

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**MODELACIÓN DE PROCESO PARA LA ESTIMACIÓN DE
PERFILES DE PRODUCCIÓN MEDIANTE EL USO DE MODELOS
ESTOCÁSTICOS DE SIMULACIÓN NUMÉRICA: CASO DE
ESTUDIO CAMPO ENO BASAL TENA**

OPCION: PROYECTO DE DESARROLLO

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
MAGÍSTER EN GESTIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE
PETRÓLEO**

**CHRISTIAN ROBERTO VEGA HERRERA
christian.vega@epn.edu.ec**

**DIRECTOR:
Ing. RAÚL VALENCIA, MSc
raul.valencia@epn.edu.ec**

Quito, Febrero 2020

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Christian Roberto Vega Herrera, bajo mi supervisión.

Director

Ing. Raúl Valencia, MSc.

DECLARACIÓN

Yo, **Christian Roberto Vega Herrera**, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Ing. Christian Vega

DEDICATORIA

EL presente trabajo de titulación está dedicado a Dios, a mi esposa Paulina, mis hijos Martín y Sabina, a mi querida Madre Zoila, a mi hermana Janeth.

Y en especial a mi querido y amado Padre Eduardo, que siempre me apoyo en todo, me brindo amor, ternura y al que lo llevo siempre en mi corazón, GRACIAS Padrecito.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por permitirme terminar este peldaño de mi vida.

Mi esposa por la paciencia, apoyo y amor incondicional

A mis hijos por el gran apoyo y comprensión recibida

A mi madre por siempre estar ahí apoyándome

A mi hermana y mis sobrinos por estar siempre pendientes

**A MI PADRE POR HABERME FORMADO Y CONVERTIDO EN LA PERSONA QUE
SOY**

ÍNDICE

RESUMEN	I
ABSTRACT	II
1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Pregunta de investigación	2
1.2. Objetivo general.....	2
1.3. Objetivos específicos.....	2
1.4. Alcance	2
1.5.1. Ciclo Deming (PDCA)	3
1.5.2. Indicadores Económicos.....	4
1.5.3. Análisis de incertidumbre.....	5
1.5.4. Modelaje del proceso.....	5
2. METODOLOGÍA.....	8
3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	10
3.1.3. Análisis de Incertidumbre	11
12	
3.1.4. Modelamiento del Proceso	20
3.1.4.1. Misión y Objetivos.....	20
3.1.4.1. Límites del proceso.....	21
3.1.4.2. Planificación del proceso.....	22
3.1.4.3. Interacción con el resto de los procesos.....	23
3.1.4.4. Indicadores Clientes	23
3.1.4.5. Indicadores Internos	26
3.1.5. Modelamiento del proceso	27
3.1.5.1. Modelo estático	28
3.1.5.2. Modelo Dinámico	29
3.1.5.4. Tablero de control	29
3.1.5.5. Tablero Corporativo	31
3.1.5.6. Tablero del proceso.....	31
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	34
5. Referencias Bibliográficas	37

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Ciclo PDCA	4
Figura 2	Gestión de un proceso	6
Figura 3	Modelamiento del proceso	7
Figura 4	Subproceso para determinar Perfiles de Producción	7
Figura 5	Definición de Análisis de Incertidumbre	13
Figura 6	Análisis de Tornado determinación de variables de impacto	14
Figura 7	Flujo de trabajo	15
Figura 8	Análisis de Ajuste de Historia	16
Figura 9	Determinación de variables de casos con mejor ajuste	16
Figura 10	Determinación de percentiles P10, P50 y P90	17
Figura 11	Árbol de decisión	20
Figura 12	Perfiles de producción	21
Figura 13	Indicador de confiabilidad del proceso	24
Figura 14	Definición de reservas	25
Figura 15	Indicador de Volumen de reservas	26
Figura 16	Macroproceso	27
Figura 17	Diagrama de flujo Modelo Estático	28
Figura 18	Análisis de incertidumbre	29
Figura 19	Diagrama de flujo Simulación	30
Figura 20	Cuadro de mando Corporativo	31

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Tipo de variable	12
Tabla 2 Tipo de variable	15
Tabla 3 Valor Presente Neto caso Base.....	18
Tabla 4 Valor Presente Neto caso Perforación	19
Tabla 5 Criterio de evaluación desvío de producción.....	24
Tabla 6 Criterio de evaluación de volumen de reservas	25
Tabla 7 Criterio de evaluación tiempo de corrida.....	27
Tabla 8 Indicador De tiempo de corrida.....	27
Tabla 9 Cuadro de mando del proceso.....	32

LISTA DE ANEXOS

ANEXO I	40
ANEXO II	52
ANEXO III	63

RESUMEN

Se realizó una metodología que permite realizar pronósticos de producción y a su vez evaluar la incertidumbre presente que es una herramienta importante en la toma de decisiones.

El modelamiento del proceso de estimación de perfiles de producción mediante el uso de modelos estocásticos de simulación basados en el Ciclo Deming permite realizar mejoras continuas al proceso y ayuda en la evaluación del riesgo.

Determinar las variables con mayor impacto en la estimación de perfiles de producción es de gran ayuda para determinar planes de acción con el fin de realizar estudios que permitan reducir la incertidumbre

Se modeló el proceso y se identificó indicadores que permitieron que el modelo sea medible y evaluable con esto se aseguró que el proceso tenga una mejora continua.

Palabras Clave: Análisis estocástico, Análisis de incertidumbre, Árbol de Decisión, Ciclo Deming, Modelamiento BPMN, Modelo Dinámico, Modelo Estático, Valor Presente Neto.

ABSTRACT

Provide a methodology that allows production forecasts and in turn evaluate the present risk; It is an important tool in decision making

.The model of the estimating process production profiles, throughout the use of stochastic simulation models based on the Deming Cycle, allows continuous improvements to the process and aids in risk assessment.

Determining the variables with greatest impact on the production profiles estimation is of great help in determining action plans in order to carry out studies that reduce uncertainty.

The process was modeled and indicators were identified that allowed the model to be measurable and evaluable, ensuring that the process has continuous improvement.

Keywords: BPMN modeling, Decision Tree, Deming cycle, Dynamic model, Net present Value, Static model. Stochastic analysis, Uncertainty Analysis

1. INTRODUCCIÓN

El desarrollo de un campo petrolero tiene una alta complejidad, por la alta incertidumbre que maneja en cálculo de reservas, perfiles de producción, comportamiento de presión, duración de la vida productiva del campo, lo que complica la toma de decisiones (Lerche, 1997).

La alta incertidumbre geológica, la heterogeneidad de los reservorios, la escasa información disponible en campos nuevos o con desarrollo inicial hace necesario aplicar un método geoestadístico que considere toda la información de campos análogos apoyados con correlaciones que permitan conocer el volumen original de Hidrocarburos (Álvarez, Ortuño, González, Pérez, 2013).

Tradicionalmente se realizan análisis estocásticos en la etapa de exploración de un campo petrolero, esto permite evaluar el rango de petróleo Original en sitio (POES) de una manera geoestadística. En la etapa de desarrollo es usual elegir un único modelo determinístico para calcular el petróleo original en sitio y simulación dinámica.

El uso de este tipo de metodologías conlleva a tener un único valor de perfiles de producción y reservas, lo cual limita la evaluación de cualquier tipo de incertidumbre asociada.

Construir un modelo estático y dinámico de una manera estocástica, permite evaluar el riesgo asociado y mejorar la toma de decisiones.

Conocer cómo se comportan las variables presentes en el cálculo de reservas y perfiles de producción y su conexión entre ellas son cruciales para entender y cuantificar la incertidumbre presente en los resultados de los cálculos.

La determinación de las variables que influyen en los resultados de un modelo estocástico es amplia, algunas de ellas tienen un impacto alto, también existen variables que no tienen un impacto significativo en la determinación de reservas y proyecciones de producción, las variables que tienen mayor repercusión en la incertidumbre de los cálculos permite programar estudios enfocados al mejor entendimiento de éstas y con ello la disminución de la incertidumbre en los cálculos.

Definir un proceso documentado, identificado, estandarizado, controlado y evaluable para la determinación de reservas y perfiles de producción mediante el uso de modelos estocásticos es de suma importancia para contribuir a la gestión por procesos de Orion Energy.

Un adecuado entendimiento del ciclo de la gestión permite una mejor planificación de la eficiencia en la ejecución del proceso, dejando la opción a mejoras continuas (Pérez, 2004).

1.1. Pregunta de investigación

¿Cómo ayuda a evaluar la incertidumbre y toma de decisiones el tener un modelamiento de proceso para la estimación de perfiles de producción mediante el uso de modelos estocásticos integrales en la evaluación de la incertidumbre?

1.2. Objetivo general

Modelar un proceso para estimación de perfiles de producción mediante el uso de modelos estocásticos de simulación numérica que permita evaluar la incertidumbre.

1.3. Objetivos específicos

Los objetivos específicos del estudio son:

- Identificar las variables en el modelamiento estocástico.
- Clasificar las variables controlables y no controlables.
- Determinar las variables con mayor influencia en el cálculo de reservas y pronóstico de producción.
- Establecer las entradas y salidas del proceso de negocio.
- Estructurar el proceso de tal manera que pueda ser medido y evaluado.

1.4. Alcance

Modelar un proceso para la toma de decisiones y evaluación de incertidumbre en los perfiles de producción en un campo de Orion Energy.

1.5. Marco Teórico

Decidir el desarrollo de un campo petrolero se debe basar en la utilización de valores promedios de producción, valor actual neto, flujo de caja en vez del uso de un valor determinístico. (Samimi, Karimi, 2014)

Determinar perfiles de producción es uno de los procesos más importantes que debe cumplir el Departamento de Reservorios, teniendo en cuenta que el perfil de producción es la base principal para la realización de análisis económicos, diseño de facilidades, determinación de factibilidad de proyectos, entre otros.

En 1956 se implementa el primer estudio económico teniendo en cuenta el riesgo exploratorio, utilizando métodos de MonteCarlo. Durante los años 1980`s y 1990`s los nuevos métodos estadísticos fueron aplicados por varios autores como el riesgo de la distribución log normal. (Suslick, Schiozer, Rebelo, 2009). Todas estas técnicas están enmarcadas en tratar de mitigar el riesgo asociado en la extracción de petróleo.

Según Pinto (2001) manifiesta que durante la formulación del plan de desarrollo existen varios retos tales como:

- Determinación de perfiles de producción que generen confianza
- Identificación de variables de incertidumbre
- Determinación de varios escenarios de explotación

La integración en el análisis del riesgo con el ajuste de historia fue implementada a partir del año 2005 con el objetivo de disminuir la incertidumbre.

La integración de modelos estocásticos de simulación que permiten obtener perfiles de producción asociados a riesgo empieza en el año 2010.

Realizar varias simulaciones puede mostrar la incertidumbre presente en un modelo es la tendencia que es aplicada en la actualidad, gracias a los actuales sistemas informáticos que permiten realizar varios modelos de simulación en tiempos aceptables.

1.5.1. Ciclo Deming (PDCA)

El proceso de estimación de perfiles mediante el uso de modelos estocásticos de simulación se basa en el ciclo PDCA conocido como ciclo Deming que permite asegurar la mejora continua Ver Figura 1 (Pérez, 2004)

Plan - Planificar: Primera etapa a seguir identifica cuáles son los recursos necesarios para el proyecto o actividad.

Do - Hacer: Es la etapa dónde se pone en marcha lo que fue planificado anteriormente.

Check - Verificar: En esta etapa se procede a la verificación de lo que ha sido echado a andar contra lo que fue planificado.

Act - Actuar: Finalmente se llega a la etapa de la reacción: se valida, avanza o corrige de acuerdo a lo constatado durante la verificación.

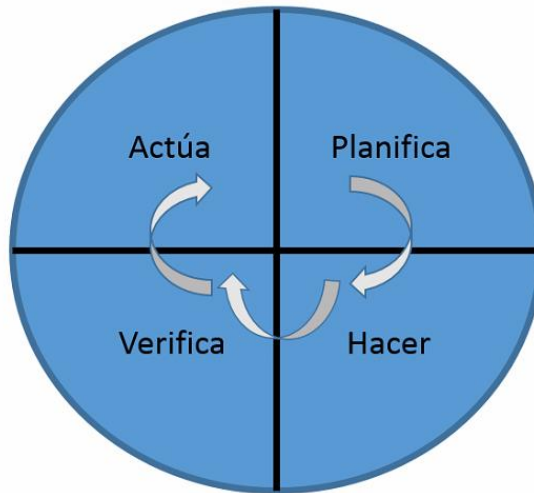


Figura 1 Ciclo PDCA

Fuente: Pérez, 2004

1.5.2. Indicadores Económicos

Los parámetros utilizados para facilitar la toma de decisiones son los indicadores económicos (Mian, 2002), entre los más importantes se puede mencionar:

Valor Actual Neto (VAN)

Tasa interna de retorno (TIR)

Valor actual Neto (VAN).- Es el valor actual que el inversor obtendría después de un intervalo de tiempo a una tasa de interés del mercado (Mian, 2002).

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{R}{(1 + id)^t} - I_0$$

Donde:

VAN=Valor actual Neto

I₀=Inversión inicial al tiempo cero

R= renta periódica a recibir

i= Tasa de interés

n=numero de periodos de tiempo

Tasa interna de retorno (TIR).- Es la tasa de descuento donde el valor actual neto es cero o el valor presente de flujos recuperados de caja es igual al valor presente de los flujos salientes (Mian, 2002).

$$TIR = \sum_{T=0}^n \frac{FN}{(1+i)^n}$$

1.5.3. Análisis de incertidumbre

El análisis de incertidumbre brinda una manera de evaluar riesgo de situaciones complejas de toma de decisión, Es importante determinar la probabilidad de ocurrencia de cada escenario con lo cual asigna valores los cuales ayudan a tomar una decisión.

El análisis de incertidumbre se lo evalúa mediante la incorporación de análisis de árboles de decisión el cual ayuda a toma de decisiones, estos diagramas permiten ilustrar el flujo del proceso con una secuencia de eventos y posibles resultados. Se identifican factores que afectan en la decisión a tomar y permite escoger la mejor opción para lograr los resultados deseados.

Se calcula el valor actual neto de cada uno de los nodos de decisión y se pondera con los resultados de probabilidad de ocurrencia, el valor más alto encontrado será el camino a seguir. (Coopersmith, Dean, McVean, Storaune, 2001).

1.5.4. Modelaje del proceso

El modelaje de un proceso debe tener un objetivo claro por conseguir, que sea panificable, ejecutable, medible y al que se lo pueda mejorar continuamente (Pérez, 2004).

El proceso al estar alineado a la metodología PDCA (Planificar, hacer, verificar y actuar) o Ciclo Deming está sujeto a una mejora continua.

La vinculación de indicadores económicos y análisis de incertidumbre en el modelo del proceso permite definir la opción más óptima en función de los datos analizados

El modelamiento es un subproceso de la gestión de procesos, la gestión de procesos como lo propone Pérez (2004) se visualiza en la Figura 2.

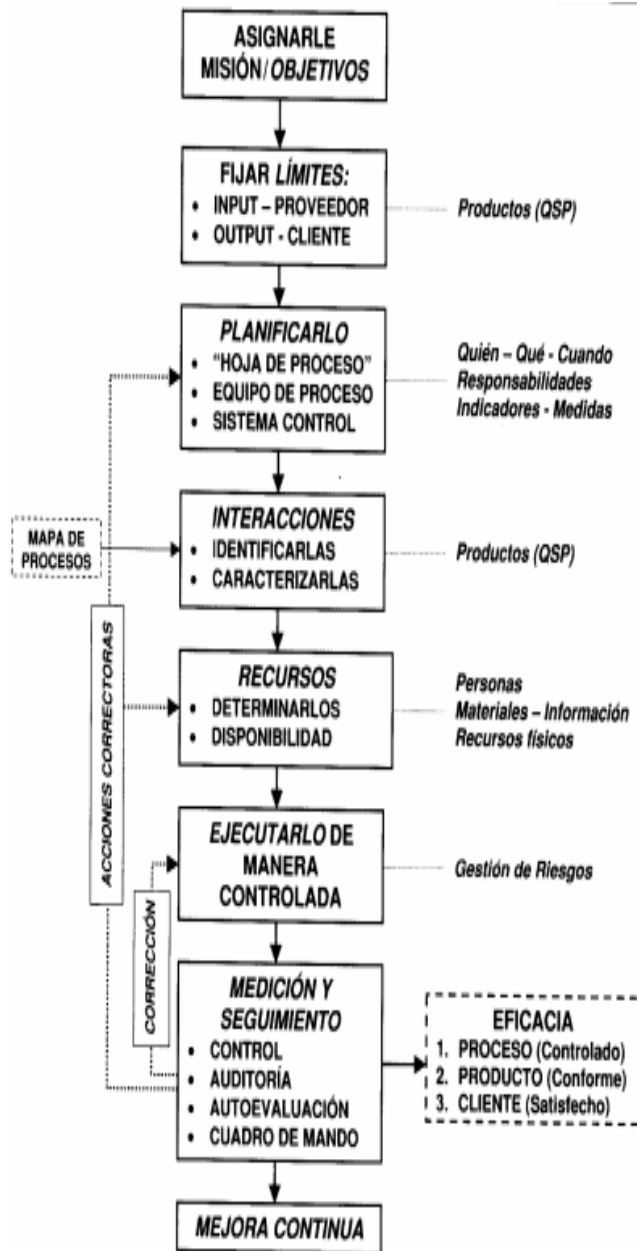


Figura 2 Gestión de un proceso

Fuente: Pérez, 2004

El proceso de modelado abarca los items de la propuesta de Zaratiegui (1999); Ver Figura 3

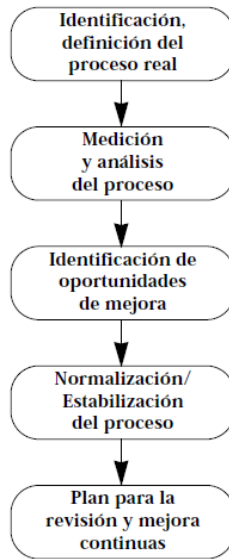


Figura 3 Modelamiento del proceso

Fuente: Zaratiegui 1999

El proceso para determinar perfiles de producción mediante el uso de modelos estocásticos tiene tres subprocesos, Ver Figura 4:

- Construcción modelo Estático
- Construcción Modelo Dinámico
- Modelo de Incertidumbre



Figura 4 Subproceso para determinar Perfiles de Producción

Elaborado por: Vega, 2019

2. METODOLOGÍA

El presente estudio pretende modelar una metodología que vincule indicadores económicos, análisis estadísticos de perfiles de producción, evaluación de riesgos, y toma de decisiones, basado en un caso de estudio.

