

**METODOLOGÍA PARA LA PLANEACIÓN DE DESARROLLO DE PROYECTOS
DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN EL SECTOR DE
HIDROCARBUROS USANDO LA HERRAMIENTA ENERSIGHT**

ANDRES FELIPE CAYCEDO AMAYA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2019

**METODOLOGÍA PARA LA PLANEACIÓN DE DESARROLLO DE PROYECTOS
DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN EL SECTOR DE
HIDROCARBUROS USANDO LA HERRAMIENTA ENERSIGHT**

ANDRES FELIPE CAYCEDO AMAYA

**Monografía presentada como requisito para optar al título de Especialista en
Gerencia de Hidrocarburos**

Director

ARISTÓBULO BEJARANO WALLENS

Ingeniero de Petróleos, MS.c

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2019

DEDICATORIA

A AUCERNA por ayudarme y apoyarme en este proceso de crecimiento tanto personal como profesional.

A mi esposa Daniela, por su amor, comprensión y apoyo incondicional para cada día ser una mejor persona y cumplir mis metas profesionales.

A mis padres Hugo Caycedo y Clara Amaya por ser el motor de mi vida y apoyarme en todo momento con cada una de las decisiones que he tomado.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	13
1. OBJETIVOS	14
1.1 Objetivo General	14
1.2 Objetivos Específicos.....	14
2. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	15
2.1 ¿QUÉ SON LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES?.....	15
2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	17
2.2.1 Hidratos de Gas Metano (Gas Hydrate)	178
2.2.2 Crudos Pesados (Heavy Oil)	18
2.2.3 Arenas Bituminosas (Tar Sands, Oil Sands)	19
2.2.4 Gas asociado al carbón (CoalBed Methane)	190
2.2.5 Tight Gas	20
2.2.6 Shale Gas.....	201
2.2.7 Shale Oil	21
2.3 PROYECTOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.....	21
2.3.1 Evaluación de proyectos.....	22
2.3.2 Flujo de caja de la industria petrolera.....	22
2.3.2.1 Volúmenes de producción.....	22
2.3.2.2 Inversiones (CAPEX)	23
2.3.2.3 Gastos operativos (OPEX)	23
2.3.2.4 Precios	23
2.3.2.5 Regalías.....	23
2.3.2.6 Impuestos.....	23
2.3.2.7 Términos y condiciones contractuales.....	23
2.3.3 Métodos de evaluación de proyectos.....	23
2.3.3.1 Factor de descuento.....	23
2.3.3.2 Valor presente neto (VPN)	24
2.3.3.3 Tasa interna de retorno (TIR)	24
2.3.3.4 Tiempo de repago.....	24
2.3.3.5 Eficiencia de la inversión (EFI)	24

2.3.3.6	Relación beneficio-costo (B/C)	24
2.3.3.7	Precio de equilibrio	24
2.3.4	Operaciones de exploración y producción de hidrocarburos	24
3.	ENERSIGHT	27
3.1	¿QUÉ ES ENERSIGHT?	27
3.2	COMPONENTES DE ENERSIGHT	28
3.2.1	Menú del sistema	29
3.2.2	Barra de herramientas	29
3.2.3	Pestañas de Navegación	31
3.3	FUNCIONALIDADES DE ENERSIGHT	31
3.3.1	Componentes del network	33
3.3.2	Creación de pronósticos de producción	34
3.3.2.1	Pronóstico de producción por declinación	35
3.3.2.2	Relación entre los productos	35
3.3.2.3	Tablas en base al tiempo o acumulación de producción	35
3.3.3	Asignación de costos operativos (OPEX)	36
3.3.4	Asignación de restricciones a las facilidades	38
3.3.5	Definición de tipos de capital	39
3.3.6	Creación de campañas de perforación, workover y construcción de facilidades	41
3.3.7	Flujos de caja	41
4.	ANÁLISIS DE LA PLANEACIÓN DEL DESARROLLO DE LOS PROYECTOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES USANDO LA HERRAMIENTA ENERSIGHT.	43
4.1	PRESENTACIÓN DEL PROYECTO A ANALIZAR	43
4.1.1	Step 1- LOC	50
4.1.2	Step 2- Spudder	51
4.1.3	Step 3- Spud Demov	51
4.1.4	Step 4- Perf	52
4.1.5	Step 5- Perf Demov	53
4.1.6	Step 6- PreFrac	53
4.1.7	Step 7- Fracturamiento	54

