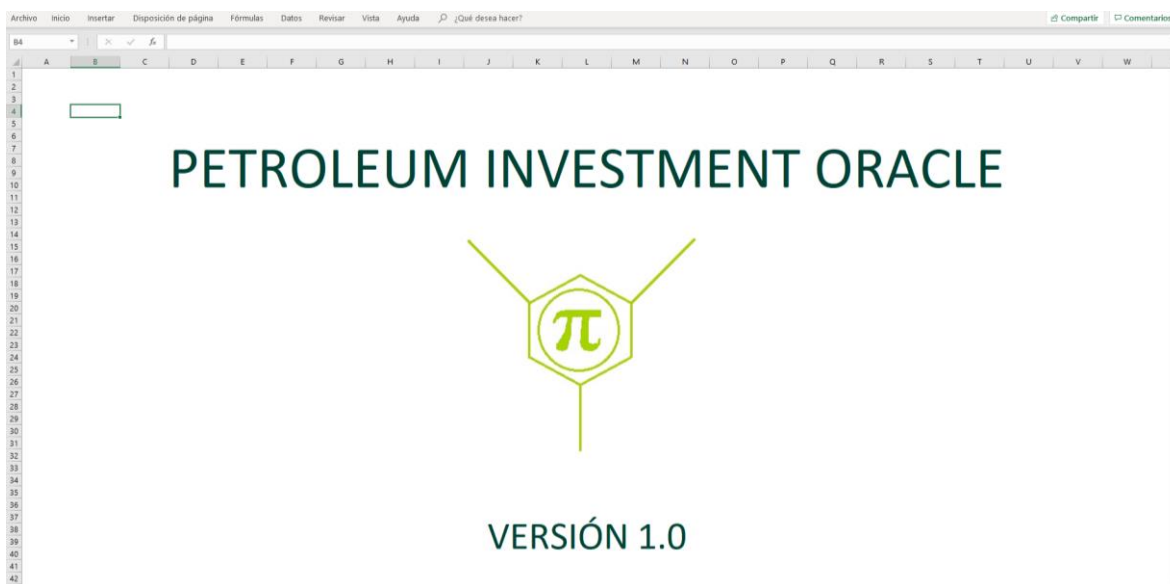


Figura 46. Software P.I.O

7.1.2 Ejemplo de aplicación. A continuación, se va a analizar la implementación de un proyecto de perforación de 56 pozos productores, 6 pozos de inyección y facilidades de tratamiento para el activo Castilla como parte de la ejecución del plan de desarrollo establecido para el campo.

Las inversiones estimadas son 369 millones de dólares para el alcance total del proyecto. Mediante la ejecución de este proyecto se esperan incorporar reservas adicionales para el activo y verificar la generación de valor mediante la evaluación del VPN.

El análisis de este caso de negocio se realizará con la herramienta de cálculo PIO donde se ejecutarán 1000 iteraciones con las siguientes variables de entrada: las operativas mostradas en la figura 47 y las financieras en la figura 48.

PROYECTOS			FACILIDADES			
NÚMERO DE PROYECTOS			TRATAMIENTO DE CRUDO [BOPD]			
2			Proyecto	Capacidad Actual	Capacidad proyectada	Fecha Proyectada
Categoría	Nombre		Básica	50000	50000	1/01/2019
Básica	Producción Básica					
Pronóstico	Declinación	Número de Pozos				
Caso_único	Hiperbólica	628				
			TRATAMIENTO AGUA [BWPD]			
Categoría	Nombre		Proyecto	Capacidad Actual	Capacidad proyectada	Fecha Proyectada
Perforación	Etapa 3		Básica	1.600.000	1.600.000	1/01/2019
Pronóstico	Declinación	Número de Pozos	Etapa 3	-	600.000	1/06/2019
Caso_único	Exponencial	56				
			EVACUACIÓN			
			EVACACION DE CRUDO [BOPD]			
			Proyecto	Capacidad Actual	Capacidad proyectada	Fecha Proyectada
			Básica	140.000	140.000	1/01/2019
			EVACUACION DE AGUA [BWPD]			
			Proyecto	Capacidad Actual	Capacidad proyectada	Fecha Proyectada
			Básica	1.800.000	1.800.000	1/01/2019
			Etapa 3	-	600.000	1/06/2019