Para lo cual se plantea un procedimiento metodológico, el cual está basado en objetivos específicos.

El estudio está basado en un enfoque mixto cuantitativo y cualitativo, ya que toma procesos sistemáticos, empíricos y críticos de la investigación, así como su integración y discusión en conjunto. Sampieri. (2014)

El estudio toma datos numéricos obtenidos del laboratorio, textuales, visuales y empíricos para tratar de representar el modelo estático y dinámico en que se fundamenta el presente estudio.

La recolección de datos se basó en observación, entrevista, encuesta, experimento y experiencia del equipo de trabajo, tanto en el campo Eno reservorio Basal Tena como en otros campos del área de operación de Orión Energy y campos cercanos a la operación.

La aplicación del ciclo PDCA o Deming, asegura la excelencia en el proceso a través de la mejora continua que permite identificar áreas de mejora, retroalimentación continua y asegura el trabajo en equipo.

La información requerida para el desarrollo del trabajo se obtuvo siguiendo los siguientes procedimientos:

- Entrevistas con el personal técnico de Orion Energy con el fin de recopilar información de las principales características del campo como ambientes sedimentarios, análisis estructural, mecanismos de producción, estado de explotación del campo, entre otras que pudiesen ser relevantes, para lo cual se utilizaran Check list y encuestas ver Anexo 3.
- Revisión y validación de la información técnica del campo en compañía del área responsable de cada uno de los datos con el objetivo de verificar la calidad, entender el rango de variancia y la incertidumbre presente en los mismos.
- Revisión y análisis de publicaciones de información geológica y sedimentaria de la cuenca Oriente con el fin de entender el tipo de ambiente sedimentario del campo.

- Implementación de matriz “n x n” donde “n” es el número de procesos, que fue llenada por diferentes miembros de la organización en la cual se escogieron los 5 procesos con mayor impacto en la organización como lo menciona Medina, Nogueira, Hernandez, Comas. (2019)
- Experiencia en la elaboración de modelos estáticos y dinámicos en diferentes campos del Oriente ecuatoriano
- Identificar costos operativos e inversiones tipo con ayuda del área de planificación y control con el fin de incorporarlos en la evaluación económica para cada una de las actividades a ser evaluadas.
- Conformar un equipo de trabajo con personal multidisciplinario altamente capacitado, con conocimiento de gestión de procesos y que conozca los procedimientos de la empresa es fundamental para diagramar el proceso de estimación de perfiles de producción mediante el uso de modelos estocásticos de simulación.
- Nombrar un líder del proyecto y realizar reuniones periódicas con el equipo de trabajo donde se socializa los procesos empresariales, con la finalidad de elaborar un esquema general en el cual se reflejen la totalidad de procesos. (Medina, et al., 2019).

3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1. Resultados

El modelamiento del proceso para la estimación de perfiles de producción mediante el uso de modelos estocásticos de simulación numérica permite evaluar la incertidumbre y toma de decisiones en la vida productiva del campo, utiliza para su ejecución una secuencia ordenada, determina variables que puedan ser medidas y brinda una serie de conclusiones, enfocándose en la metodología mixta para su ejecución. (Sampieri, Collado, Baptista, 2014).

Con los datos recopilados se inicia con la construcción del modelo estático

3.1.1. Construcción del modelo Estático

Para la construcción del modelo estático se requiere disponer de los siguientes datos de entrada:

- Geología Regional
- Geología del Campo
- Localización de los pozos (coordenadas, KB, surveys)
- Registros Eléctricos de Pozo (archivos .las o .dliz)
- Interpretación petrofísica (archivos .las o .dliz)
- Descripciones litológicas (Mud Logging)
- Topes y Bases de los reservorios
- Mapas Estructurales en profundidad al tope y base del reservorio
- Datos de Núcleo de corona
- Interpretación sedimentológica
- Mapas de tendencia provenientes de atributos sísmicos (en caso de existencia)

Los principales pasos para la construcción del modelo estático son:

- A. La carga de datos se realiza en el software Petrel de la compañía Schlumberger.
- B. Construcción del grid del modelo utilizando un tamaño de grilla que permita tener versatilidad al momento de realizar las corridas de simulación.
- C. Realizar el layering y escalamiento de las propiedades petrofísicas asegurando conservar los detalles mediante controles de calidad.

- D. Análisis y generación de variogramas y elipse de anisotropía.
- E. Modelamiento de facies y porosidad aplicando distribución vertical, variogramas, análisis de elipse de anisotropía, guiado mediante mapas de tendencia provenientes de sísmica o mapas sedimentológicos.
- F. El modelamiento de la permeabilidad será función de la correlación entre la permeabilidad y porosidad.

Detalle ver en el ANEXO I construcción del modelo.

3.1.2. Construcción modelo Dinámico

Los principales pasos para la construcción del modelo Dinámico son:

- A. Para iniciar con el subproceso Modelo Dinámico se requiere de datos de entrada, como:
 - Información Fluido
 - Información SCAL (Permeabilidad Relativa, Presión capilar)
 - Historial de producción
 - Determinación de Contacto
- B. El modelo de fluido consiste en integrar análisis PVT o correlaciones de no disponer de estos análisis, condiciones iniciales del reservorio como presión, ubicación del contacto agua petróleo, profundidad del datum.
- C. Las propiedades de la roca como permeabilidades relativas, presiones capilares y compresibilidad serán tomadas de registros especiales de núcleo, o de correlaciones de no disponer de esta información.
- D. De ser necesario se incluirá un modelo de acuífero
- E. La información de producción debe ser cargada al proyecto.
- F. Se realizan corridas de inicialización que nos permiten determinar que el modelo dinámico no tenga problemas.

Ver en ANEXO II construcción del modelo de Simulación.

3.1.3. Análisis de Incertidumbre

La nueva tendencia para realizar cálculo de reservas se sustenta en realizar estimaciones probabilísticas en cada uno de los procedimientos Volumétrico y Simulación de Reservorios. Esto con la finalidad de proporcionar consistencia y confiabilidad a las estimaciones determinísticas P90 (90% de probabilidad de ocurrencia), P50 (50% de

probabilidad de ocurrencia) y P10 (10% de probabilidad de ocurrencia), especialmente en campos en desarrollo o producción temprana. (Huerta, 2014).

Se dispone de una gran cantidad de variables con incertidumbre al momento de realizar cálculo de reservas, volumen de petróleo en situ y pronósticos de producción.

No es práctico realizar corridas de incertidumbre con todas las variables ya que existen variables que representan un mayor impacto en los resultados, para lo cual se realiza un análisis de sensibilidad para determinar las variables con mayor impacto.

El incluir el ajuste de historia en las corridas de incertidumbre y sensibilidades disminuye el grado de incertidumbre para lo cual se utiliza como guía la metodología que sugiere Guohong (2013).

Variables de incertidumbre y su naturaleza

Las variables para la realizar el análisis de sensibilidad se detallan en la Tabla 1.

Tabla 1 Tipo de variable

Variable identificada	tipo de variable	Tipo de Mitigación
Distribución de Facies (Global SEED)	No controlable	Mapa de tendencias
Distribución de Porosidad (Global SEED)	No controlable	Mapa de porosidades
Distribución de Permeabilidad (Multiplicadores)	Controlable	Análisis de permeabilidad vs Porosidad
Profundidad del contacto (Contacto)	Controlable	Pozos de limitacion
Viscosidad del Petróleo	Controlable	Análisis PVT
Punto de burbuja	Controlable	Análisis PVT
Curvas de permeabilidad Relativa (Factores Corey)	Controlable	Análisis Nucleos
Curvas de Presion capilar	Controlable	Análisis Nucleos
Acuifero(Tamaño del acuifero)	Controlable	Valance de Materiales

Elaborado por: Vega, 2019

Las variables de sensibilidad se incorporan en el software especializado para realizar los análisis de incertidumbre.

El programa regenera un determinado número veces el modelo estático y dinámico variando una de las propiedades y manteniendo el resto de las variables constantes, esto lo realiza para cada una de las propiedades con incertidumbre como se puede ver en la figura 5 donde las propiedades con incertidumbre son:

- Celda de inicio de la población (SEED) Facies.
- Presión de burbuja.
- Profundidad del contacto agua petróleo.

- Permeabilidad relativa al petróleo.
- Permeabilidad Relativa al Agua.

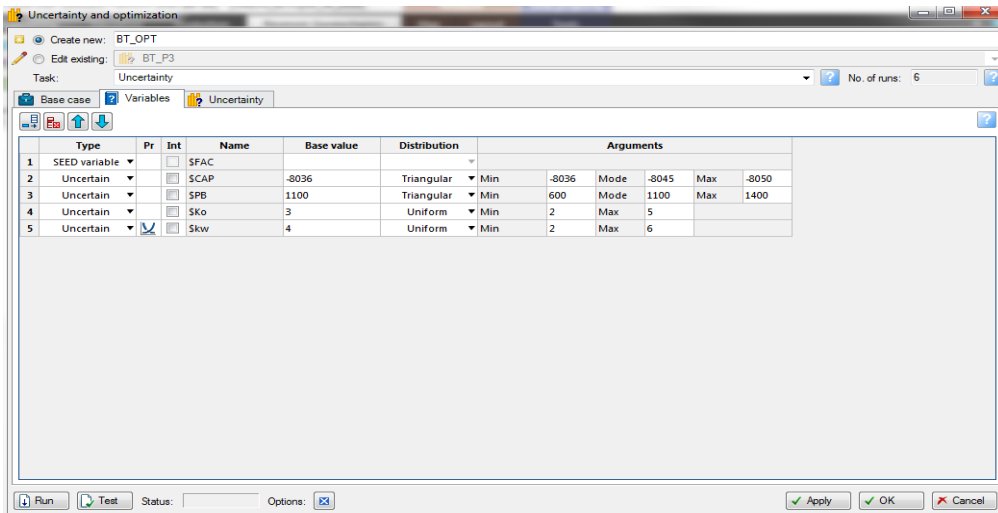


Figura 5 Definición de Análisis de Incertidumbre

Fuente: Orion, 2016

A cada variable se le asignará un rango de variación que depende de la naturaleza de la variable (Álvarez, et al., 2013)

Se realizan 30 corridas por variable obteniéndose 150 modelos en total, cada uno con una igual probabilidad de ocurrencia, la información es analizada mediante un gráfico tipo tornado donde se muestra en forma descendente las variables con mayor impacto (Álvarez, et al., 2013).

Determinar las variables con mayor influencia en el Cálculo de Reservas y Pronóstico de Producción

El gráfico de tornado permite determinar el impacto que tiene cada variable en la estimación de reservas e implícitamente en los perfiles de producción.

En la Figura 6 se observa que la variación del SEED es la variable con mayor impacto, seguido por el contacto agua petróleo y la presión burbuja, mientras que la permeabilidad relativa al petróleo y al agua no tiene un impacto significativo.

Ajuste de Historia Modelo Estocástico

Las variables de mayor impacto SEED Facies, profundidad del contacto agua petróleo y presión capilar, determinadas con ayuda del diagrama de tornado, se emplean para realizar el ajuste de historia estocástico.

Las variables de mayor impacto determinadas con ayuda del diagrama de tornado ver Figura 6 serán tomadas para realizar el ajuste de historia estocástico.

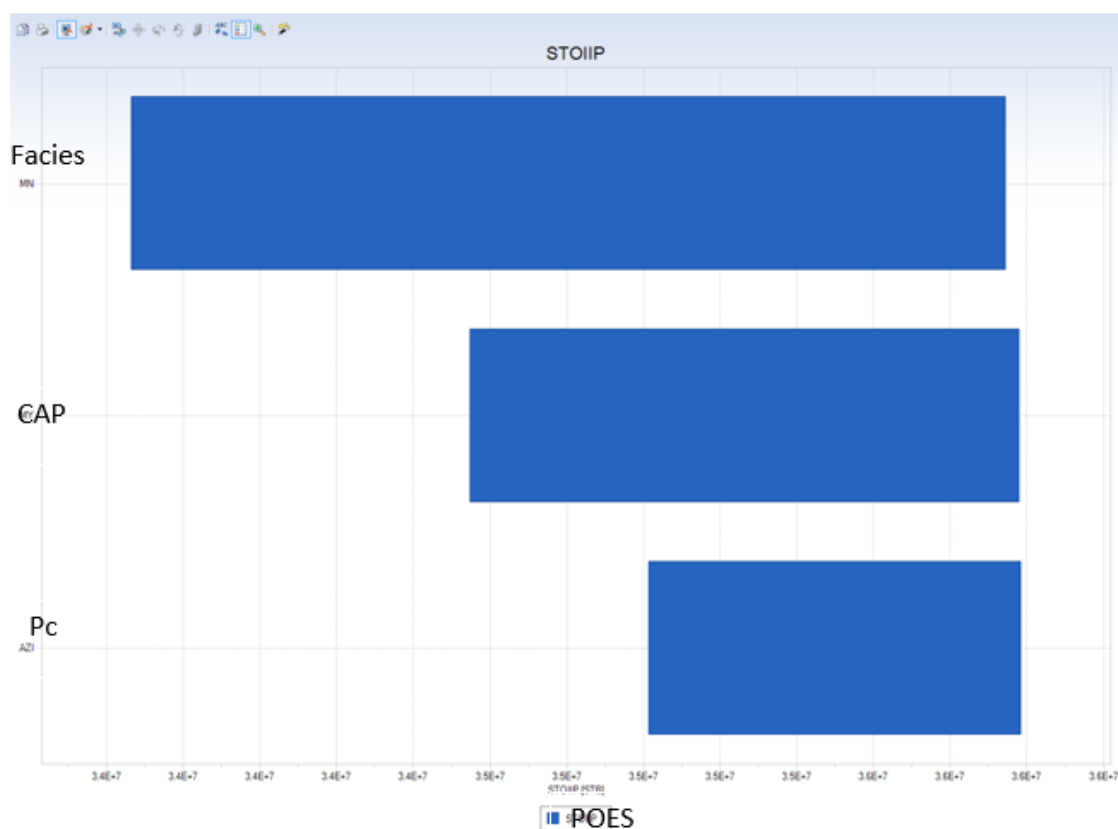


Figura 6 Análisis de Tornado determinación de variables de impacto

Fuente: Orion, 2016

Se realizó 100 corridas de incertidumbre utilizando las variables con mayor impacto con la ayuda de un workflow generado en el software Petrel; que permite crear 100 modelos estáticos y dinámicos variando las propiedades con mayor impacto (Guohong, 2003).

La Figura 7 muestra el flujo de trabajo que utiliza el Software Petrel, se crean expresiones numéricas para cada una de las variables de incertidumbre que se determinaron con el análisis de mapas de tornado ver Tabla 2.

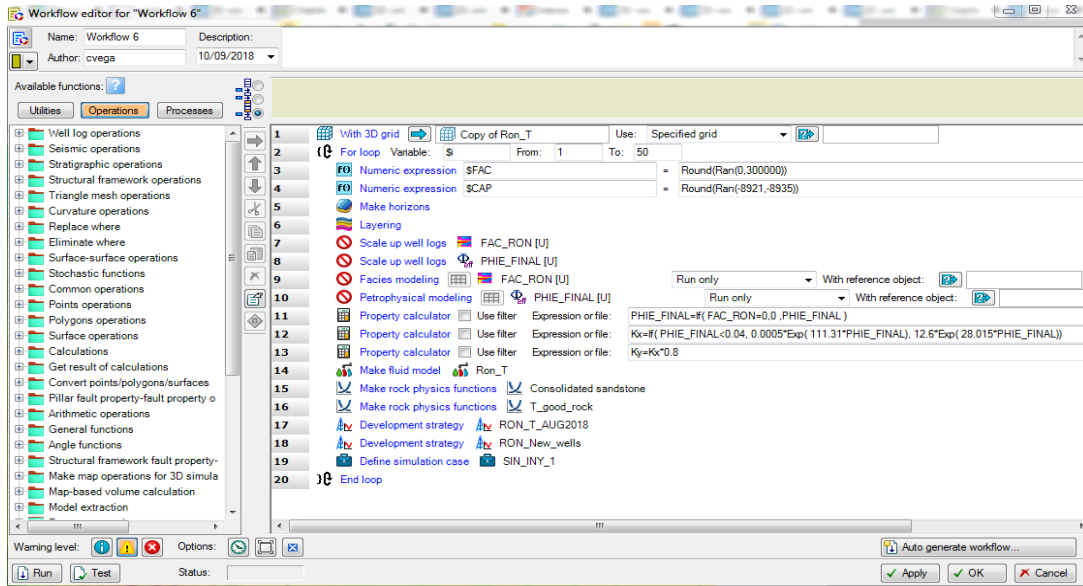


Figura 7 Flujo de trabajo

Fuente: Orion, 2016

Tabla 2 Tipo de variable

Variable	Expresión numérica	No. de Realizaciones
FACIES	=(valor entero(aleatorio entre la celda (1-300000))	100
CAP	=(Valor entero(aleatorio entre profundidad(-8932, -8935)) [Pies]	100
Pc	=(Valor entero(aleatorio entre presión de burbuja(950, 1300)) [PSI]	100

Elaborado por: Vega, 2019

En cada corrida el software cambia todas las variables en función de la expresión numérica introducida.

De los resultados obtenidos se eligen los casos que tengan un ajuste mayor al 85 %, haciendo uso del gráfico especializado que compara el porcentaje de ajuste entre la producción real del campo y la producción simulada, ver Figura 8.