4.1.8	Step 8- Coiled tubing.....	55
4.1.9	Step 9- Prep to flow.....	56
4.1.10	Step 10- Production.....	56
4.2	PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	58
4.2.1	Calculation Information.....	59
4.2.2	Gantt chart.....	61
4.2.2.1	Gantt chart.....	61
4.2.2.2	Operational Gantt.....	62
4.2.3	Graph SL.....	63
4.2.4	Reports.....	66
5.	METODOLOGÍA PARA LA PLANEACIÓN DEL DESARROLLO DE LOS PROYECTOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES USANDO LA HERRAMIENTA ENERSIGHT	67
5.1	METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	67
5.1.1	Definición de características del tipo de proyecto a realizar.....	68
5.1.2	Identificación de Inputs y Outputs requeridos.....	70
5.1.3	Modelamiento de los proyectos.....	74
5.1.3.1	Escenario base.....	74
5.1.3.2	Sensibilidades a precio.....	75
5.1.3.3	Sensibilidades a costos operativos y de inversión.....	75
5.1.3.4	Sensibilidades a cantidad de recursos disponibles.....	75
6.	CONCLUSIONES.....	75
	BIBLIOGRAFIA.....	76

LISTADO DE FIGURAS

	<i>Pág.</i>
Figura 1: Pirámide de Recursos de gas y petróleo.....	17
Figura 2: Hidrato de Metano.....	18
Figura 3: Crudos Pesados.....	19
Figura 4: Arenas Bituminosas.....	20
Figura 5: Gas asociado al carbón.....	20
Figura 6: Formación de tight gas.....	21
Figura 7: Enersight.....	28
Figura 8: Menú del Sistema.....	30
Figura 9: Barra de herramientas.....	31
Figura 10: Pestañas de Navegación.....	32
Figura 11: Network.....	32
Figura 12: Pestaña de creación de pronósticos de producción.....	35
Figura 13: Pronóstico de producción.....	37
Figura 14: Definiciones de OPEX.....	38
Figura 15: OPEX en los activos.....	39
Figura 16: Asignación de restricciones a los activos.....	40
Figura 17: Definición de tipos de capital.....	41
Figura 18: Campañas de perforación, workover, expansión y construcción de facilidades.....	42
Figura 19: Módulo de reportes.....	43
Figura 20: Diagrama esquemático del proyecto a analizar.....	44
Figura 21: Type Curve 1.....	45
Figura 22: Type Curve 2.....	46
Figura 23: Type Curve 3.....	46
Figura 24: Costos operativos.....	47

Figura 25: Restricción de la facilidad EPF.....	48
Figura 26: Tabla de Precios.....	49
Figura 27: Step 1.....	50
Figura 28: Step 2.....	51
Figura 29: Step 3.....	52
Figura 30: Step 4.....	53
Figura 31: Step 5.....	53
Figura 32: Step 6.....	54
Figura 33: Step 7.....	55
Figura 34: Step 8.....	55
Figura 35: Step 9.....	56
Figura 36: Step 10.....	56
Figura 37: Scenario Well List en la herramienta.....	57
Figura 38: Scenario Well List en Excel.....	57
Figura 39: Configuración de Porcentajes de Regalías.....	58
Figura 40: Configuración de porcentaje de Impuestos.....	58
Figura 41: Calculation Information.....	59
Figura 42: Calculation Information – Pozos nuevos creados.....	60
Figura43 : Calculation Information – Pozos cerrados por etapa de fracturamiento.....	61
Figura 44: Gantt Chart.....	61
Figura 45: Operational Gantt.....	62
Figura 46: Graph SL.....	64
Figura 47: Grafica Costos de Inversión, Opex y Flujo de Caja.....	65
Figura 48: Flujo de caja acumulado.....	65
Figura 49: Reporte de resultados económicos del proyecto.....	67

RESUMEN

TITULO: METODOLOGÍA PARA LA PLANEACIÓN DE DESARROLLO DE PROYECTOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN EL SECTOR DE HIDROCARBUROS USANDO LA HERRAMIENTA ENERSIGHT.¹

AUTOR: ANDRES FELIPE CAYCEDO AMAYA²

PALABRAS CLAVE: PLANEACION DESARROLLO PROYECTOS, YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES, HERRAMIENTA ENERSIGHT, METODOLOGÍA.