Figura 47. Variables de Entrada Operativas

VARIABLES FINANCIERAS	
GENERALES	
Tasa de Descuento	10,0%
Mínimo años a Evaluar	0
Cortar a Límite Económico	SI
Fecha de Inicio (Descuento)	2019
Fecha Finalización Contrato	2065
*API	12
Factor de Conversión (MBTU/BOE)	5,7
X% Adicional	0%
Calcular X% Con Mismo Precio de Ingresos?	NO
Costo de Abandono [MMUSD]	30,96
Usar Capex para quitar prod. diferida	SI
% Dilución	8%
IMPUESTOS	
Impuesto Renta 2019	33%
PRECIOS (USD/BBL)	
Escenario	USD
Precio	60,00
Ajuste Calidad	13,00
Transporte	5,00
Precio Neto	42,00
Costo Diluyente	71,00
REGALÍAS	
Regalías Fijas 1	32%
Regalías Fijas 2	36%
Regalías Variables	
API >15	100%
API <=15	75%
Gas	
Tierra Firme y Costa Afuera hasta 1000 pies prof.	80%
Costa Afuera Profundidad Mayor 1000 pies	60%
Yacimientos No Convencionales	60%
Tipo de Hidrocarburo (gas/aceite)	Aceite
Ajuste de Regalías por Gas y *API	75%
OPEX (\$USD) DESCOMPOSICION DE COSTOS	
FIJO	10.004.949,68
SEMIFIJO	-
OPEX (\$USD) TARIFAS X DRIVER	
CRUDO BL/ANUAL	0,01
FLUIDO (BL/ANUAL)	0,24
AGUA INYECTADA (BL/ANUAL)	0,03
POZO PRODUCTOR CANT USD	196.428,73

Figura 48. Variables Financieras

En la hoja caso base se ingresó la información de declinación y producción teórica para los 628 pozos de Básica y los 56 de la incremental como se observa en la figura 49. El detalle de las inversiones se ingresa en la Hoja “Caso Base” como se muestra en la figura 50.

DETALLE PRODUCCIÓN										
Producción Básica	Básica	Caso único	Básica	Hiperbólica	Pozo	D.N.M	C. Hiperbólica	BOPDi	BFPD	Inicio
Producción Básica	Básica	Caso único	Básica	Hiperbólica	BAS-01	2,37%	0,9	400	1200	1/01/2019
Producción Básica	Básica	Caso único	Básica	Hiperbólica	BAS-02	2,37%	0,9	325	1100	1/01/2019
Producción Básica	Básica	Caso único	Básica	Hiperbólica	BAS-03	2,37%	0,9	273	1200	1/01/2019
Producción Básica	Básica	Caso único	Básica	Hiperbólica	BAS-04	2,37%	0,9	446	1100	1/01/2019
Producción Básica	Básica	Caso único	Básica	Hiperbólica	BAS-05	2,37%	0,9	326	1340	1/01/2019
-					-	-	-	-	-	-
-					-	-	-	-	-	-
-					-	-	-	-	-	-
Producción Básica	Básica	Caso único	Básica	Exponencial	BAS-624	2,32%		114	3770	1/01/2019
Producción Básica	Básica	Caso único	Básica	Exponencial	BAS-625	2,32%		215	3669	1/01/2019
Producción Básica	Básica	Caso único	Básica	Exponencial	BAS-626	2,32%		160	4154	1/01/2019
Producción Básica	Básica	Caso único	Básica	Exponencial	BAS-627	2,32%		206	2789	1/01/2019
Producción Básica	Básica	Caso único	Básica	Exponencial	BAS-628	2,32%		101	2561	1/01/2019
Etapa 3	Incremental	Caso único	Perforación	Exponencial	ET3-01	2,31%		500	4000	1/01/2019
Etapa 3	Incremental	Caso único	Perforación	Exponencial	ET3-02	2,31%		300	1200	1/02/2019
Etapa 3	Incremental	Caso único	Perforación	Exponencial	ET3-03	2,31%		300	1200	1/03/2019
Etapa 3	Incremental	Caso único	Perforación	Exponencial	ET3-04	2,31%		300	1200	1/04/2019
Etapa 3	Incremental	Caso único	Perforación	Exponencial	ET3-05	2,31%		300	1200	1/05/2019
-					-	-	-	-	-	-
-					-	-	-	-	-	-
-					-	-	-	-	-	-
Etapa 3	Incremental	Caso único	Perforación	Exponencial	ET3-51	2,25%		300	1200	1/11/2019
Etapa 3	Incremental	Caso único	Perforación	Exponencial	ET3-52	2,25%		300	1200	1/12/2019
Etapa 3	Incremental	Caso único	Perforación	Exponencial	ET3-53	2,25%		300	1200	1/01/2020
Etapa 3	Incremental	Caso único	Perforación	Exponencial	ET3-54	2,25%		300	1200	1/02/2020
Etapa 3	Incremental	Caso único	Perforación	Exponencial	ET3-55	2,25%		300	1200	1/03/2020
Etapa 3	Incremental	Caso único	Perforación	Exponencial	ET3-56	2,25%		300	1200	1/04/2020