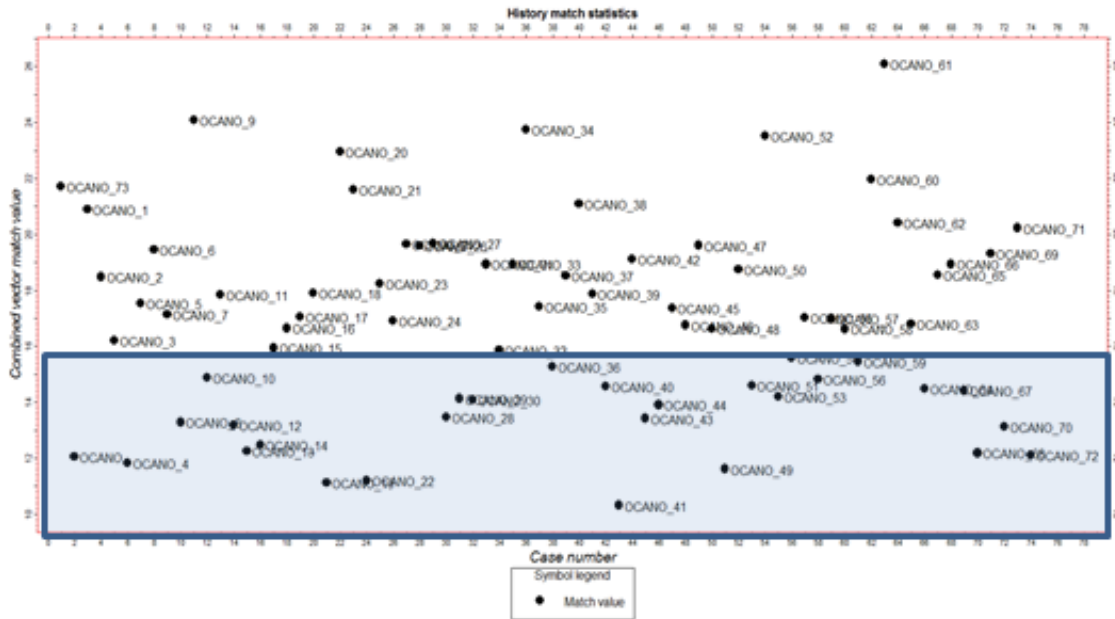


Figura 8 Análisis de Ajuste de Historia

Fuente: Orion, 2016

Se determinan las variables de los casos con mejor ajuste, Ver Figura 9, con estos valores se reproducen los casos para el análisis de incertidumbre.

Item	SI	SFAC	SCAP	\$RESULT(string)
CB_BT				Complete
CB_BT_1	1	235435	-8010	Complete
CB_BT_2	2	126796	-8040	Complete
CB_BT_3	3	47198	-8009	Complete
CB_BT_4	4	69327	-8009	Complete
CB_BT_5	5	217939	-8030	Complete
CB_BT_6	1	199143	-8021	Complete
CB_BT_7	2	209525	-8029	Complete
CB_BT_8	3	220567	-8012	Complete
CB_BT_9	4	193595	-8026	Complete
CB_BT_10	5	150948	-8027	Complete
CB_BT_11	6	101774	-8036	Complete
CB_BT_12	7	276690	-8026	Complete
CB_BT_13	8	260659	-8038	Complete
CB_BT_14	9	79050	-8030	Complete
CB_BT_15	10	280554	-8023	Complete
CB_BT_16	11	60336	-8030	Complete
CB_BT_17	12	265566	-8031	Complete
CB_BT_18	13	100814	-8029	Complete
CB_BT_19	14	273339	-8012	Complete
CB_BT_20	15	111964	-8013	Complete
CB_BT_21	16	209058	-8014	Complete
CB_BT_22	17	277313	-8038	Complete
CB_BT_23	18	87008	-8010	Complete

Figura 9 Determinación de variables de casos con mejor ajuste

Fuente: Orion, 2016

Para la estimación de POES, Reservas y Perfiles de producción se utilizan los perfiles P90 (90% de probabilidad de ocurrencia), P50 (50% de probabilidad de ocurrencia) y P10 (10% de probabilidad de ocurrencia).

Los cálculos P10, P50 y P90 se realizaron utilizando el método de Montecarlo, que es una técnica numérica para calcular probabilidades a partir de números aleatorios (Álvarez, et al., 2013) ver Figura 10

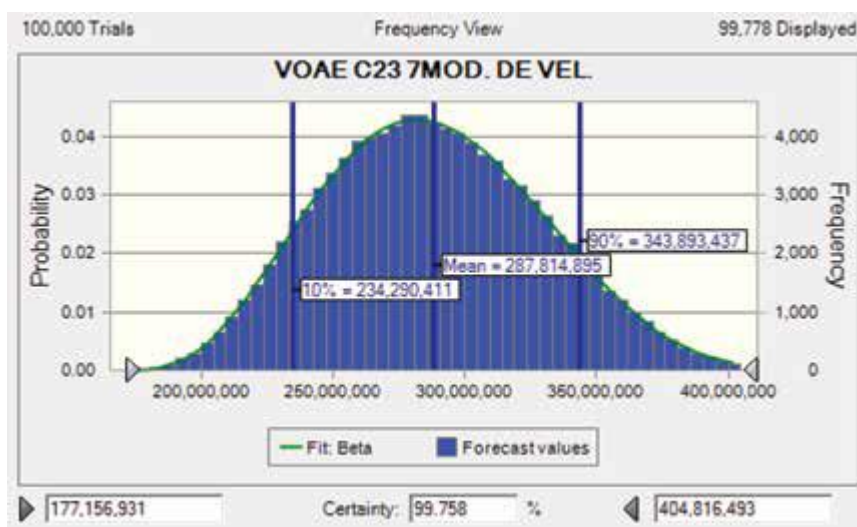


Figura 10 Determinación de percentiles P10, P50 y P90

Fuente: Álvarez, 2013

Estimación de Perfiles de Producción

La estimación de reservas y perfiles de producción se calcula en función del número de pozos a perforar, optimizando el retorno de capital; esta tarea se la trabaja con el Departamento de Geología, Reservorios, Operaciones y Planificación.

La estrategia del plan de explotación del campo es ingresada en el simulador.

Análisis de incertidumbre del plan de explotación del campo

Los perfiles de producción P10, P50 y P90 serán evaluados con el indicador económico Valor Presente Neto (VPN); que mide el flujo de caja futuro restando la inversión total expresada en el tiempo 0, aplicando una tasa de retorno, con la siguiente fórmula:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{R}{(1 + id)^t} - I_0$$

Donde:

VAN=Valor actual Neto

Io=Inversión inicial al tiempo cero

R= renta periódica a recibir

i= Tasa de interés

n= número de periodos de tiempo

Si el VPN es mayor que 0 indica que se gana después de recuperar la inversión, este indicador económico ayuda a toma de decisiones (Sapag, 2011).

Se calcula el valor esperado, el cual se obtiene de la siguiente manera

$$VE = VPN * Pi$$

VE= Valor esperado

VPN= Valor presente Neto

Pi= Percentil Pn

La Tabla 3 muestra un ejemplo de valores de VPN utilizando perfiles P10, P50 y P90 del caso base.

Tabla 3 Valor Presente Neto caso Base

Año	PRODUCCION (BLS)			Flujo de caja (\$)			Flujo de caja acumulado (\$)		
	P90 (bls/dia)	P50 (bls/dia)	P10 (bls/dia)	P90 (\$)	P50 (\$)	P10 (\$)	P90 (\$)	P50 (\$)	P10 (\$)
0							-\$350,000	-\$350,000	-\$350,000
1	249.79	259.71	266.75	\$1,823,467	\$1,895,883	\$1,947,275	\$1,473,467	\$1,545,883	\$1,597,275
2	184.89	212.99	234.76	\$1,349,697	\$1,554,827	\$1,713,748	\$2,823,164	\$3,100,710	\$3,311,023
3	136.73	174.58	206.54	\$998,129	\$1,274,434	\$1,507,742	\$3,821,293	\$4,375,144	\$4,818,765
4	101.2	143.17	181.77	\$738,760	\$1,045,141	\$1,326,921	\$4,560,053	\$5,420,285	\$6,145,686
5	74.9	117.42	159.97	\$546,770	\$857,166	\$1,167,781	\$5,106,823	\$6,277,451	\$7,313,467
6	55.44	96.3	140.79	\$404,712	\$702,990	\$1,027,767	\$5,511,535	\$6,980,441	\$8,341,234
7		78.93	123.86	\$0	\$576,189	\$904,178	\$0	\$7,556,630	\$9,245,412
8		64.73	109.01	\$0	\$472,529	\$795,773	\$0	\$8,029,159	\$10,041,185
9		53.09	95.93	\$0	\$387,557	\$700,289	\$0	\$8,416,716	\$10,741,474
10			84.43	\$0	\$0	\$616,339	\$0	\$0	\$11,357,813
11				\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
12				\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
13				\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
14				\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
15				\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
16				\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
17				\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0

CAPEX	\$350,000
OPEX/Day	12
Fee \$/Bls	32
Tasa de interes	12%

	P90 (\$)	P50 (\$)	P10 (\$)
NPV (\$)	\$15	\$27	\$36
Percentil incertidumbre	0.6	0.33	0.067
Valor esperado	\$8.92	\$8.98	\$2.38

Capex	
Plataforma	\$0
Facilidades	\$0
Linea de Flujo	\$0
Pozos nuevos	\$0
WO	\$350,000

\$350,000

Elaborado por: Vega, 2019

La Tabla 4 muestra un ejemplo de valores de VPN utilizando perfiles P10, P50 y P90 del caso con perforación.

Tabla 4 Valor Presente Neto caso Perforación

Año	PRODUCCION (BLS)			Flujo de caja (\$)			Flujo de caja acumulado (\$)		
	P90 (bls/dia)	P50 (bls/dia)	P10 (bls/dia)	P90 (\$)	P50 (\$)	P10 (\$)	P90 (\$)	P50 (\$)	P10 (\$)
0							-\$16,500,000	-\$16,500,000	-\$16,500,000
1	266.75	266.75	266.75	\$1,947,275	\$1,947,275	\$1,947,275	-\$14,552,725	-\$14,552,725	-\$14,552,725
2	234.76	234.76	234.76	\$1,713,748	\$1,713,748	\$1,713,748	-\$12,838,977	-\$12,838,977	-\$12,838,977
3	1089	1200	1248	\$7,949,700	\$8,760,000	\$9,110,400	-\$4,889,277	-\$4,078,977	-\$3,728,577
4	753	844	868	\$5,496,900	\$6,161,200	\$6,336,400	\$607,623	\$2,082,223	\$2,607,823
5	573	646	669	\$4,182,900	\$4,715,800	\$4,883,700	\$4,790,523	\$6,798,023	\$7,491,523
6	499	566	593	\$3,642,700	\$4,131,800	\$4,328,900	\$8,433,223	\$10,929,823	\$11,820,423
7	441	510	541	\$3,219,300	\$3,723,000	\$3,949,300	\$11,652,523	\$14,652,823	\$15,769,723
8	395	466	494	\$2,883,500	\$3,401,800	\$3,606,200	\$14,536,023	\$18,054,623	\$19,375,923
9	358	430	454	\$2,613,400	\$3,139,000	\$3,314,200	\$17,149,423	\$21,193,623	\$22,690,123
10	326	390	416	\$2,379,800	\$2,847,000	\$3,036,800	\$19,529,223	\$24,040,623	\$25,726,923
11	300	353	377	\$2,190,000	\$2,576,900	\$2,752,100	\$21,719,223	\$26,617,523	\$28,479,023
12	276	313	328	\$2,014,800	\$2,284,900	\$2,394,400	\$23,734,023	\$28,902,423	\$30,873,423
13	254	278	288	\$1,854,200	\$2,029,400	\$2,102,400	\$25,588,223	\$30,931,823	\$32,975,823
14	226	241	257	\$1,649,800	\$1,759,300	\$1,876,100	\$27,238,023	\$32,691,123	\$34,851,923
15	183	215	229	\$1,335,900	\$1,569,500	\$1,671,700	\$28,573,923	\$34,260,623	\$36,523,623
16	77	167	201	\$562,100	\$1,219,100	\$1,467,300	\$29,136,023	\$35,479,723	\$37,990,923
17	71	124	139	\$518,300	\$905,200	\$1,014,700	\$29,654,323	\$36,384,923	\$39,005,623

CAPEX	\$16,500,000
OPEX/Day	12
Fee \$/BlS	32
Tasa de inter	12%

VPN (\$)			
P90 (\$)	P50 (\$)	P10 (\$)	
NPV (\$)	\$42	\$60	\$67
Percentil incertidumbre	0.6	0.33	0.067
Valor esperado	\$25.41	\$19.83	\$4.47

Capex	
Plataforma	\$1,000,000
Facilidades	\$7,000,000
Linea de Flujo	\$1,000,000
Pozos nuevos	\$7,500,000
	\$16,500,000

Elaborado por: Vega, 2019

Con los perfiles de producción P10, P50 y P90 y el Valor presente Neto, se elabora un análisis de árbol de decisión para evaluar inversiones adicionales.

El análisis de árbol de decisión facilita la toma de una acertada decisión (Coopersmith, et al., 2001).

La aplicación de esta técnica requiere la siguiente información:

- Tener delimitado el problema con claridad
- Variables de mayor impacto en el modelo
- Análisis de Incertidumbre (P10, P50 y P90)
- Indicador Económico

En la figura 11 se muestra el árbol de decisión, el cual está basado en nodos de probabilidad, nodo de decisión, el valor esperado, para el ejemplo anterior se multiplica el percentil del caso base sin perforación y los percentiles del caso con perforación obteniéndose el valor esperado

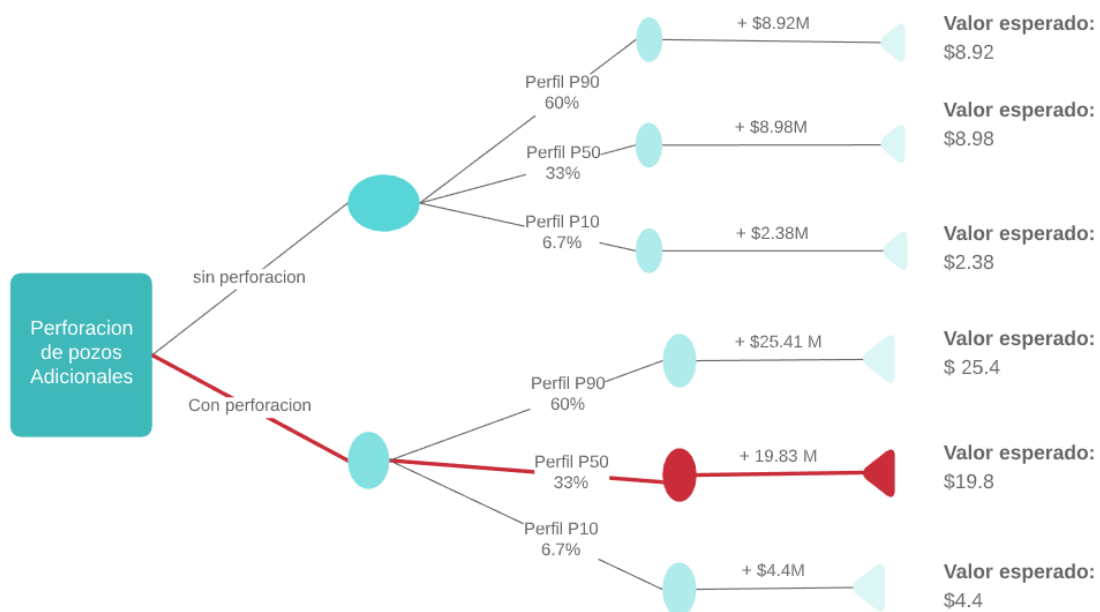


Figura 11 Árbol de decisión

Elaborado por: Vega, 2019

En el ejemplo se observa un árbol de decisión con dos opciones continuar con la producción actual realizando un trabajo de reacondicionamiento o perforar nuevos pozos teniendo en cuenta el riesgo asociado a la perforación.

Se toma los perfiles P10, P50 y P90 resultado del modelo estocástico para cada una de los ramales del árbol.

Con ayuda de los percentiles de cada ramal y la evaluación del Valor Presente Neto se obtiene el valor esperado.

De acuerdo con el criterio de cada empresa se analiza si conviene realizar el trabajo o no, en el caso del ejemplo Orion Energy utiliza para sus análisis Perfiles P50.

El valor esperado P50 del caso de perforación es mayor a todos los casos sin perforación, por lo tanto, se recomienda realizar las inversiones para perforar el nuevo pozo.

3.1.4. Modelamiento del Proceso

3.1.4.1. Misión y Objetivos

El objetivo del proceso es brindar un abanico de posibles escenarios de producción empleando las mejores prácticas de la industria, alineados a la visión y misión de Orion Energy.

El producto final de proceso es la entrega de tres escenarios de producción P10, P50 y P90 del caso a ser evaluado, Figura 12.



Figura 12 Perfiles de producción

Fuente: Orion, 2016

Previo a la entrega, los perfiles P10, P50 y P90 deben ser analizados mediante la aplicación del indicador económico Valor Presente Neto (VPN) y evaluados mediante el uso de árboles de decisión.

3.1.4.1. Límites del proceso

Definir en forma clara los proveedores y clientes del proceso es de suma importancia en el proceso de gestión del proceso.

Proveedores

Los proveedores del proceso serán los encargados de entregar la información con la cual se construirán los modelos estocásticos de simulación.

Los proveedores deben entregar la información en formato digital y en formato físico, cumpliendo con los estándares de Orion Energy, la información suministrada será:

- Departamento de Geología
 - Geología Regional
 - Análisis sedimentológico
- Departamento de Geofísica
 - Modelo Estructural (superficies y fallas)
 - Mapas de tendencia provenientes de atributos sísmicos
- Departamento de Petrofísica
 - Modelo Petrofísico
 - Modelo de Facies

Al momento de recibir la información, se realiza una reunión en la cual se elabora un acta en el formato de reuniones que mantiene Orion y se llenará el check list, el cual garantice la calidad de la información (Anexo III).

Clientes

Existen varios clientes internos y externos que tienen como inputs los resultados del proceso de estimación de reservas, volumen original en sitio y perfiles de producción.

Los clientes externos son aquellos que no pertenecen a Orion Energy, tales como:

- Organismos Estatales (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables y Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera)
- Accionistas

Los clientes internos del proceso se encuentran en varios departamentos de la organización como:

- Departamento de Operaciones
- Planificación y Control
- Finanzas
- Proyectos

Para la satisfacción del cliente se implementarán indicadores, check list y encuestas que ayuden a mejorar continuamente el proceso.

3.1.4.2. Planificación del proceso

Tener una planificación que involucre a los miembros del equipo de trabajo con claridad de sus roles dentro del proceso y se encuentren coordinados, integrados y alineados garantiza la calidad del proceso (Pérez, 2004).

Cumplir lo planificado y evitar improvisaciones asegura la calidad del proceso y se evitan retrasos.

Para cumplir con lo planificado, se grafica el procedimiento detallado en el Anexo I y Anexo III con símbolos normalizados (normas ANSI); se construye un mapa de procesos.

Los subprocesos en el proceso global son la construcción del modelo estático y construcción del modelo dinámico.

3.1.4.3. Interacción con el resto de los procesos

Comprender cómo las variables impactan en los resultados de los procesos permitirá a los clientes conocer la incertidumbre asociada en el proceso y su naturaleza.

La entrega de tres perfiles de producción P10, P50 y P90 brinda a los clientes inputs que les permitirán evaluar el riesgo en los procesos que maneja cada área.

El cálculo del Valor presente neto para cada uno de los perfiles ayuda a la evaluación del margen de ganancias que se podría tener.

3.1.4.4. Indicadores Clientes

La incorporación de cuadros de mando, asociados a relaciones causa efecto que tendrá cada variable en la organización, las cuales deberán estar alineadas con la visión de los clientes y tener una visión de resultados históricos (Costa, Domínguez, Hernández, Leiva, Verdú, 2012).

Indicador de confiabilidad del proceso

El indicador de confiabilidad del proceso está enfocado, en el cumplimiento de pronóstico de producción alineado con la visión de la empresa y ajustado a los requerimientos del cliente.

El perfil objetivo estará definido por el pronóstico P50, los perfiles P10 y P90 serán utilizados para evaluar el riesgo asociado, ver figura 13.

La comparación del perfil P50 versus la producción real muestra la confiabilidad de la estimación, la desviación permitida es del 5%. De existir desvíos mayores, se debe realizar un análisis que permita determinar la causa de la desviación; la variación máxima permitida será el perfil P90 y la mínima será el perfil P10, ver Tabla 5.

Si la variación supera estos límites, se revisa el proceso en su totalidad emitiendo un informe que contiene:

- Causa raíz del desvío
- Plan de acción para mitigar o corregir los problemas encontrados
- Lecciones aprendidas
- Conclusiones y recomendaciones.

El indicador tendrá una periodicidad de evaluación diaria y permite detectar desviaciones de manera temprana.

Tabla 5 Criterio de evaluación desvío de producción

Criterio de evaluación	Indicador
Si la comparación de la producción real versus el pronóstico de producción(P50) tiene un variación menor al 5%	ok ●
Si la comparación de la producción real versus el pronóstico de producción se encuentre entre el pronóstico P10 y P90	Monitorear ●
Si la comparación de la producción real versus el pronóstico de producción se encuentre fuera del rango de producción P10 y P90	Revisar proceso ●

Elaborado por: Vega, 2019

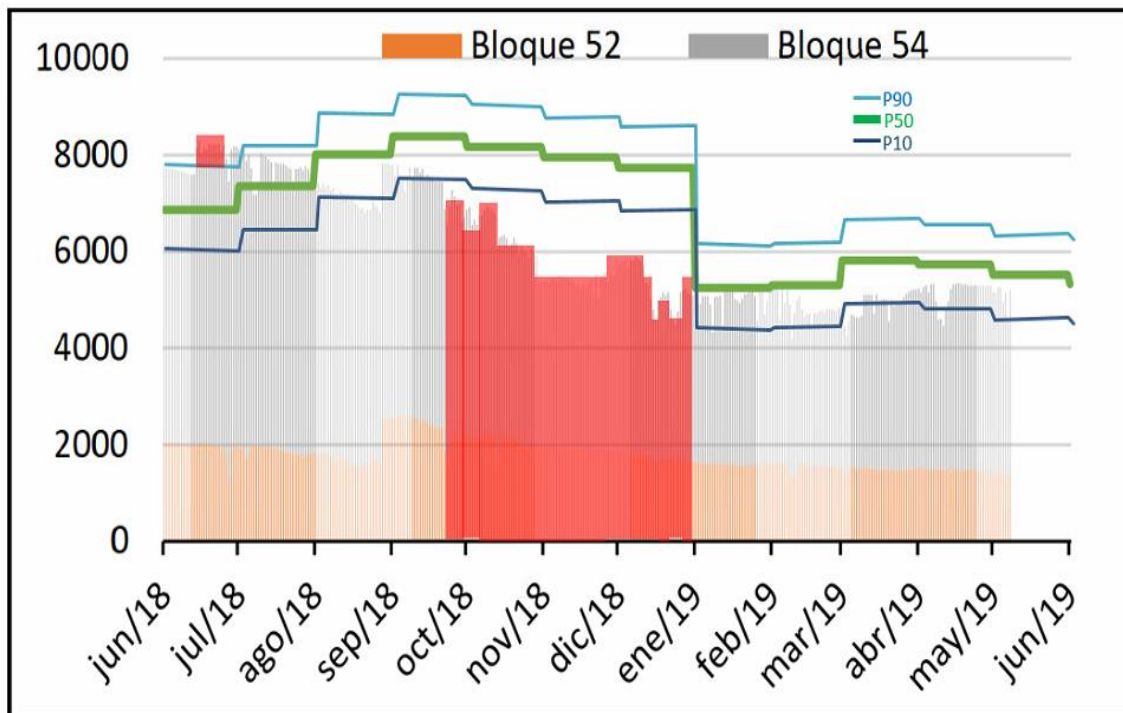


Figura 13 Indicador de confiabilidad del proceso

Fuente: Orion, 2016

Indicador de Volúmenes de Reservas

El indicador de volumen de reservas muestra el volumen de reservas recuperables asociada a los perfiles de producción resultado de la utilización del proceso versus las reservas reportadas anualmente hacia los clientes del proceso.

Las reservas probadas (P1) están asociadas con el perfil P10, las reservas Probadas + Probables (P2) están asociadas al perfil P50 y las reservas Probadas + Probables + Posibles (P3) están asociadas al perfil P90, figura 14.

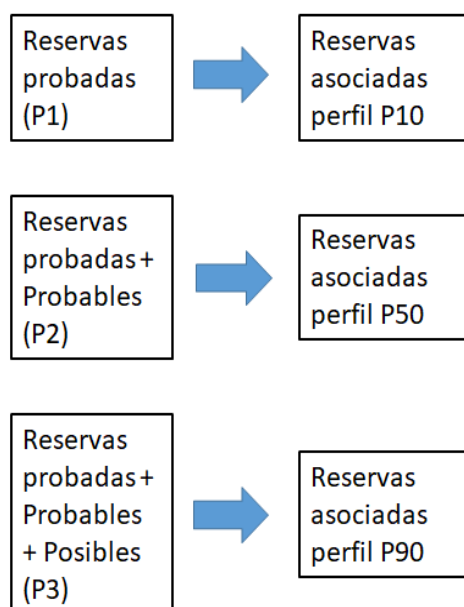





Figura 14 Definición de reservas

Elaborado por: Vega, 2019

El indicador está en función de la máxima variación aceptada por el “Petroleum Resources Management System” PRMS SPE (2018) donde se menciona, que la variación máxima es 10% entre los valores reportados oficialmente y cualquier actualización del valor de reservas, sin tener que realizar un informe con sus respectivos justificativos.

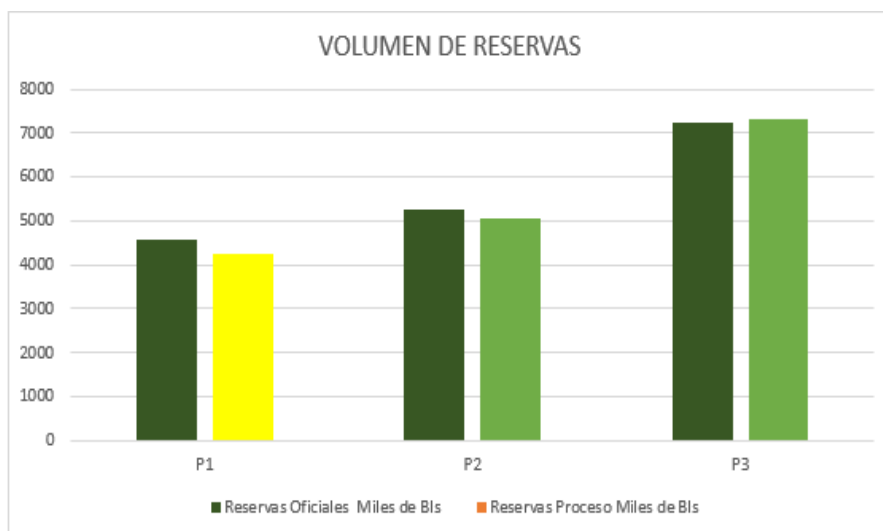
El indicador está enfocado en dar alertas tempranas de posibles desviaciones y análisis de estas, Tabla 6.

Tabla 6 Criterio de evaluación de volumen de reservas

Criterio de evaluación	Indicador
Variación entre Reservas oficiales y reservas determinadas mediante el proceso < 5 %	ok 
Variación entre Reservas oficiales y reservas determinadas mediante el proceso >5 y < 10 %	Monitorear 
Variación entre Reservas oficiales y reservas determinadas mediante el proceso >10 %	Revisar proceso 

Elaborado por: Vega, 2019

Al encontrarse desvíos mayores se debe realizar un análisis que permita determinar la causa de la desviación, la variación máxima permitida será el perfil P90 y la mínima será el perfil P10. En la figura 15 se observa el indicador propuesto



Tipo de Reserva	Reservas Oficiales	Reservas Proceso	Desvío	Indicador
	Miles de BIs	Miles de BIs	%	
P1	4567	4253	7%	●
P2	5267	5067	4%	●
P3	7246	7300	1%	●

Figura 15 Indicador de Volumen de reservas

Elaborado: Vega, 2019

3.1.4.5. Indicadores Internos

Tiempo de corrida

El indicador de tiempo de corrida está enfocado en medir el tiempo que toma el realizar una corrida en el modelo de simulación; al tratarse de modelos estocásticos se requiere agilidad en el proceso.

El tiempo máximo que deberá tomar una corrida será de 30 minutos, con este tiempo de corrida se asegura cumplir con el indicador de tiempo de respuesta; Tabla 7.

Se requiere agilidad en el tiempo de corridas tabla 8, si el tiempo es mayor a 40 minutos se debe:

- Revisar el proceso poniendo énfasis en los problemas de convergencia.
- Mejora en equipos de computo
- Programas con mejor performance en tiempos de corridas

Tabla 7 Criterio de evaluación tiempo de corrida

Criterio de evaluación	Acción
Tiempo de corrida del modelo dinámico por caso menor a 30 minutos	ok ●
Tiempo de corrida del modelo dinámico por caso entre 30 y 40 minutos	Monitorear ●
Tiempo de corrida del modelo dinámico por caso mayor a 400 minutos	Revisar proceso ●

Elaborado por: Vega, 2019

Tabla 8 Indicador De tiempo de corrida

Indicador	Tiempo máximo de Corrida (min)	Tiempo Real de Corrida (min)	Indicador
Tiempo de corrida	30	20.00	●

Elaborado por: Vega, 2019

3.1.5. Modelamiento del proceso

Se desarrolló un Macroproceso (Figura 16) con tres subprocesos para realizar un modelo estocástico de simulación y análisis de incertidumbre

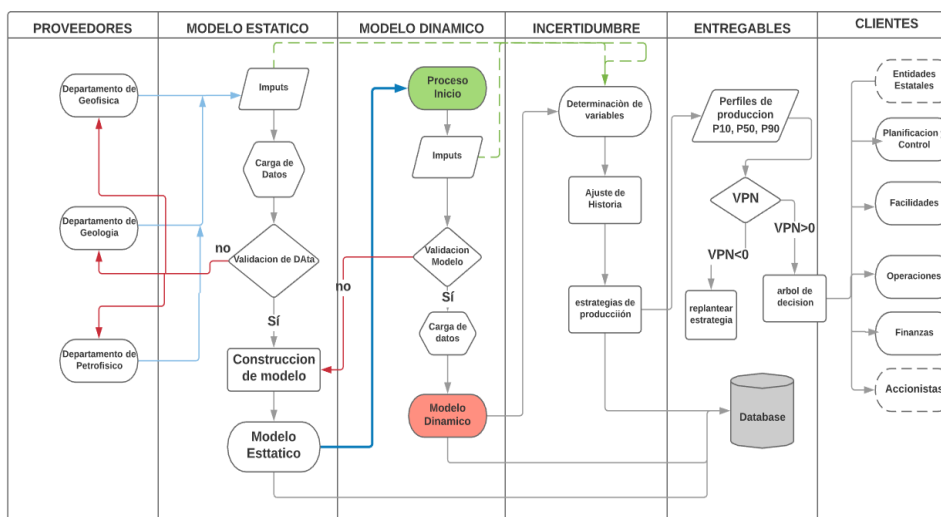


Figura 16 Macroproceso

Elaborado por: Vega, 2019

3.1.5.1. Modelo estático

El modelo de diagramación y notación se lo realizará en función al modelo procesos matricial el cual permite visualizar el procedimiento específico del negocio de una manera clara y sencilla (Pardo, 2012).

En la figura 17 se visualiza el flujograma del modelo estático.

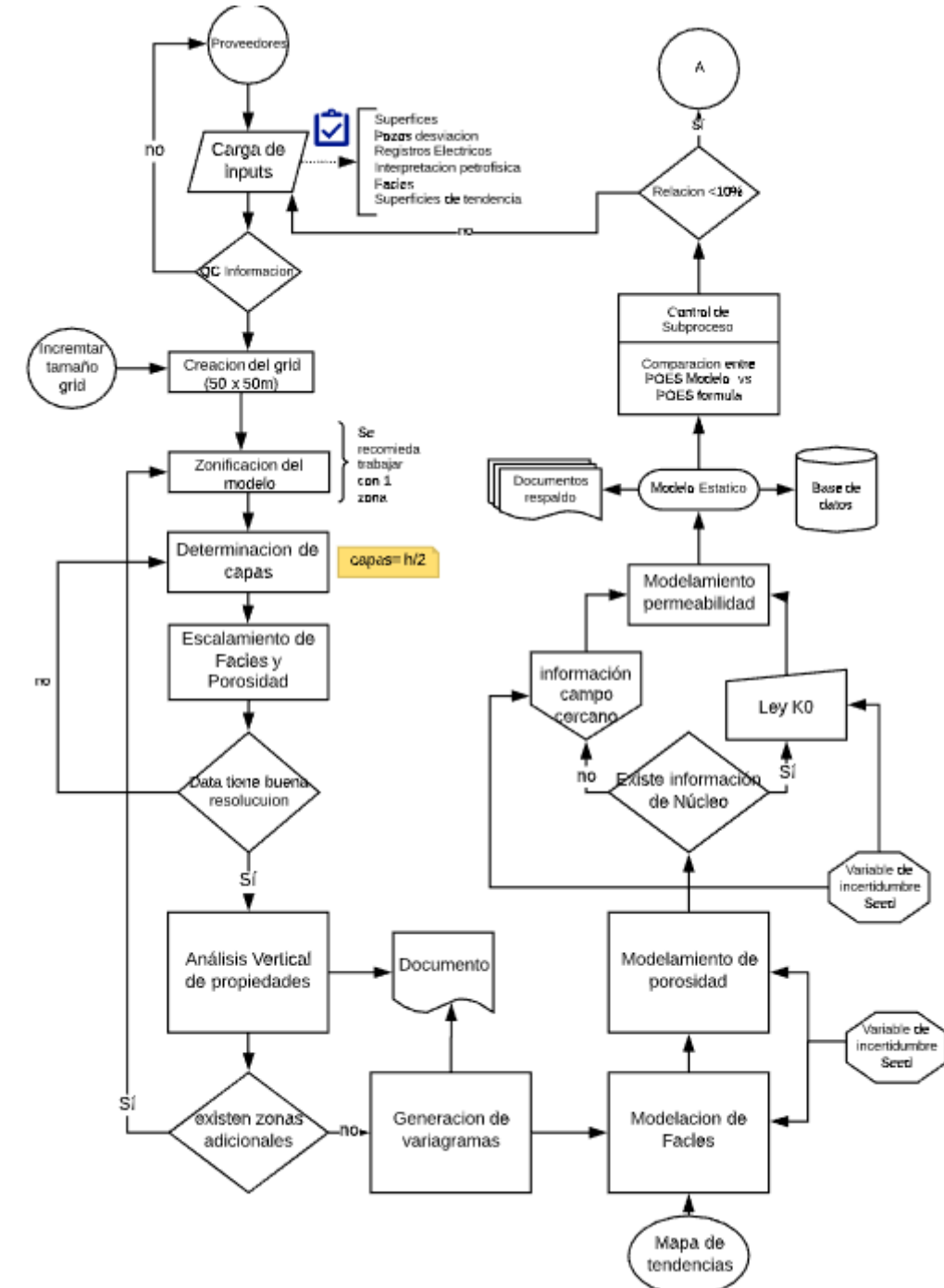


Figura 17 Diagrama de flujo Modelo Estático

Elaborado por: Vega, 2019

3.1.5.2. Modelo Dinámico

El modelo dinámico e incertidumbres se diagrama en función al modelo de procesos matricial el cual permite visualizar el procedimiento específico del negocio de una manera clara y sencilla, figura 18 (Pardo, 2012).

3.1.5.3. Análisis de incertidumbre

Para el análisis de incertidumbre, se realiza el proceso descrito en la figura 19, donde se calcula el Valor presente neto (VPN) y se realiza un análisis de árbol de decisión previo la entrega de los perfiles P10, P50 y P90 a los clientes del proceso.