Figura 49. Detalle Producción Pozos

Nombre	Producción Básica	Etapa 3	Etapa 3
Categoría	Básica	Perforación	Facilidades
Total	\$ -	\$ 324	\$ 45
Años	-	2	1
1/01/2019		\$ 192	\$ 45
1/01/2020		\$ 132	

Figura 50. Detalle de Inversiones

En la hoja “Modelo de Restricción” se define la generación de los escenarios probabilísticos y las iteraciones a realizar obteniendo los resultados para cada nodo y la producción efectiva después de todas las restricciones como se ve en la figura 51.

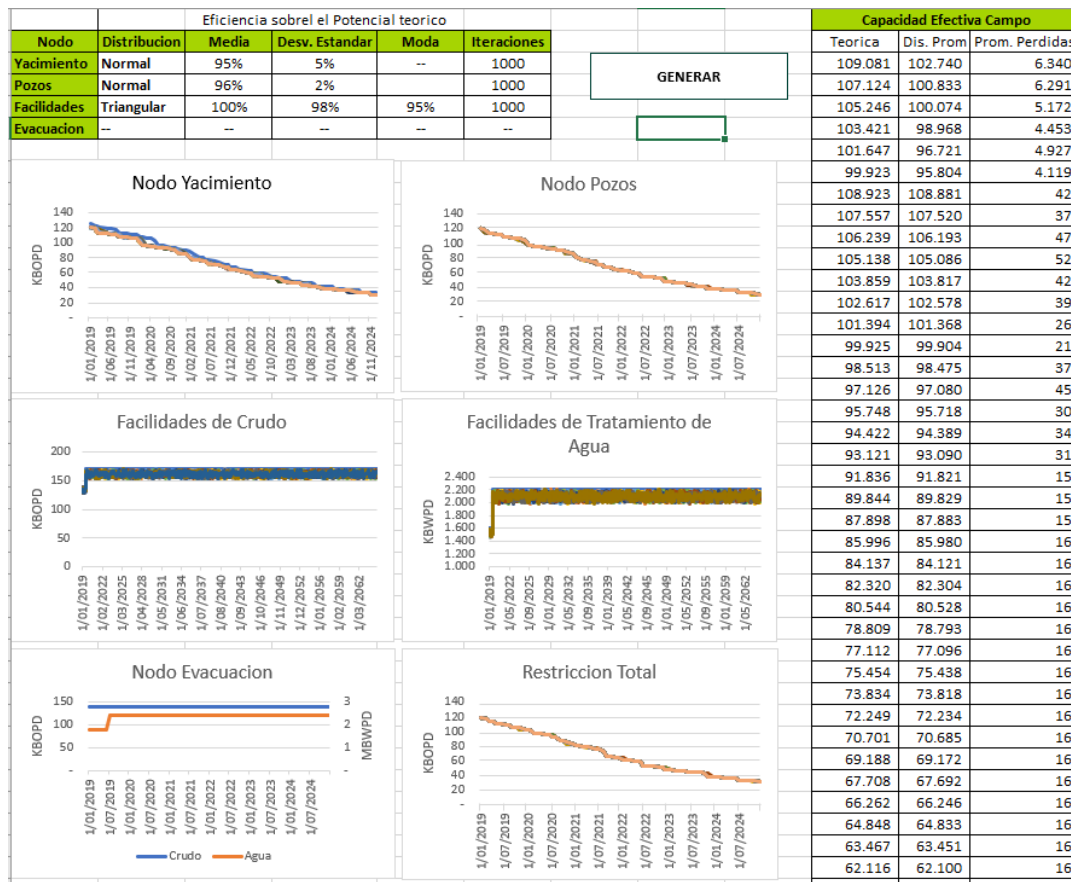


Figura 51. Módulo de Restricción

De acuerdo con el resultado obtenido en el modelo de restricción, el modelo de mitigación de pérdidas se encargará de estimar las inversiones necesarias para eliminar las restricciones con los parámetros definidos para cada nodo en el capítulo 5.