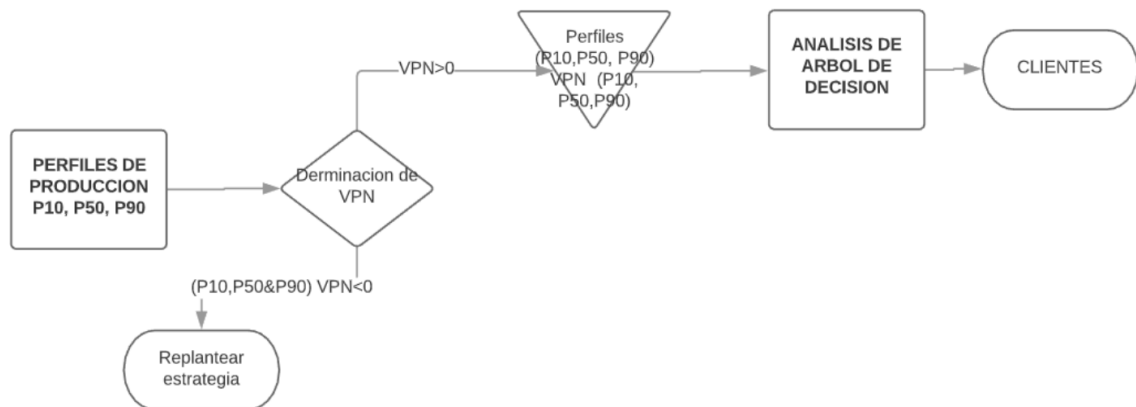


Figura 18 Análisis de incertidumbre

Elaborado: Vega, 2019

3.1.5.4. Tablero de control

El tablero de control es una herramienta que sirve para evaluar la eficiencia del proceso mediante el uso indicadores alineados al objetivo de la empresa (Fleitman, 2007).

El uso de tableros de control tiene como objetivo, según Fleitman (2007):

- Detectar desviaciones de manera temprana, permitiendo tomar medidas correctivas.
- Orienta esfuerzos para satisfacción de clientes y proveedores
- Medir avances y cumplimiento de los objetivos y estrategias de la empresa.
- Identificar los diferentes indicadores existentes en cada proceso
- Sincronizar los objetivos a la gerencia general con los demás procesos

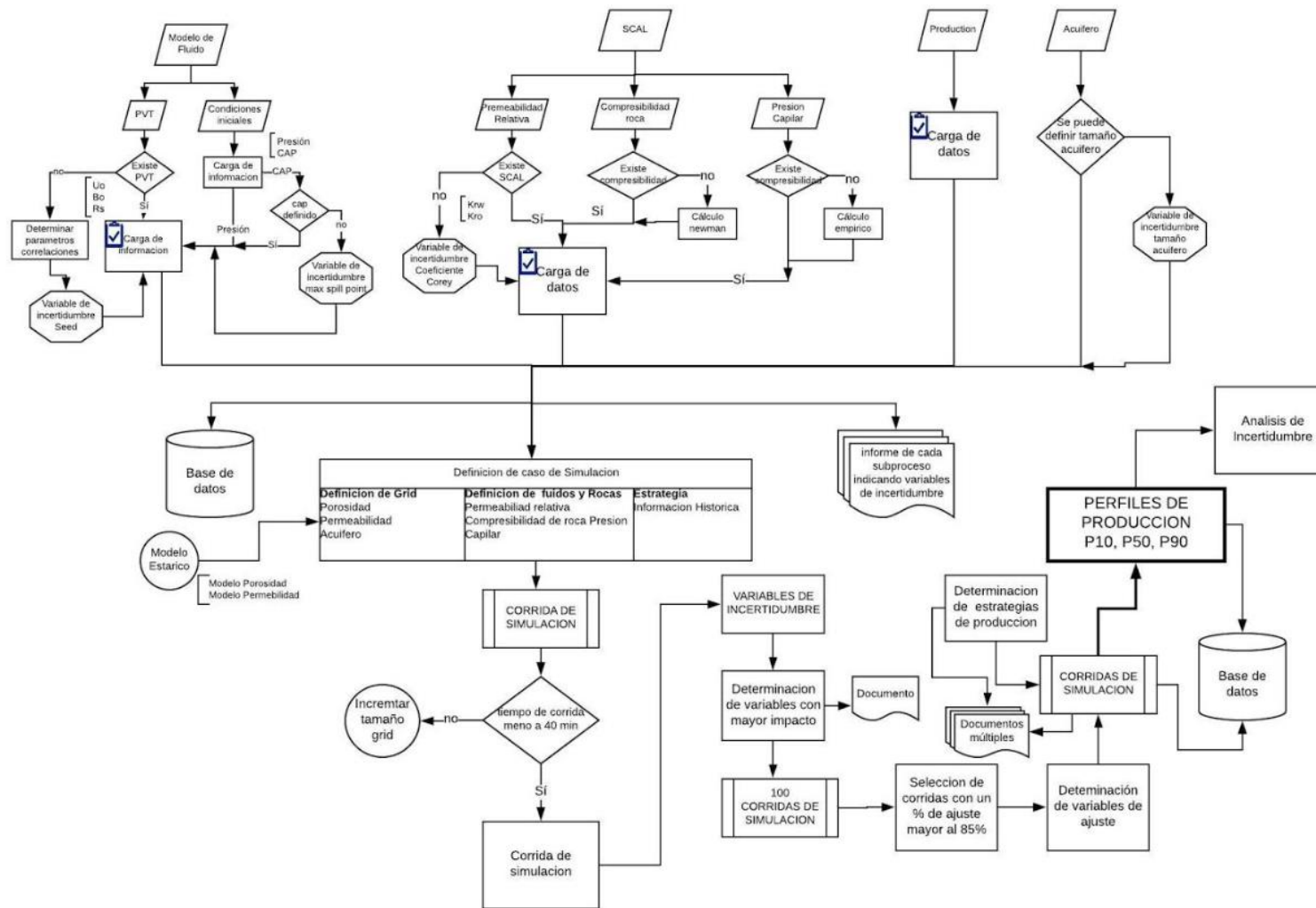


Figura 19 Diagrama de flujo Simulación

Elaborado por: Vega, 2019

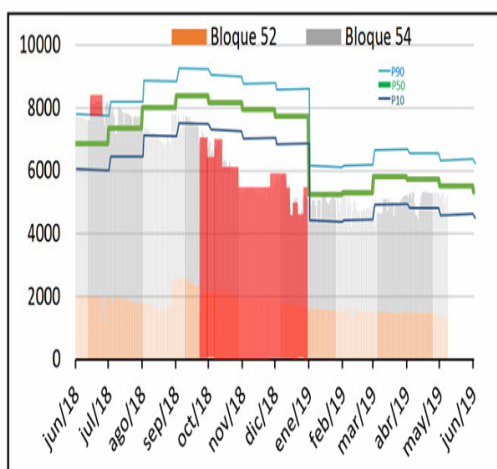
El Tablero de control para la estimación de perfiles de producción mediante el uso de modelos estocásticos de simulación cumple con varios objetivos detallados por Fleitman (2007).

Para que el proceso engrane con la visión de la empresa, debe ir al paso de la gestión del proceso

3.1.5.5. Tablero Corporativo

Luego de mantener reuniones con proveedores y clientes de varias áreas se determina qué indicadores serán parte del tablero corporativo figura 20. Dos indicadores del proceso serán parte del tablero corporativo.

Indicador	Fecha de solicitud	Fecha de entrega	Tiempo de respuesta	Indicador	Calificación
Tiempo de respuesta	01/01/2019	03/01/2019	2		5



Indicador	Tiempo maximo de Corrida (min)	Tiempo real de Corrida	Indicador	Criterio de evaluación	Acción
Tiempo de corrida	30	20.00		Tiempo de corrida < 30	OK
				Si el tiempo de corrida >30 <40	MONITOREAR
				Si el tiempo de respuesta > 40	CAMBIAR PROYECTO

Indicador	# de casos con buen ajuste	Indicador	Criterio de evaluación	Acción
Porcentaje de ajuste	8		# casos con buen ajuste > 7	OK
			# casos con buen ajuste > 3 <5	MONITOREAR
			# casos con buen ajuste < 3	CAMBIAR PROYECTO

Figura 20 Cuadro de mando Corporativo


Elaborado por: Vega, 2019


3.1.5.6. Tablero del proceso


El tablero del proceso será de uso específico del área de Reservorios y Geología. La visualización de los indicadores definidos para el control del proceso de estimación de perfiles de producción se lo realizará mediante la implementación de un tablero de control que permita monitorear los indicadores.

El monitoreo del tablero de control permite determinar desvíos tempranos de cada indicador, con esto se logra tener agilidad para toma de acciones correctivas, incrementando la confianza en el proceso, ver tabla 9.

Tabla 9 Cuadro de mando del proceso

Indicador	Fecha de solicitud	Fecha de entrega	Tiempo de respuesta	Indicador	Calificación
Tiempo de respuesta	1/1/2019	1/3/2019	2		5

Indicador	Tiempo máximo de Corrida (min)	Tiempo Real de Corrida (min)	Indicador
Tiempo de corrida	30	20.00	

Indicador	# de casos con buen ajuste	Indicador
Porcentaje de ajuste	8	

Elaborado por: Vega, 2019

3.2. Discusión

En los puntos 3.1.1 y 3.1.2 se describe en forma breve los pasos a seguir para la construcción del modelo estático y dinámico, los cuales deben ser supervisados y monitoreados por el equipo técnico de cada empresa con lo cual se asegura la calidad.

La tabla 1 se muestran las variables de incertidumbre determinadas por Orion Energy para el modelamiento del Reservorio Basal Tena. El análisis y variables de incertidumbre deben estar consensuadas con el equipo técnico de cada compañía.

La figura 8 muestra el porcentaje de ajuste de cada una de las corridas de simulación, el valor aceptable de ajuste con el que se decide trabajar está en función de los lineamientos de cada compañía.

Las tablas 3 y 4 muestran el cálculo económico para cada escenario resultante del modelo dinámico, se debe correr un caso base que sirve como punto de comparación entre uno o varios casos.

El valor presente neto es utilizado en la evaluación económica de cada uno de los escenarios, se toma este indicador económico puesto que entrega valores más congruentes en casos donde se realizar inversiones en diferentes tiempos de la vida del proyecto.

La figura 11 muestra el árbol de decisión el cual permite de una manera sencilla evaluar que escenario es el que genera mayor ganancia en el percentil que cada compañía decida trabajar.

El modelamiento del proceso está enfocado para cubrir las expectativas tanto de proveedores como de clientes alineados en el trabajo en equipo. El modelamiento se deberá evaluar periódicamente para lograr una mejora continua.

Se incluyeron indicadores y tableros de control con la finalidad de monitorear el desempeño del proceso y asegurar la mejora continua.

4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1. Conclusiones

- Formar un equipo de trabajo multidisciplinario con experiencia en manejo de procesos y comprometido, asegura la creación de un proceso sólido.
- La definición de clientes y proveedores durante el modelamiento es clave en el proceso del modelado.
- Mantener reuniones periódicas con proveedores y clientes durante el modelamiento del proceso es clave, para entender los requerimientos específicos de cada uno y enfocar el proceso para satisfacer sus necesidades.
- El modelamiento del proceso debe estar diseñado para visualizar de manera rápida y detallada las diferentes etapas, la construcción del modelo estático, dinámico y de incertidumbre permiten a clientes evaluar el riesgo asociado de los posibles comportamientos de producción.
- Realizar reuniones de trabajo permite definir donde se encuentran las principales variables de incertidumbre y naturaleza de las mismas, una vez identificadas se diseñan planes de mitigación de incertidumbre con el equipo de trabajo.
- La incorporación de Indicadores permite evaluar los resultados del proceso y de existir desviaciones tomar las medidas correctivas de manera ágil.
- Los cuadros de mando son diseñados para visualizar de manera gráfica el conjunto de indicadores, con lo cual se puede determinar y evaluar de manera ágil el proceso.
- La diferencia entre el éxito o el fracaso de un proyecto depende de toma de decisiones y análisis de incertidumbre.

- Los perfiles P10, P50 y P90 obtenidos del modelo estocástico, permite realizar análisis de incertidumbre; proponiendo trabajos para disminuir la incertidumbre en las variables controladas.
- El valor presente neto (VPN) es uno de los métodos más aceptados para evaluar un proyecto, el cual se integra en el proceso con la ayuda del equipo de planificación.
- El análisis de árbol de decisión facilita la toma de una decisión acertada y que genera valor a la compañía, el cual debe ser analizado por el equipo multidisciplinario en una reunión trabajo.
- Es muy común en la industria, el uso de manera individual de cada uno de estos métodos para evaluar la incertidumbre, sin embargo al utilizarlos de manera conjunta y estructurada dentro de un proceso genera gran valor agregado.
- El modelaje del proceso de estimación de perfiles de producción mediante el uso de modelos estocásticos enfocado en la gestión de procesos garantiza que los entregables del proceso estén alineados a los requerimientos de clientes y proveedores
- La determinación de las variables de mayor impacto es fundamental para realizar una correcta determinación del riesgo asociado, las áreas involucradas en el proceso deben trabajar en forma conjunta y consensuada.
- Tener un proceso modelado garantiza la repetitividad del mismo en cualquier etapa del proyecto.
- La implementación de indicadores es de gran importancia porque permite detectar desviaciones de manera temprana permitiendo toma de acciones correctivas de manera inmediata.

4.2. Recomendaciones

- Determinar un adecuado equipo de trabajo con personal calificado y con conocimiento en gestión de procesos es clave para el éxito del proceso
- Se debe realizar actualizaciones al proceso con frecuencia Trimestral o cuando se obtenga información relevante a pesar de que los indicadores se encuentren en rango esto aumenta la confianza en el proceso.
- La generación de bitácoras con lecciones aprendidas ayuda con la mejora continua en el proceso.
- Se debe terminar el ciclo incorporando la gestión del proceso para la estimación de perfiles de producción mediante el uso de modelos estocásticos de simulación.

5. Referencias Bibliográficas

- Álvarez, D., Ortuño, E., González, C. & Pérez, E. Metodología de análisis de incertidumbre y riesgo del volumen original de aceite esperado aplicado a un campo maduro de la MNE, Ingeniería petrolera, vol. 53, No. 9 (2013).
- Coopersmith E., Dean G., McVean J., Storaune E. La toma de decisiones en la industria del petróleo y el gas, Oilfield Review, primavera 2001
- Costa C., Domínguez J., Hernández J., Leiva A., & Verdú F. Cuadro de Mando Integral, Laboratorio de Técnicas Aplicadas de Gestión, España, (2003).
- Dávila Antonio. Cuadro de mando integral (on line) Septiembre 1999 <https://www.gestiopolis.com/balanced-scorecard-bsc-mas-gerencia-que-medicion/>
- Fleitman J. Evaluación integral para implantar modelos de calidad, Editorial Pax México, (2007).
- Guohong, Z. *Estimating Uncertainties in integrated reservoir studies* (Tesis Doctorado). A&M University, Texas, (2003).
- Huerta, V. Modelo optimizado del desarrollo del lote 64 bajo incertidumbre. *El Reventón Energético*, 12 (2), (2014). <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/4786/4932>
- Lerche, I. Geological risk and uncertainty in oil exploration. San Diego: Academic Press, (1997).
- Medina A., Nogueira D., Hernandez A., Comas R. Procedimiento para gestión por procesos: Metodos y herramientas de apoyo. Ingeniari Revista chilena de ingeniería, vol 27, (2019). <https://scielo.conicyt.cl/pdf/ingeniare/v27n2/0718-3305-ingeniare-27-02-00328.pdf>

- Mian M. Project Economics and Decision Analysis, PennWell COorporation, Tulsa Oklahoma, (2002).
- Orion Energy. Modelos estocásticos de simulación, Conferencia Escuela politécnica del litoral SPE (2016)
- Pardo, J. Configuración y usos de un mapa de procesos, AENOR, Madrid, (2012.)
- Pérez, J. Gestión por procesos: Cómo utilizar ISO 9001:2000 para mejorar la gestión de la organización, editor.ial ESIC (2004).
- Pinto A., Guedes S., Bruhn C., Gomes J., Fagundes J. Marlin Complex Development. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference SPE 69438, Buenos Aires, Argentina, (2001).
- Samimi A., Karimi G. Sensitivity & uncertainty analysis of original oil-in-place in carbonate reservoir modeling, a case study, Petroleum \$ Coal, (2014).
- Sampieri R., Collado C., & Baptista M. Metodología de la investigación, sexta edición DF México: McGraw-Hill Education, (2014).
- Suslick S., Schiozer D., Rebelo M. Uncertainty and Risk Analysis in Petroleum Exploration and Production, Terrae, 6 (1-2), (2009).
- Sapag N. Proyectos de inversión Formulación y evaluación, segunda edicion, Pearson Educación, Chile, (2011).
- Schlumberger, Petrel (versión: 2016.4) recuperado de Petrel User Assistance, (2016).
- White, S. & Miers, D. Guía de Referencia y Modelado BPMN. Future Strategies Inc. USA, (2009).
- Zaratiegui, J. La gestión por procesos: Su papel e importancia en la empresa, Economía Industrial No. 330, (1999).

ANEXOS

ANEXO I
Modelo Estático

Carga de Inputs

La carga de los datos de entrada es el inicio para la creación del subproceso Modelo Estático.

Carga de Superficies

Los mapas estructurales al Tope y Base de cada reservorio, se convierten en superficies en el software Petrel, los cuales deberán estar en formato Zmap+grid (ASCII) (ver Figura I.1.)

Carga de pozos

Cargar en la plataforma todos los pozos existentes en el reservorio a modelar para lo cual se necesita coordenadas de superficie, elevación del terreno (GL), elevación de la mesa rotaria (KB) y surveys finales del pozo.