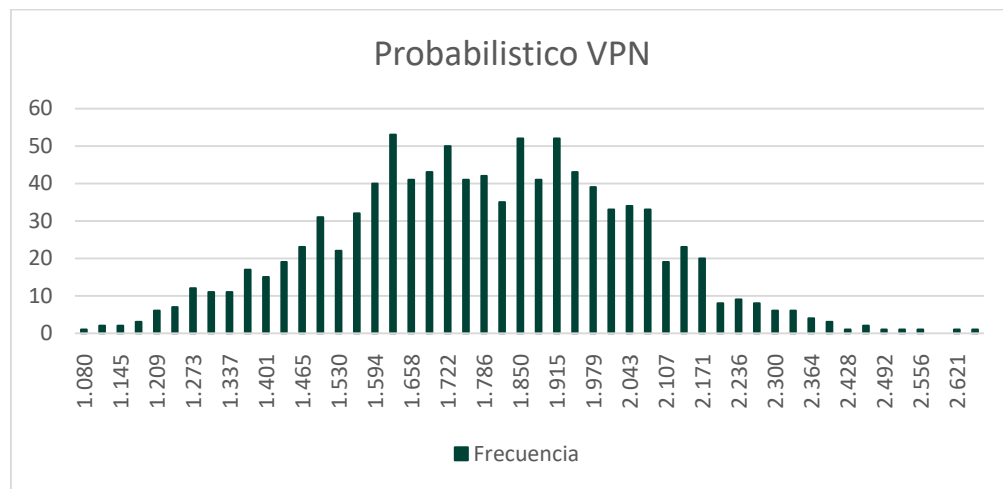
Figura 52. Resultado Módulo de Mitigación de Pérdidas

Una vez se obtienen los perfiles efectivos del modelo de restricción y las variables de salida del modelo de eliminación de pérdidas, estos son ingresados al modelo de evaluación económica donde se procederán a realizar las iteraciones definidas, en este caso 1000.

VARIABLE	Distribucion	Max	Moda	Min	Base
PRECIOS (USD/BBL)	Normal	100%	10%		55
OPEX (\$USD) COSTO FIJO	triangular	110%	100%	90%	\$ 800.395,97
OPEX (\$USD) TARIFAS DRIVER CRUDO BL/ANUAL	triangular	110%	100%	90%	0,01176503
OPEX (\$USD) TARIFAS DRIVER FLUIDO (BL/ANUAL)	triangular	110%	100%	90%	0,23651219
OPEX (\$USD) TARIFAS DRIVER AGUA INYECTADA (BL/ANUAL)	triangular	110%	100%	90%	0,02922399
OPEX (\$USD) TARIFAS DRIVER POZO PRODUCTOR CANT USD	triangular	110%	100%	90%	18464,3004
CAPEX	triangular	130%	100%	90%	100%

Figura 53. Distribución de Probabilidades - Modulo Evaluación Económica

Una vez definidas las distribuciones de probabilidad en el módulo de Evaluación, como se ve en la figura 53 la herramienta efectúa las 1000 iteraciones establecidas para obtener los resultados de VPN para este caso de negocio. En la figura 54 se pueden observar los resultados obtenidos después de las iteraciones



P10	1437,37136
P50	1770,71425
P90	2110,77231

Figura 54. Resultado Probabilístico VPN - Ejemplo de Aplicación

De acuerdo con el análisis realizado en el modelo integrado de proyección de valor con la herramienta de cálculo PIO, la implementación del proyecto propuesto representa una oportunidad positiva para el activo Castilla. En los tres percentiles analizados los valores de VPN son siempre positivos de tal forma que este proyecto debe implementarse pues impacta positivamente la generación de valor.

7.2 Comparación con otra metodología

Para comprobar la efectividad del modelo, se comparó con un caso de negocio evaluado en la herramienta Peak Merak, que es de uso corporativo de Ecopetrol para la evaluación de casos de negocio. En esta oportunidad se evalúa de forma individual el proyecto Etapa 3 mencionado anteriormente, para determinar el impacto en valor asociado a este proyecto. El caso fue evaluado utilizando las mismas sensibilidades probabilísticas. En la figura 55 se observa el resultado de la evaluación.