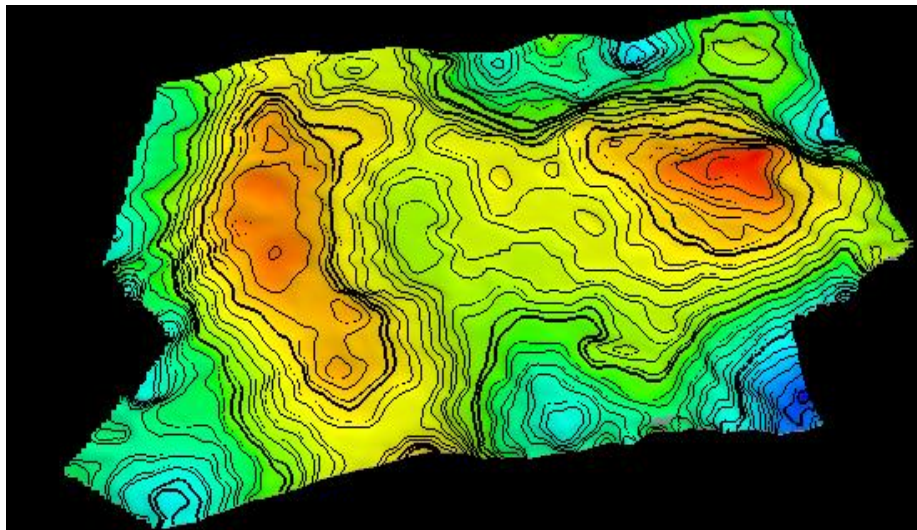


Figura I. 1 Superficie al tope Basal Tena

Fuente: Orion, 2016

Carga de curvas de registros eléctricos, interpretación petrofísica y facies

La información disponible de registros eléctricos, información petrofísica y electrofacies resultado del análisis petrofísico serán cargadas dentro de cada pozo correspondiente.

La información a ser cargada deberá estar estandarizada, corregida ambientalmente, normalizada, y con su respectiva interpretación petrofísica, corregida en profundidad, ajustada con información de núcleos validada y aprobada por el área de Geología y Reservorios (ver Figura I.2.)

Toda la información debe estar en archivos.

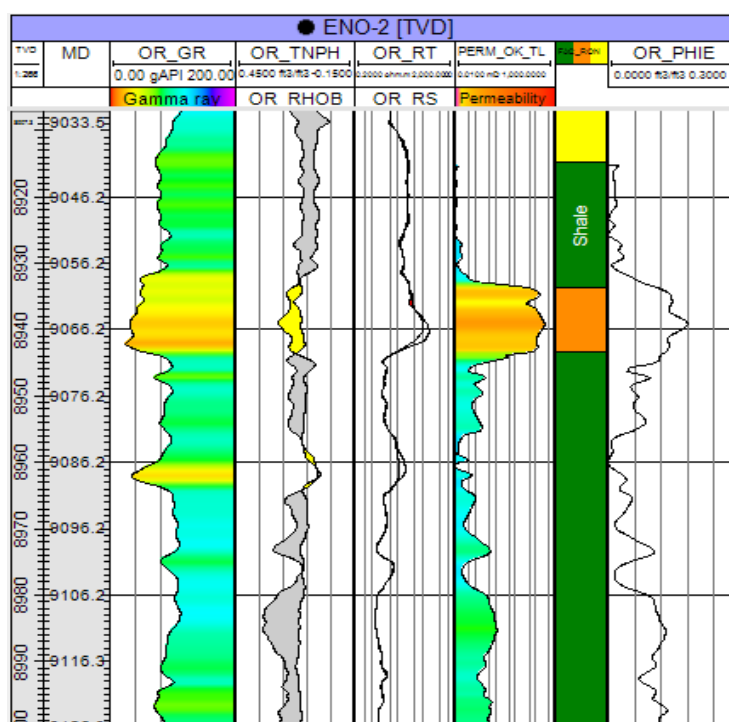


Figura I. 2 Ejemplo de curvas de pozo, interpretación petrofísica y, facies

Fuente: Orion, 2016

Carga de superficies de tendencias

En el caso de existir se cargará el mapa de tendencias provenientes de la evaluación geofísica mediante el uso de atributos sísmicos, el cual deberá estar acorde al modelo sedimentológico y validado por el departamento de geología (ver Figura I.3.)

El mapa de tendencias se lo utilizará en función de las facies existentes en los pozos del campo, esta información deberá ser transformada en formato Zmap+grid (ASCII).

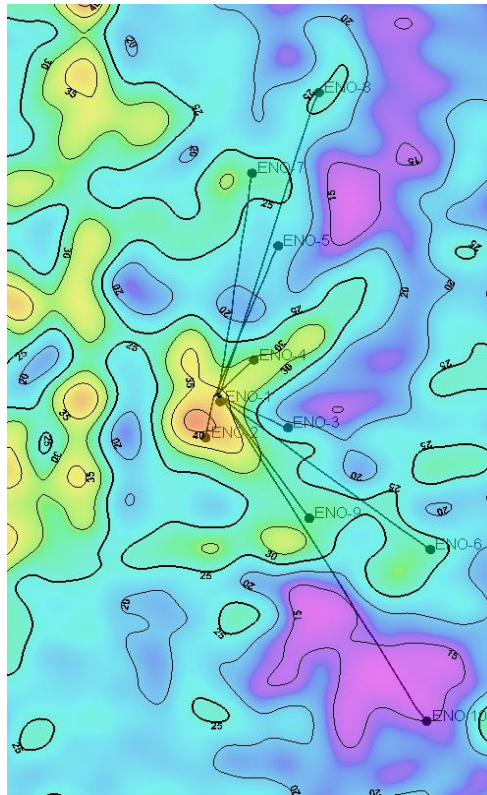


Figura I. 3 Ejemplo Superficies de tendencias

Fuente: Orion, 2016

Generación del modelo estático

Creación del grid del modelo

El grid del modelo es la estructura principal del modelado en el cual posteriormente se distribuirán las propiedades petrofísicas del reservorio (ver Figura I.4.)

La base del grid son las superficies cargadas, es en este punto donde se define el tamaño de la celda, Orion Energy utiliza un tamaño de 50 x 50 m con lo cual se garantiza que dos pozos no se encuentren en una misma celda.

Dependiendo de los tiempos de corrida del modelo dinámico, se podría incrementar el tamaño de la celda hasta un máximo de 100 x 100 m optimizando los tiempos de corrida en modelos estocásticos.

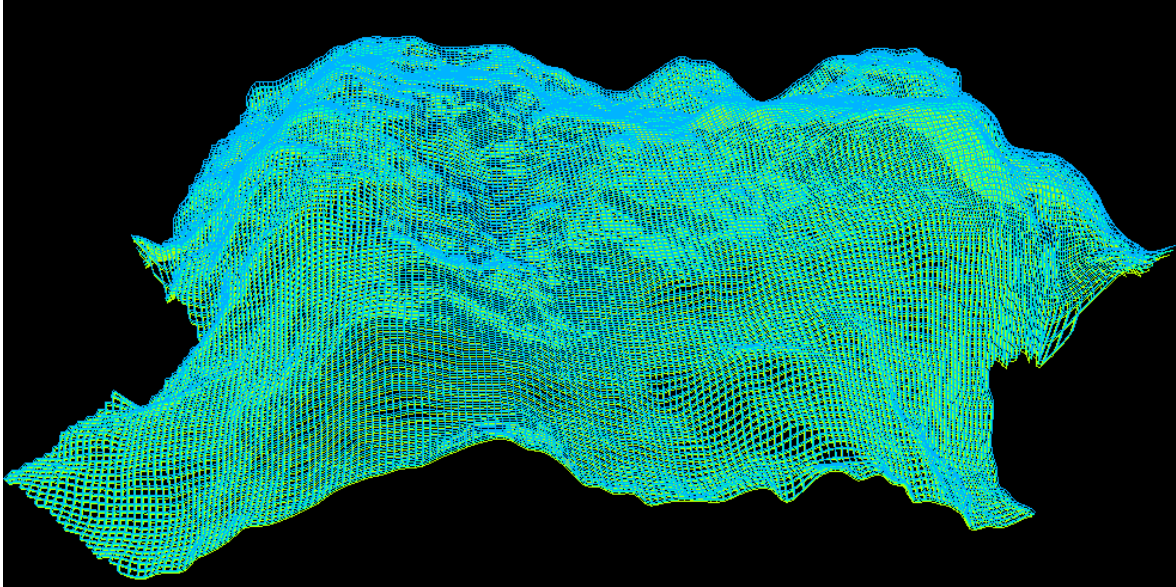


Figura I. 4 Grid del modelo

Fuente: Orion, 2016

Zonificación del modelo

En este paso se define si el reservorio tiene diferentes estratos que podrían comportarse de manera diferente, si no se tiene evidencia de este comportamiento se construirá una sola zona para todo el reservorio.

Determinación del número de capas en el modelo

El número de capas presentes en el modelo dependerá del espesor del reservorio, el valor utilizado por Orion Energy es de 2 pies por cada capa, con esto se asegura la distribución vertical del reservorio (ver Figura I.5.)

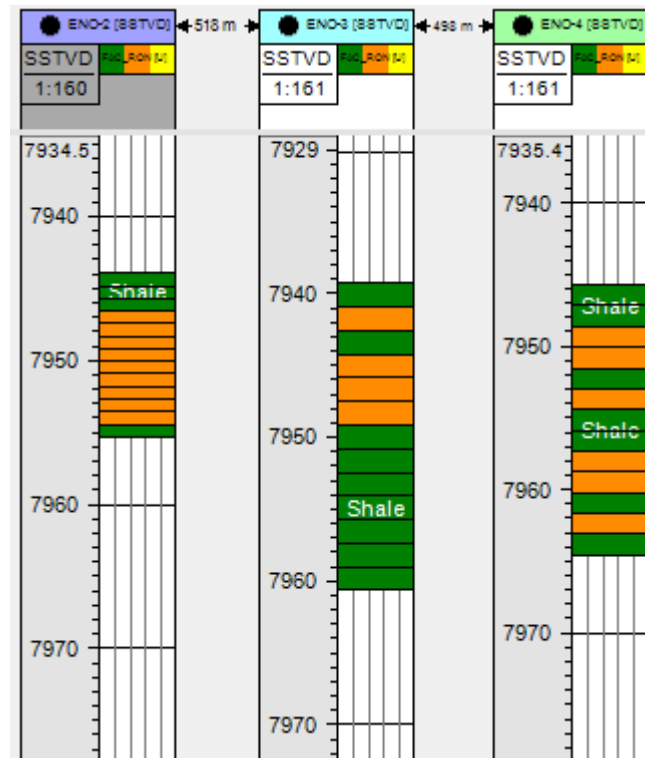


Figura I. 5 Número de capas Basal Tena

Fuente: Orion, 2016

Escalamiento de Propiedades petrofísicas (Facies, Porosidad)

Las propiedades petrofísicas cargadas se escalan en el modelo siendo obligatorios las propiedades de facies y porosidad.

Una vez realizado el escalamiento de las propiedades es mandatorio realizar un control de calidad con la data original proveniente de la interpretación petrofísica y la data escalada, para esto se realizará una cross section con todos los pozos, es importante sobre todo en reservorios con contactos agua petróleo que las zonas de no reservorio estén representadas en las propiedades escaladas.

De no existir una buena correlación se debe regresar volver a redefinir el número de capas (ver figura I.6.)

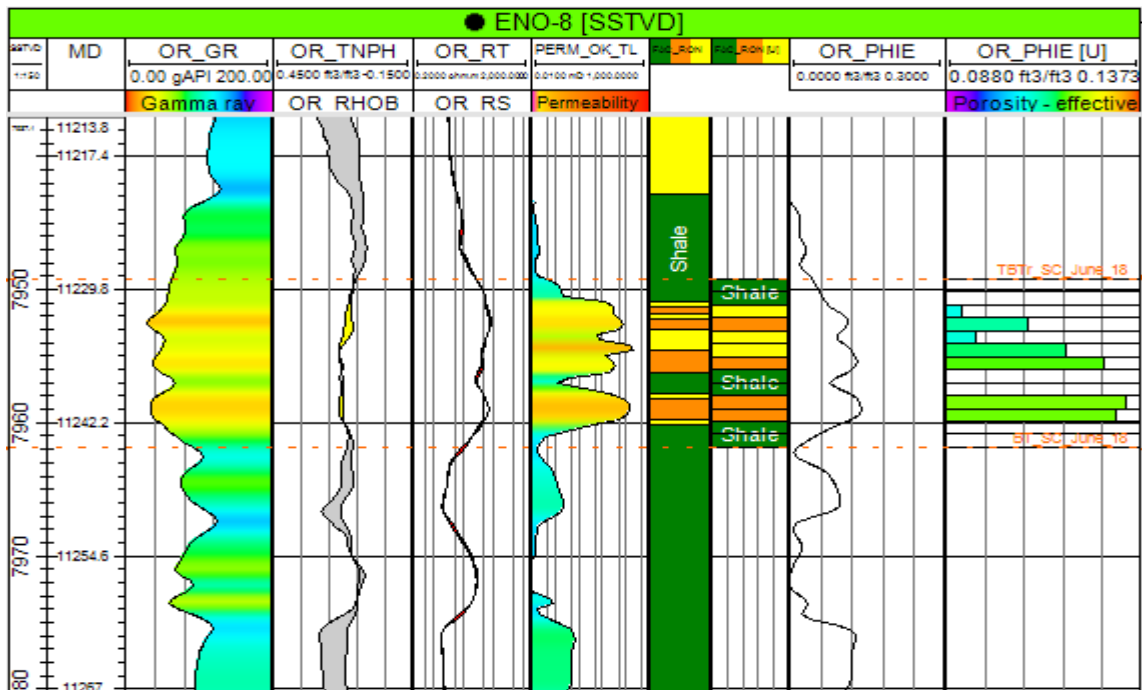


Figura I. 6 Propiedades petrofísicas vs propiedades escaladas y

Fuente: Orion, 2016

Análisis de propiedades escaladas

Análisis de proporción vertical

Revisar la curva de proporción vertical es gran ayuda, para definir si el reservorio que estamos analizando, es uno solo, o tenemos zonas adicionales (ver Figura I.7.); si se determina la presencia de zonas adicionales, se deberá regresar a la zonificación del modelo.

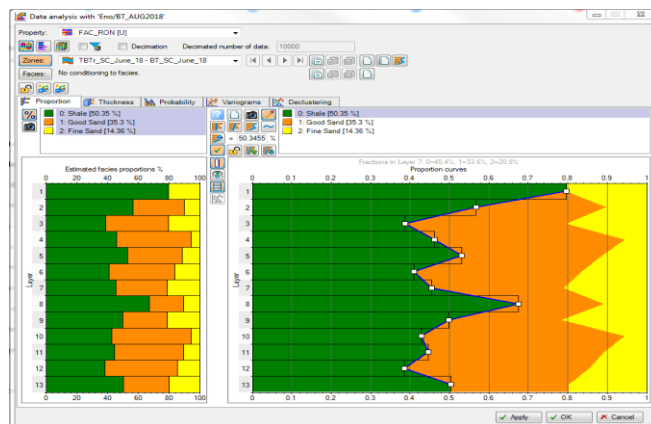


Figura I. 7 Análisis de proporción vertical

Fuente: Orion, 2016

Generación de variogramas y elipse de anisotropía

Se realiza un análisis de variogramas y de elipse de anisotropía para correlacionar la distribución lateral de las facies; cuantos más datos de pozo se dispongan la confiabilidad aumenta (ver Figura I.8.)

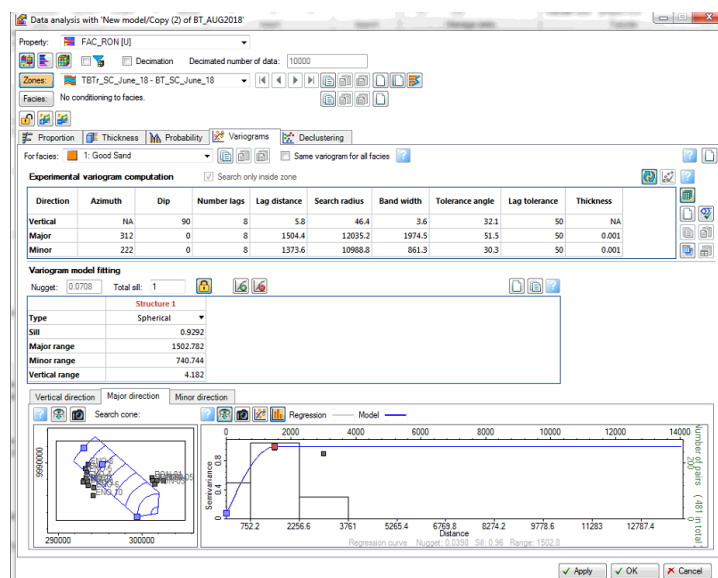


Figura I. 8 Análisis de proporción vertical

Fuente: Orion, 2016

Modelamiento de facies

El algoritmo utilizado en el modelamiento Geoestadístico de Facies es el SISIM o Simulación Secuencial Indicadora, que condiciona la información de los lito tipos presentes en los pozos, con los parámetros obtenidos de las elipses de anisotropía como rango mayor, menor, dirección, efecto nugget y rango vertical, además de condicionar la proporción de los lito tipos a las curvas de proporción vertical.

Se usarán las superficies de tendencia cargadas con esto se pretende bajar la incertidumbre existente en la posible distribución de Facies.

El modelamiento de Facies en un modelo estático se convierte en estocásticos al realizar múltiples realizaciones geoestadísticas (ver Figura I.9., Figura I.10.) las múltiples realizaciones se logran variando la variable global, \$ SEED, que se usa para preservar la naturaleza aleatoria del valor que representa el inicio de la secuencia de números aleatorios para cada proceso en todo el modelo (Petrel, 2016).

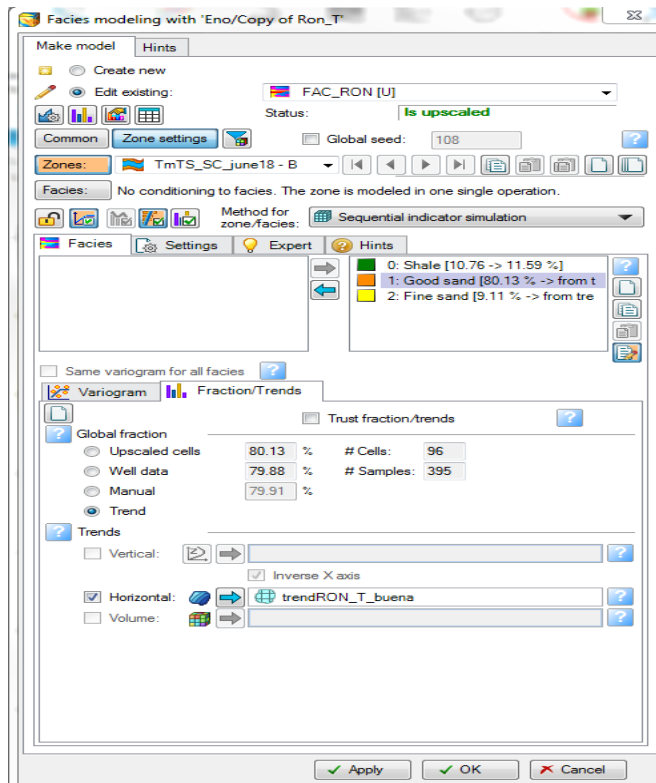


Figura I. 9 Diseño de facies

Fuente: Orion, 2016

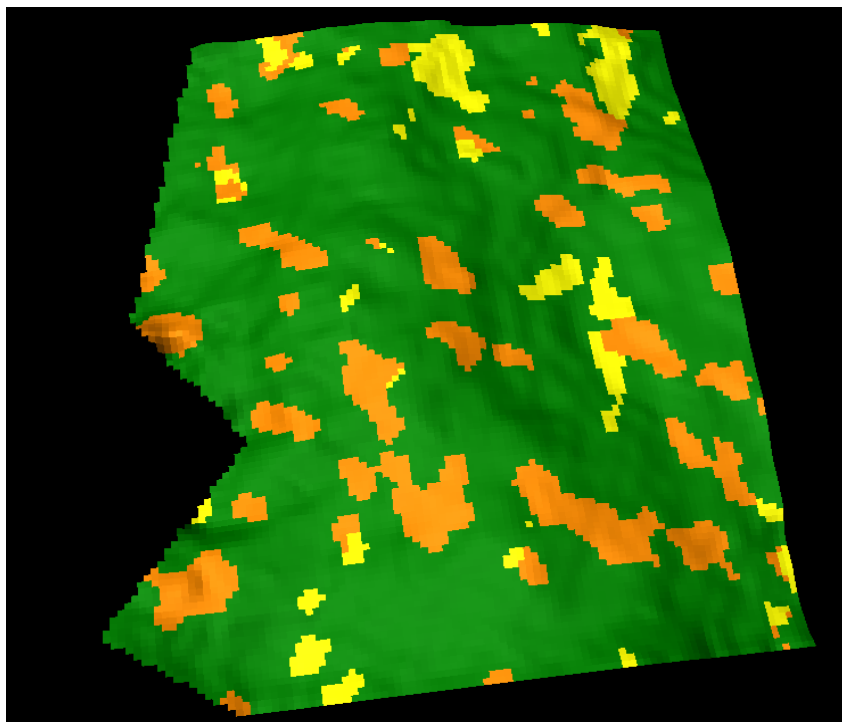


Figura I. 10 Modelo de facies

Fuente: Orion, 2016

Modelamiento de Porosidad

El modelo de porosidad es el principal input para la construcción del modelo Dinámico de simulación.

El modelamiento de la porosidad se la realiza a partir porosidad escalada la cual será distribuida en el modelo siguiendo el trend del modelo de facies realizado en el punto.

El modelo de porosidad al igual que el modelo de facies puede ser distribuido estocásticamente cambiando el número del SEED (ver Figura I.11. y Figura I.12.)

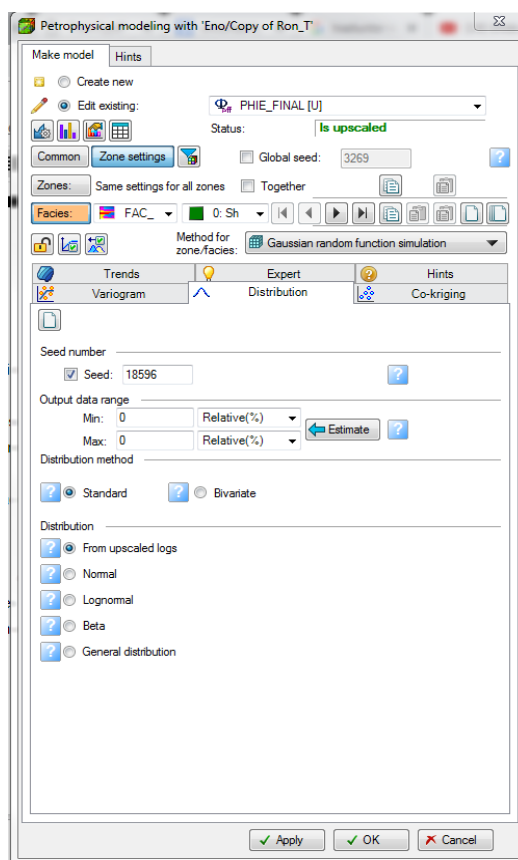


Figura I. 11 . Distribución de Porosidad

Fuente: Orion, 2016

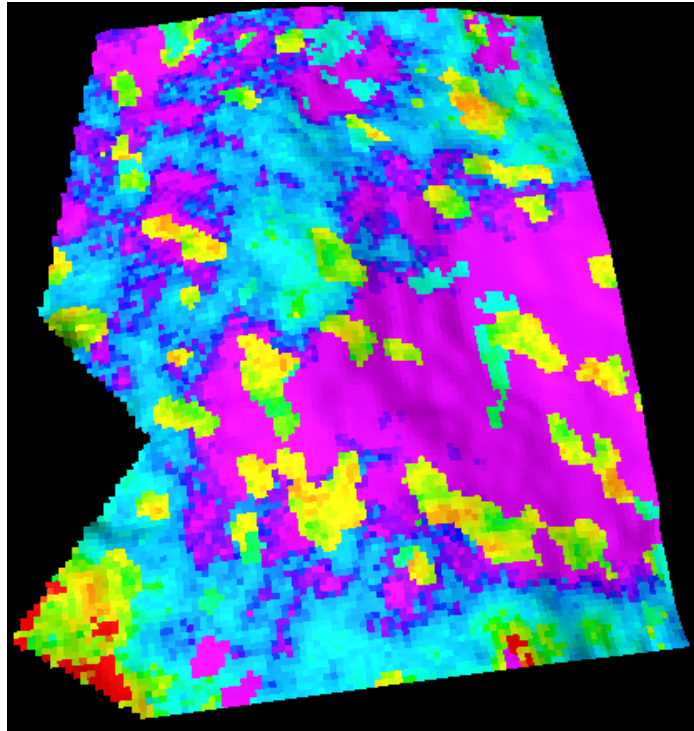


Figura I. 12 Modelo de Porosidad

Fuente: Orion, 201

Modelamiento de Permeabilidad

El modelamiento de permeabilidad se lo realizará a través de la aplicación de una ley permeabilidad vs porosidad tomada de la interpretación petrofísica (ver Figura I.13), ajustada si existiese a los valores de porosidad y permeabilidad provenientes de los análisis de núcleo medidos para cada tipo de roca (ver Figura I.14.)

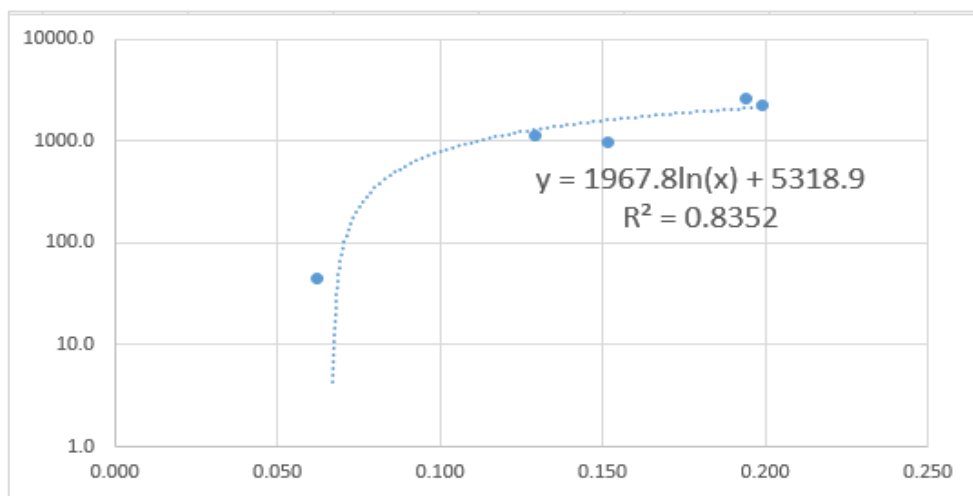


Figura I. 13 Ley de Permeabilidad.

Fuente: Orion, 2016

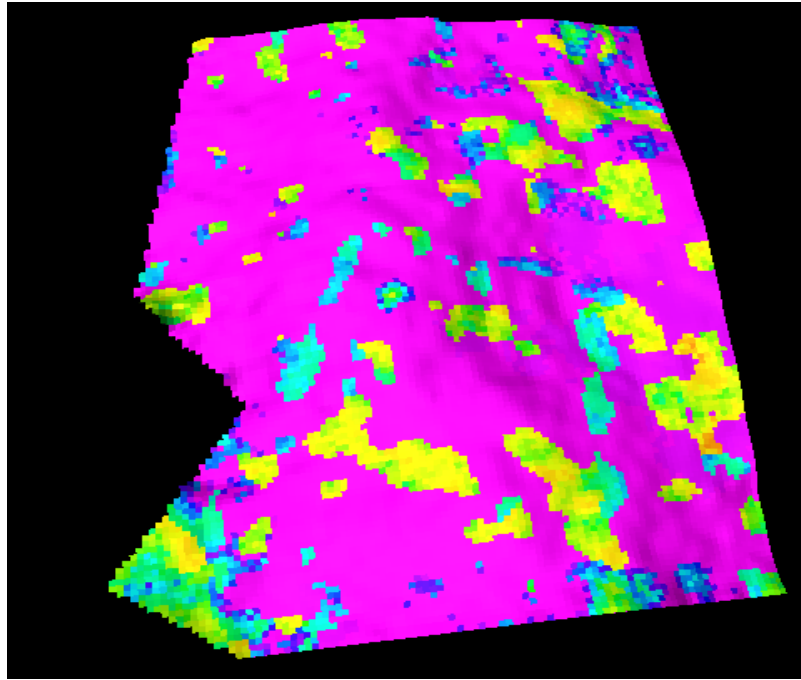


Figura I. 14 Modelo de Permeabilidad

Fuente: Orion, 2016

ANEXO II

Modelo Dinámico

Determinación del modelo de Fluido

La construcción del modelo del fluido contempla varios aspectos:

Determinación de las propiedades del Crudo

Si se dispone de análisis PVT se deberá cargar la data a Petrel, la data que se debe cargar es:

- Viscosidad vs Presión
- Factor Volumétrico vs Presión
- Relación de solubilidad vs Presión

Si no se tiene datos PVT se deberá asumir valores mediante correlaciones, Orion Energy, utiliza las siguientes correlaciones (ver Figura II.1.)

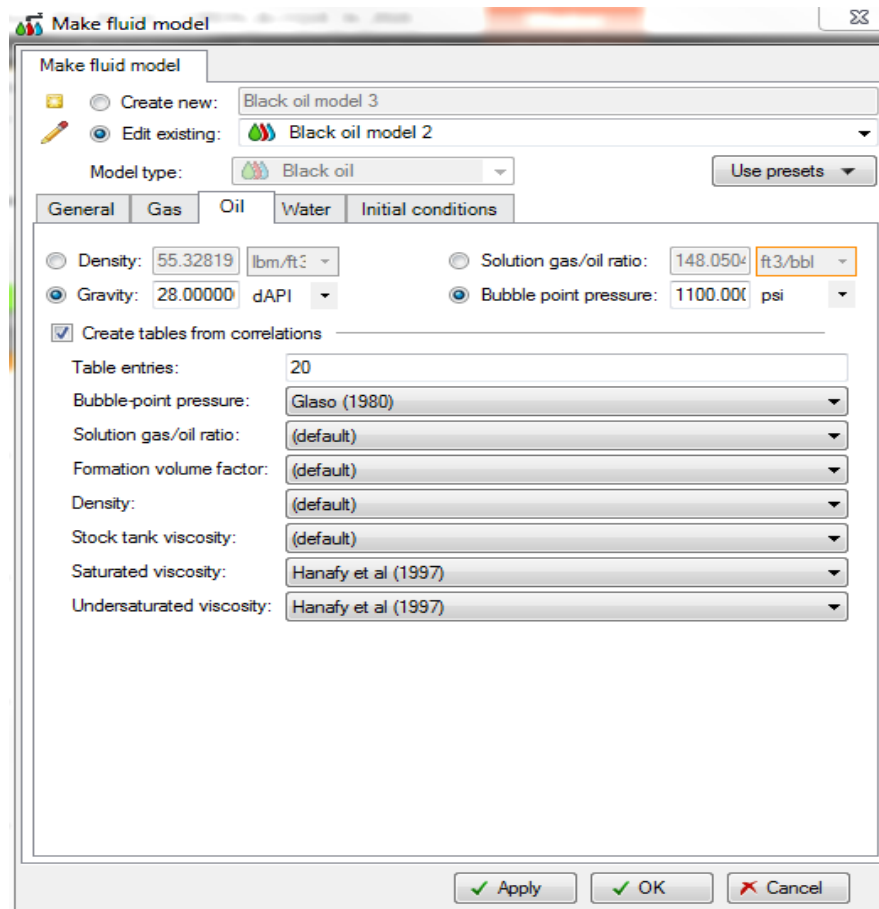


Figura II. 1 Definición de PVT

Fuente: Orion, 2016

Los inputs que se utilizarán para la construcción del modelo de petróleo son:

- Gravedad API

- Presión de burbuja (siendo ésta, la variable de incertidumbre)

Determinación de condiciones iniciales

Se determina las condiciones iniciales del reservorio (presión, profundidad del Datum, profundidad del contacto agua petróleo, presión capilar) (ver Figura II.2.), las cuales pueden definirse por regiones si el caso lo amerita.

En reservorios con diferencias en profundidad de los contactos agua petróleo o en el caso de no existir un contacto agua petróleo conocido se realizará cálculos de incertidumbre.

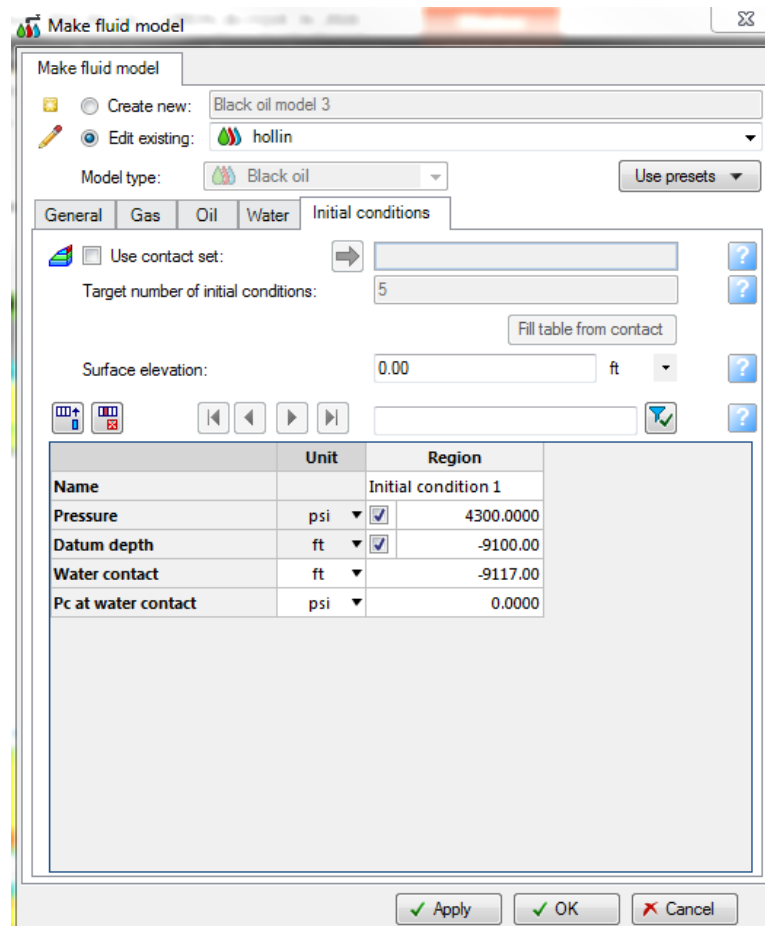


Figura II. 2 Definición de condiciones iniciales

Fuente: Orion, 2016

Construcción de propiedades de la Roca

La construcción de las propiedades de la roca se divide en:

Construcción del modelo de permeabilidades relativas

Si existen análisis especiales realizados a núcleos se cargan las curvas de permeabilidad relativa directamente.

En caso de no existir estos análisis se tomarán las saturaciones calculadas mediante los análisis petrofísicos y se utilizará los factores de Corey para la construcción de las permeabilidades relativas (ver Figura II.3.), los valores de Corey podrán ser utilizados como variables de incertidumbre (ver Figura II.4.)

The screenshot shows the 'Make rock physics functions' software window. The 'J-function parameters' tab is active. The 'Table parameters' section shows 'Phases' with 'Gas' unchecked and 'Oil' and 'Water' checked. The 'Relative permeability' section has 'Use correlation' checked and 'Table entries' set to 11. The 'Capillary pressure' section has 'Use correlation for oil-water' checked and 'Table entries' set to 11. The 'Use J-function' section has 'Use J-function for oil-water' checked and 'Use J-function for gas-oil' unchecked. The bottom of the window has 'Apply', 'OK', and 'Cancel' buttons.