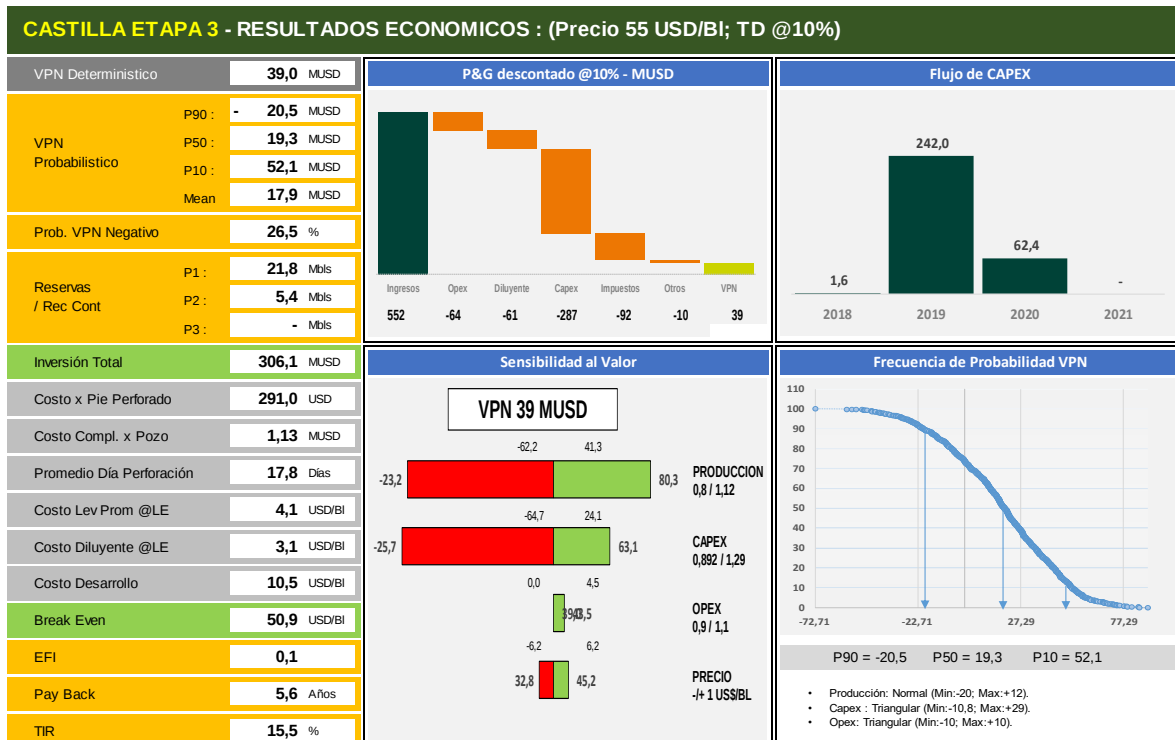


Figura 55. Resultados Evaluación Peek Merak - Etapa 3

Los resultados obtenidos por le herramienta PIO utilizando los mismos criterios de evaluación son presentados en la figura 56.