Parameter	Value
Sgcr:	
Corey gas:	
Krg@Swmin:	
Krg@Sorg:	
Sorw:	0.2
Sorg:	
Corey O/W:	5
Corey O/G:	
Kro@Somax:	0.9
Swmin:	0.2
Swcr:	0.22
Corey water:	3
Krw@Sorw:	0.8
Krw@S=1:	1

Figura II. 3 Definición de Permeabilidades Relativas

Fuente: Orion, 2016

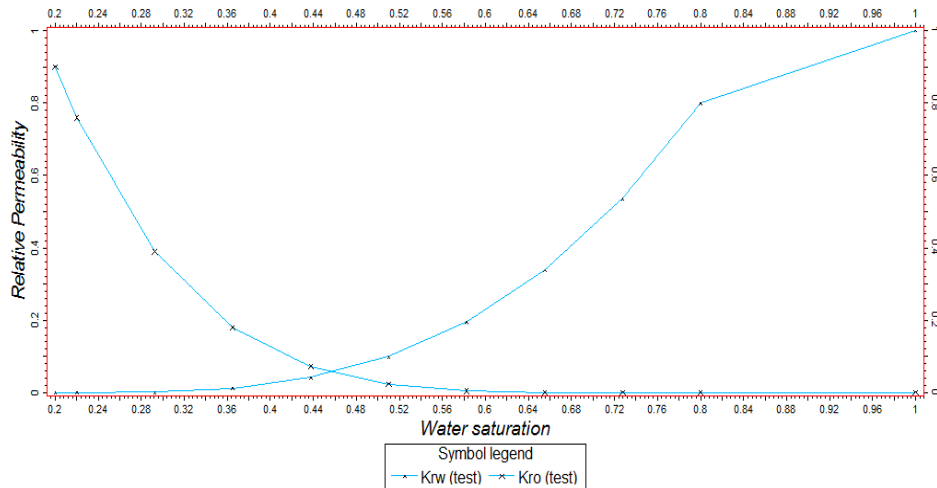


Figura II. 4 Definición de Permeabilidades Relativas

Fuente: Orion, 2016

Cálculo de compresibilidad

Si se tiene valores de compresibilidad de la roca provenientes de análisis de Cores se utilizarán, caso contrario se calcularán los valores de compresibilidad mediante las ecuaciones de Newman.

Cálculo Presión capilar

Si se dispone de valores de presión capilar calculados mediante análisis especiales de Cores se utilizará estos valores, en el caso de no existir contacto agua petróleo se dejará los valores por defecto, caso contrario se utilizará una pseudo-presión capilar que se la calculará a partir de la información petrofísica de los pozos a partir de la saturación de agua, resistividades, altura relativa al contacto (ver Figura II.5.)

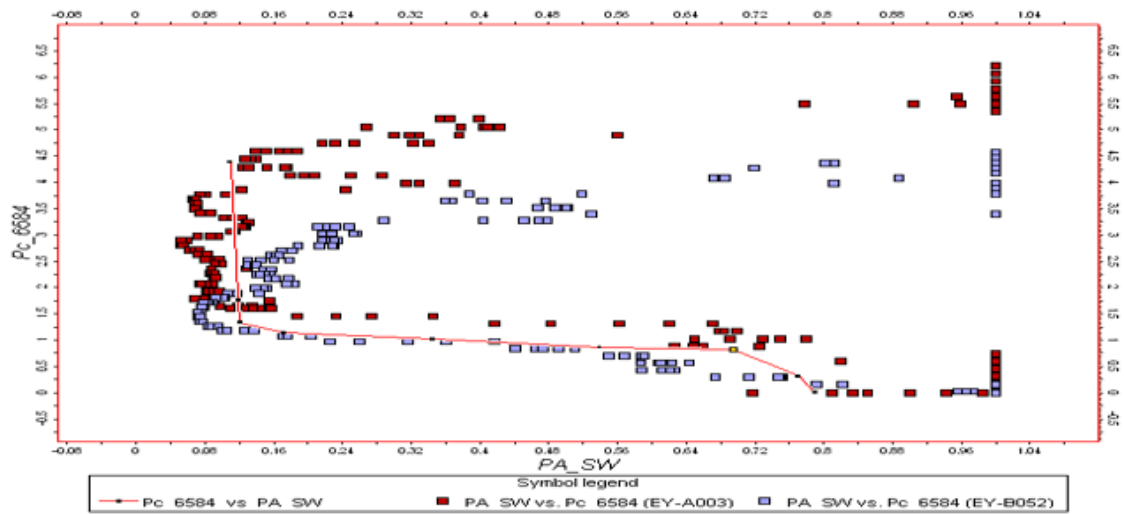


Figura II. 5 Pseudo curva de presión capilar

Fuente: Orion, 2016

Construcción del modelo de acuífero

Determinar la presencia y tamaño de un acuífero resulta sumamente complejo sobre todo en etapas tempranas de desarrollo de un campo.

Dependiendo del tipo de reservorio se coloca un acuífero tipo Fetkovich con un volumen determinado del tamaño del acuífero, este valor tiene alto grado de incertidumbre (ver Figura II.6.)

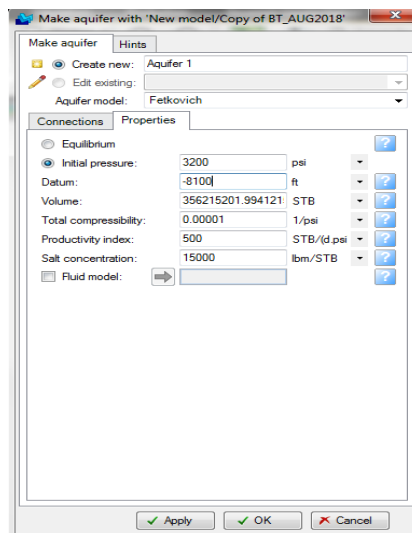


Figura II. 6 Tamaño del acuífero

Fuente: Orion, 2016

Historial de producción

El historial de producción se lo traerá en archivo plano (.vol) el cual deberá tener la información de producción de Petróleo, Agua, Gas, Caudal de Inyección y número de días en producción en promedio mensual (ver Figura II.7.)

```
*FIELD
*DAILY
*IGNORE_MISSING
*HRS_IN_DAYS
--
*Date      *Days      *Oil      *Gas      *Water      *WINJ
*Name      Eno_02
01.11.2014      24      1392      264      14      0
01.12.2014      24      1723      338      4      0
01.01.2015      24      1688      336      3      0
01.02.2015      24      1677      339      3      0
01.03.2015      24      1655      421      3      0
01.04.2015      24      1638      472      3      0
01.05.2015      24      1681      484      2      0
01.06.2015      24      1706      479      2      0
01.07.2015      24      1362      384      1      0
01.08.2015      24      106      24      9      0
01.09.2015      24      921      400      4      0
01.10.2015      24      731      184      1      0
01.11.2015      24      1441      253      1      0
```

Figura II. 7 Archivo plano

Fuente: Orion, 2016

Definición del caso de simulación

La definición de un caso de simulación consiste en especificar las propiedades de entrada, seleccionar condiciones iniciales predefinidas, modelos de fluidos, propiedades de física de rocas y estrategias de desarrollo (Petrel, 2016).

Definición del Grid.

Se define las entradas de las propiedades de la roca en el grid para ser exportadas al simulador (ver Figura II.8.)

Se deben definir las permeabilidades I, J y K y porosidad que fueron definidos en los pasos que se describieron en el anexo I.

Se debe ingresar el tamaño y tipo de acuífero que actuará en el modelo.

De ser necesario se pueden incluir otras propiedades como regiones de fluido, zonas activas, entre otras.

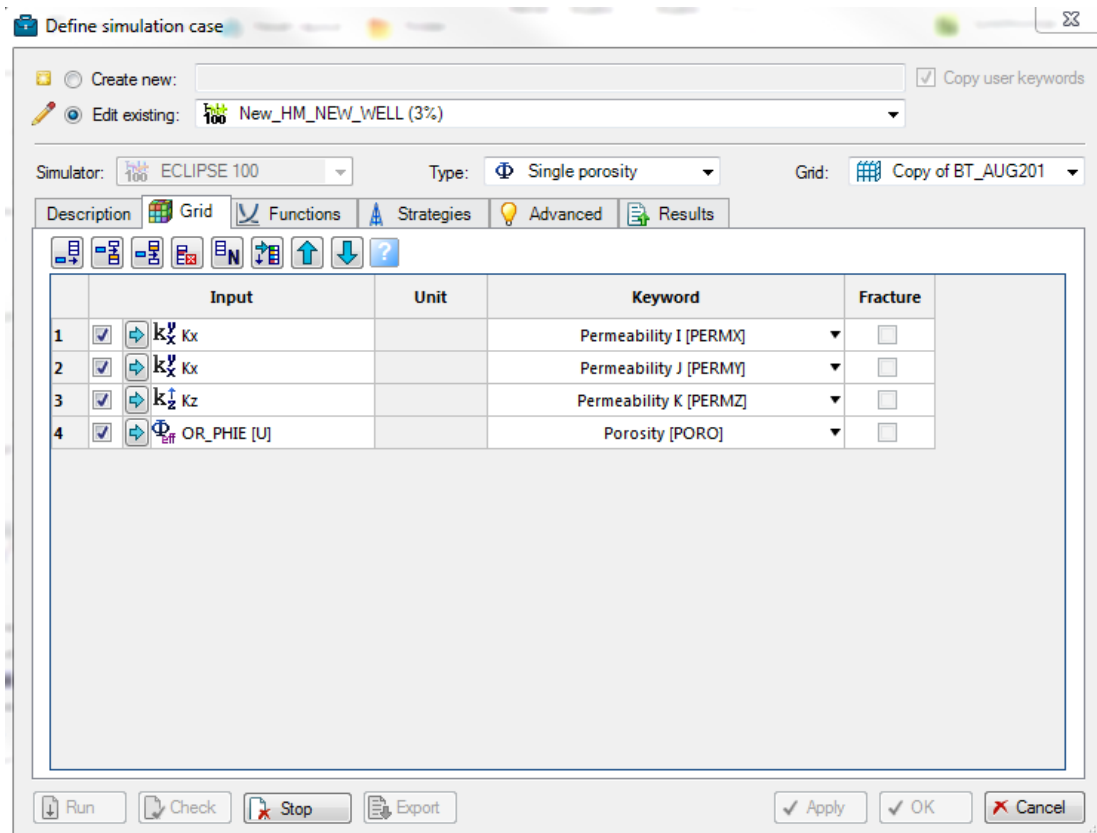


Figura II. 8 Definición del Grid

Fuente: Orion, 2016

Definición de Fluidos y Propiedades de las Rocas

Permeabilidades Relativas

Se define las permeabilidades relativas en función del tipo de roca mediante el modelo de facies, (ver Figura II.9.)

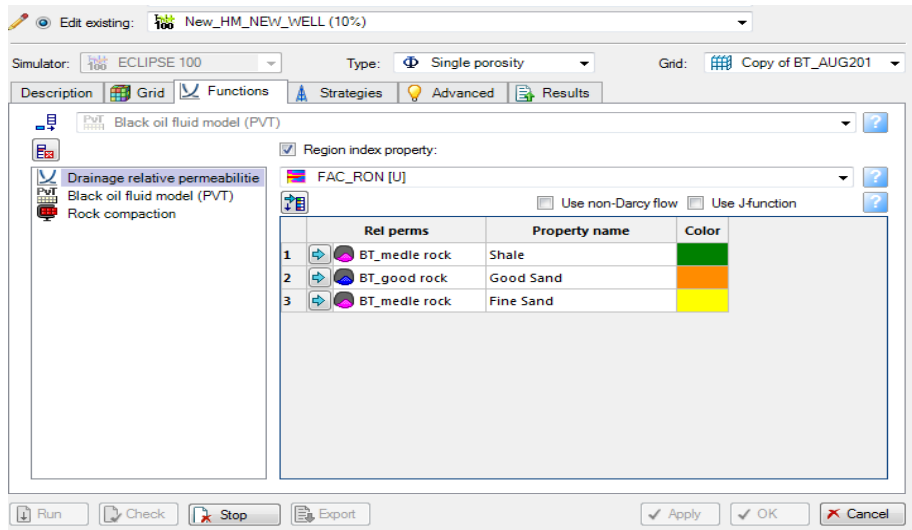


Figura II. 9 Permeabilidad relativa en función de Facies

Fuente: Orion, 2016

PVT

Se define las condiciones iniciales del reservorio incluido el análisis PVT (ver Figura II.10.), se puede incorporar PVT por región si fuese necesario.

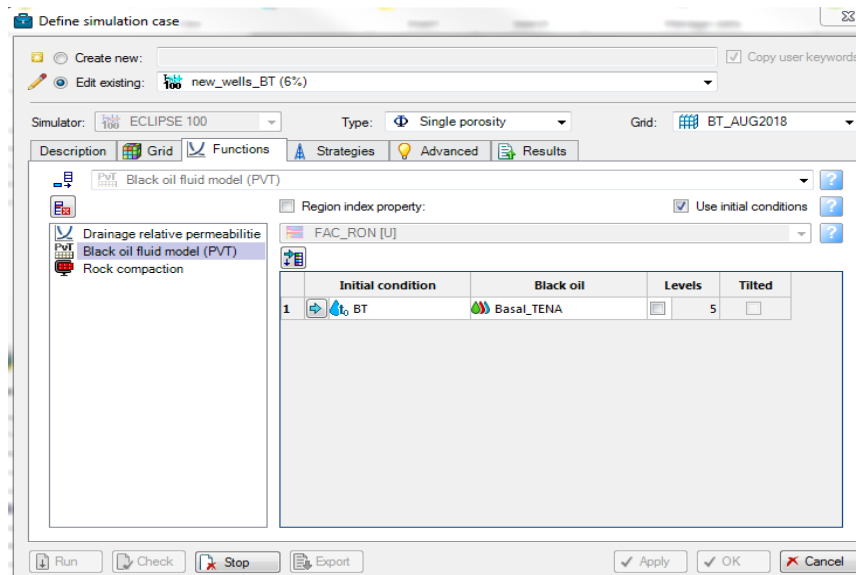


Figura II. 10 Datos PVT

Fuente: Orion, 2016

Compresibilidad de la roca

Se define la compactación de roca de igual manera se puede utilizar por zonas, (ver Figura II.11.)

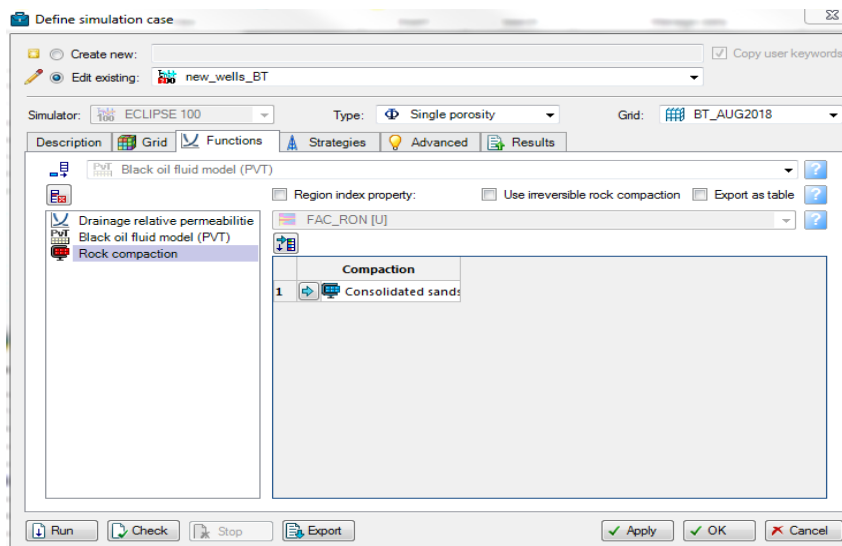


Figura II. 11 Compresibilidad de Roca

Fuente: Orion, 2016

Estrategias (Ajuste de Historia)

Se puede colocar los datos históricos del campo para realizar un ajuste de historia o se pueden colocar estrategias para la predicción (ver Figura II.12.)

Se empezará con los datos históricos del campo, con lo cual se acortarán los tiempos de corrida.

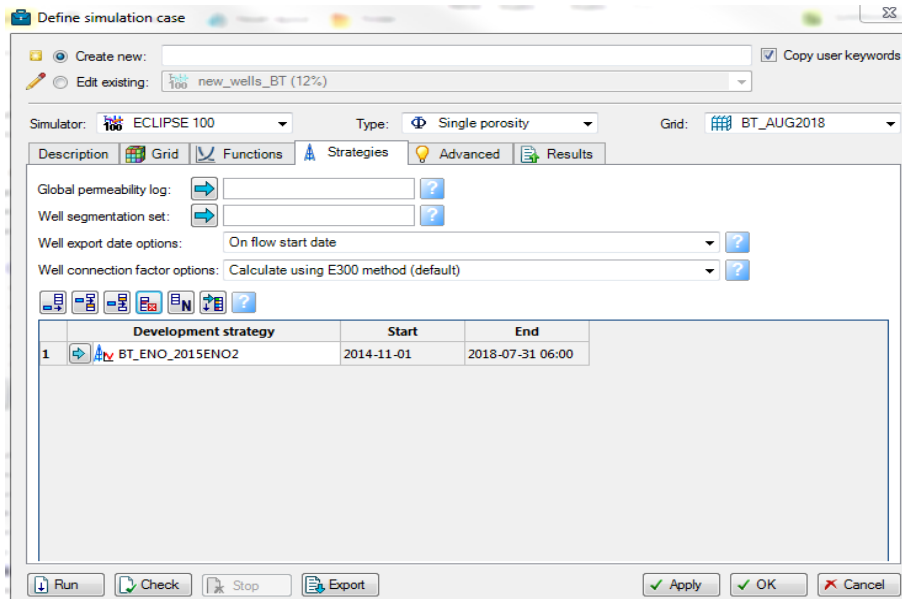


Figura II. 12 Estrategias de Producción

Fuente: Orion, 2016

Corrida de inicialización

Se realizará una corrida de inicialización, si el tiempo empleado por el simulador para finalizar la corrida es menor a 40 minutos se continuará con el subproceso de incertidumbre, de no ser el caso se deberá revisar el proceso hasta lograr el tiempo de corrida especificado. El tamaño de la grilla se podrá incrementar hasta que dentro de cada grilla exista un solo pozo.

ANEXO III
Check list

Check list entrega de informacion

Fecha: _____

Compania: _____

Señale el departamento y describa informacion entregada

Departamento de Geología

Geología Regional

Analisis sedimentologico

Departamento de Geofísica

Modelo Estructural (superficies y Fallas)

Mapas de tendencia provenientes de atributos sísmicos

Departamento de Petrofísica

Modelo Petrofísico

Modelo de Facies

Cliente
Tecnico Responsable
Nombre: _____
Cargo: _____
Compania _____ Orion

Proveedor
Tecnico Responsable
Nombre: _____
Cargo: _____
Compania _____