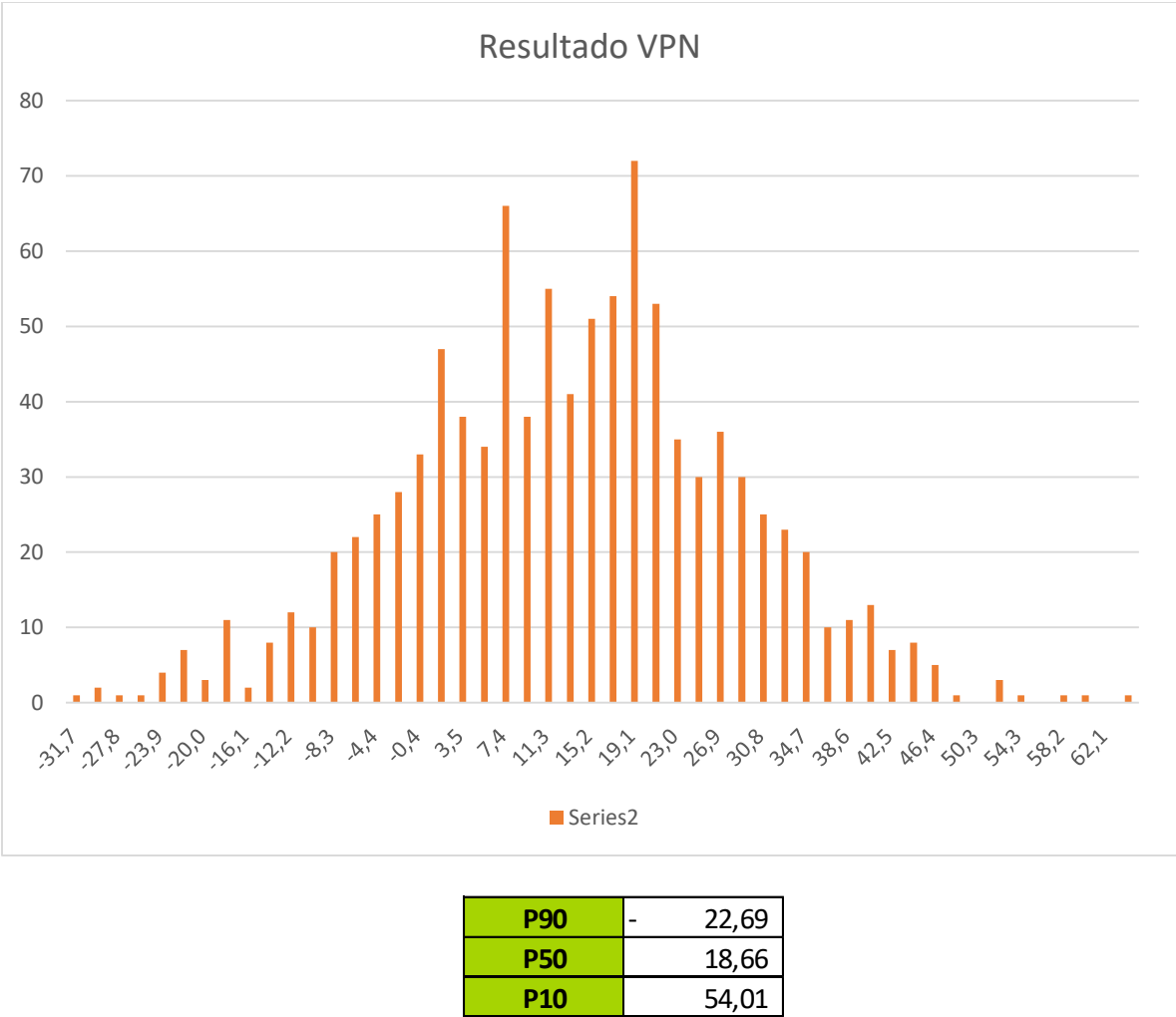


Figura 56. Resultados VPN Etapa 3 - PIO

De acuerdo con los resultados obtenidos en la herramienta de cálculo PIO, se puede observar correspondencia con los datos obtenidos con el software Peak Merak. Esta comparación permite validar la metodología utilizada y presenta a P.I.O. como una herramienta confiable que puede facilitar la toma de decisiones abarcando un análisis más amplio de las variables, de tipo operativo y financiero, que afectan la generación de valor de los proyectos de producción incremental.

El mismo caso de negocio evaluado en Peek Merak se evaluó en la Herramienta P.I.O. cambiando la distribución de probabilidad triangular por la PERT en las variables de OPEX y

CAPEX del proyecto, obteniendo los resultados de VPN que se muestran en la figura 57 después de 1000 iteraciones.

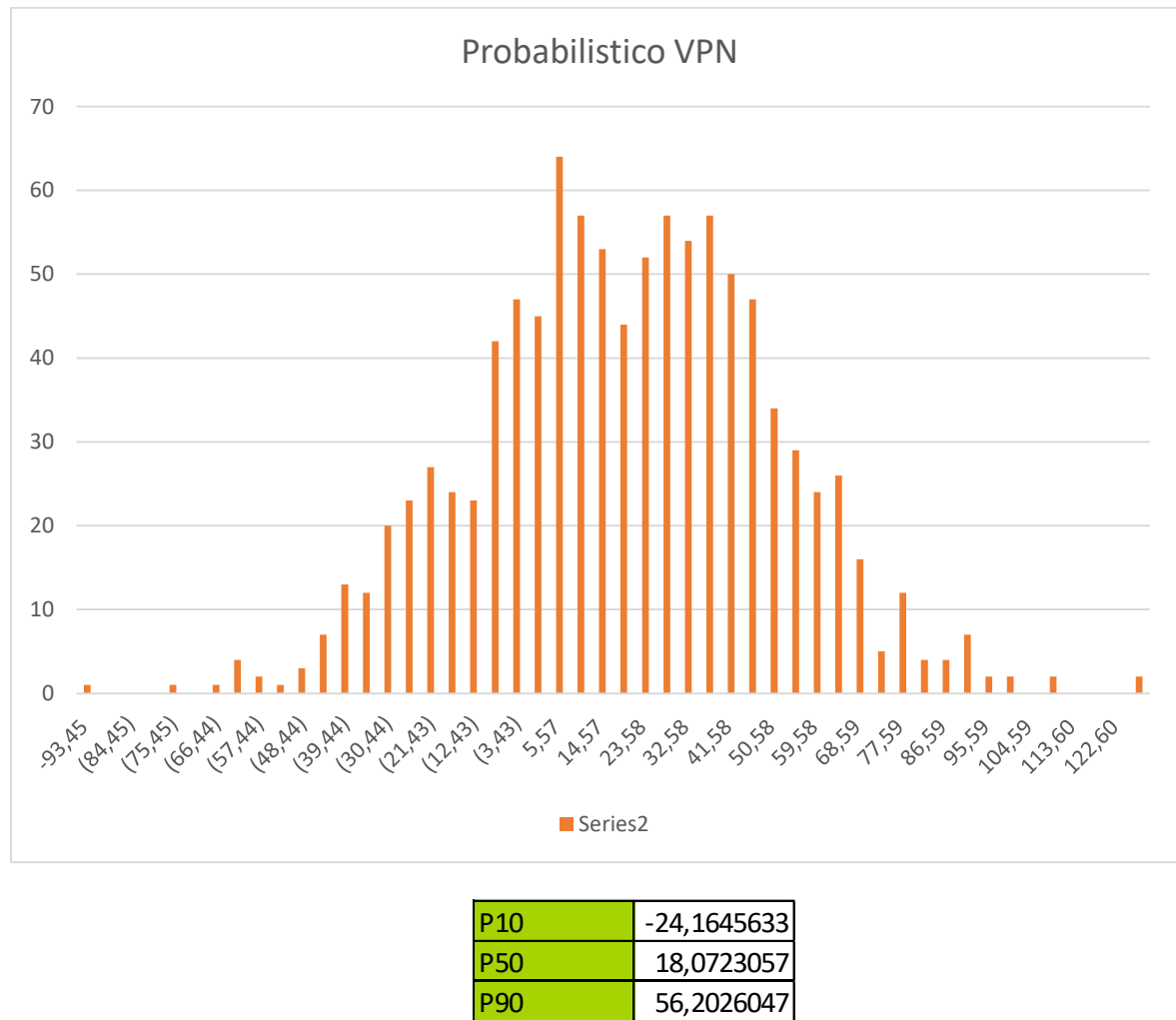


Figura 57. Resultados Probabilísticos de VPN con distribución PERT

Se puede observar que el valor P50 esperado es similar al calculado con la distribución triangular, pero se presenta mayor variación de datos hacia los extremos de la distribución como se puede apreciar con la información obtenida para el P10 y el P90. Con respecto al resultado más

probable, este caso de negocio representa una opción importante de generación de valor para el activo, aun cuando hay mayor dispersión en la respuesta.

8. Conclusiones

Mediante la generación del modelo integrado de proyección de valor del activo, se cuenta con una herramienta que permite condensar un análisis operativo simplificado y sentar los parámetros para evaluar el valor del campo Castilla, considerando los diferentes comportamientos probabilísticos de las variables analizadas.

La versatilidad de la herramienta de cálculo permite exportar fácilmente la información obtenida, cargar información nueva y realizar diferentes sensibilidades a las variables clave definidas para alimentar el modelo integrado. De igual forma la simulación estocástica, y la generación de modelos simplificados permite de forma rápida obtener la información relevante para realizar la toma de decisiones.

El uso de la herramienta de cálculo P.I.O le permite a Ecopetrol mejorar el proceso de planteamiento y toma de decisiones asociados a proyectos de producción incremental en el campo castilla pues es de fácil manejo, rápida configuración y comparable con otras herramientas software utilizadas por la compañía.

9. Recomendaciones

Las premisas utilizadas en el modelo están ajustadas a campos de crudo pesado, pero es posible realizar modificaciones para realizar la evaluación financiera de casos de negocio en todos los campos del grupo empresarial, incluyendo campos de gas, de yacimientos no convencionales y proyectos de exploración.

Aun cuando la herramienta de cálculo generada en Excel tiene gran capacidad de procesamiento, la migración a herramientas de programación avanzada como: Python o Matlab, permitiría generar un modelo más robusto que ampliara el rango de análisis de la herramienta P.I.O.

Aunque, el uso de simulación de Montecarlo permite abarcar de forma más amplia el manejo de la incertidumbre, es de gran relevancia abrir la puerta para analizar en modelos futuros, el efecto de otras metodologías para definir la aplicabilidad de los proyectos de inversión como las opciones reales o utilización de algoritmos de “Machine Learning”.

Referencias Bibliográficas

- Bahamon, J. I. (2015). *Successful Implementation of Hydraulic Fracturing Techniques in High Permeability Heavy Oil Wells in the Llanos Basin-Colombia*. Lima: SPE.
- Beamer, V. (1977). *Franchise Tax Board*. Los Angeles: Wiley.
- Black, E., & Scholes, M. (1977). The Pricing of Options and Corporate Liabilities . *J Political Economy*, 637.
- Bruneau, C. (1982). *Les Outils d'Analyse du Risque pour les Investissements Pétroliers*. Paris: Centre de Gestion Scientifique.
- Dixit, A. (1994). *Invesment Under Uncertainty*. New Jersey: Princeton University Press.
- Economides, M. (2012). *Reservoir Estimulation*. New York: John Wiley and Sons.
- Eppen, G. D. (1993). *Introductory Management Science , fourth edition*. New Jersey: Prentice Hall.
- Fisher, I. (1905). *The Rate of Interest*. New York: McMillan.
- Galli, A., & Armstrong, M. (1999). Comparison Of Three Methods For Evaluating Oil Projects . *JPT*, 44-49.
- Galton, F. (1879). Psychometric factors. *Nineteenth Century*, 425-433.
- Gauss. (1809). *Theoria motus corprum coelestium in sectionibus conicis solem ambientium*. Hamburg.

- Hajdasinski, M. (1997). NPV-compatibility, project ranking, and related issues. *The Engineering Economist*, 325-339.
- Hull, J. (1993). *Options, futures and other derivative securities, second edition*. New jersey: Prentice hall.
- IFRS. (2019). *IFRS Standards*. London: International Financial Reporting Standards.
- Kendal, M., & Stuart, A. (1977). *The Advanced Theory of Statistics*. London: Charles Griffin & Co.
- Lake, L. (1989). *Enhanced Recovery Methods*. New Jersey: Prentice Hall.
- Morales, A., & Morales, J. (2014). *Planeación Financiera*. Mexico: Grupo Editorial Patria.
- Murtha, J. A. (1997). Monte Carlo Simulation: Its Status and Future. *JPT*, 361.
- Palen, W. (1996). *Increasing Production in a Mature Basin: "The Choke Model"*. Milan: SPE.
- PIO, I. A. (2018). *Informe Anual de Resultados PIO*. Villavicencio: Ecopetrol.
- Plan de Desarrollo. (2016). *Plan de Desarrollo Activo Castilla*. Bogota: Ecopetrol.
- PMI. (2017). *A Guide to the PROJECT MANAGEMENT BODY OF KNOWLEDGE Sixth Edition*. Newton Square: Project Management Institute, Inc.
- Portafolio Ecopetrol. (2018). *Proceso Empresarial de Portafolio*. Bogota: Ecopetrol.
- Proceso MEP, E. (2016). *Proceso Mejora en la Eficiencia de Producción*. Bogota: Ecopetrol.
- Resultados GDT. (2018). *Informe Anual de Resultados Gerencia Castilla*. Villavicencio: Ecopetrol.

Simpson, T. (1757). *Miscellaneous Tracts on Some Curious, and Very Interesting Subjects in Mechanics, Physical-Astronomy, and Speculative Mathematics; Wherein, the Precession of the Equinox, Are Determined*. London: GALE.

Smith, J. (1997). Options in the real world: Lessons learned in evaluating oil and gas investments. *Mineral Economics and Management Soc*, 9.

SPE. (2018). *Petroleum Resources Management System* . Houston: Society of Petroleum Engineers.

Támara, A., & Aristizabal, R. (2012). *Real options as an alternative methodology to assess investment projects*. Medellin: Editorial Board.