DESCRIPCIÓN:

El presente documento muestra el planteamiento de una metodología para la planeación de desarrollo de proyectos de yacimientos no convencionales en el sector de hidrocarburos usando la herramienta Enersight. Esta metodología está basada en un flujo de trabajo típico para la planeación de este tipo de proyectos dentro de la industria de hidrocarburos y, a través del uso de esta poderosa herramienta, la cual es usada a nivel mundial por las distintas compañías de todos los tamaños debido a su gran cantidad de funcionalidades en el modelamiento de este tipo de proyectos.

La metodología se desarrolla con la presentación de un caso teórico en el cual se tienen planteados los distintos datos iniciales tales como producción, costos operativos, costos de inversión y los proyectos de perforación de una cantidad determinada de pozos. De igual forma, se explica cómo las distintas funcionalidades de la herramienta permiten un modelamiento bastante completo del proyecto con el fin de permitir al usuario realizar la toma de decisiones de acuerdo a distintos parámetros que sean necesarios observar.

A partir de este caso teórico, se explican cuáles son las principales variables a tener en cuenta en los distintos tipos de yacimientos no convencionales. Seguidamente, se propuso la metodología a seguir para la planeación del desarrollo de proyectos de estos tipos de yacimientos.

¹ Monografía de especialización

² Facultad de ciencias Físico Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Aristóbulo Bejarano Wallens

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR PLANNING DEVELOPMENT OF UNCONVENTIONAL RESERVOIRS PROJECTS IN THE HYDROCARBONS SECTOR USING ENERSIGHT TOOL.³

AUTHOR: ANDRES FELIPE CAYCEDO AMAYA⁴

KEY WORDS: PLANNING DEVELOPMENT PROJECTS, UNCONVENTIONAL RESERVOIRS, ENERSIGHT TOOL, METHODOLOGY.

DESCRIPTION:

This document shows the approach of a methodology for the planning of development of unconventional oilfield projects in the hydrocarbon sector using the Enersight tool. This methodology is based on a typical workflow for the planning of this type of projects within the hydrocarbon industry and, through the use of this powerful tool, which is used worldwide by different companies of all sizes due to its large number of functionalities in the modeling of this type of projects.

The methodology has been developed with the presentation of a theoretical case in which the different initial data such as production, operating costs, investment costs and drilling projects of a certain number of wells are considered. In the same way, it is explained how the different functionalities of the tool allow a quite complete modeling of the project in order to allow the user to make the decision according to different parameters that are necessary to observe.

From this theoretical case, it is explained which are the main variables to be taken into account in the different types of unconventional reservoirs. After this process, the methodology to be followed for planning the development of projects of these types of reservoirs was proposed.

³ Monograph of specialization

⁴ Faculty of Science Physical Chemistry. School of Petroleum Engineering. Director Aristóbulo Bejarano Wallens

INTRODUCCIÓN

La industria de los hidrocarburos es una de las fuentes económicas y energéticas más importantes del país. Su atractiva rentabilidad, llama la atención de los inversionistas para poder desarrollar todo tipo de proyectos de esta industria. Sin embargo, debido a los diversos problemas ambientales que han generado algunos proyectos, las comunidades se resisten a permitir el desarrollo de nuevas prácticas como lo son el desarrollo de yacimientos no convencionales. Debido a esto, las empresas en el país aún no pueden iniciar ni siquiera la evaluación de estos proyectos por falta de capacidad y conocimientos en los mismos. Las empresas recurren a consultores costosos para una asesoría básica en el planteamiento y desarrollo de estos, sin tener presente la gestión de los mismos en un futuro ni cuáles son las variables más importantes que se deben tener en cuenta a la hora de analizar y monitorear.

Todos los yacimientos de hidrocarburos, ya sean o no convencionales, se comportan de manera diferente y su explotación es única para cada uno de ellos. Por consiguiente, lo mismo ocurre con los proyectos para el desarrollo de los mismos. Cada proyecto es único y a pesar que existan similitudes en la gestión, procedimientos, herramientas, equipos, etc. Se debe realizar un análisis de las principales variables y componentes que van a ser evaluadas y parametrizadas en los proyectos. Por esta razón, esta monografía se centra en como modelar esas similitudes que comparten el desarrollo y gestión de los proyectos de yacimientos no convencionales para así poder crear una metodología que permita a la persona que realiza la planeación de proyectos, tener una guía sobre los aspectos más importantes y como poder modelarlos dentro de la herramienta Enersight, la cual está enfocada en este tipo de proyectos. Los datos que se van a observar en el transcurso (producción, costos operativos, costos de inversión, impuestos, etc.) de esta monografía son netamente teóricos e inventados por el autor, sin embargo, estos datos son comparables con los encontrados en la vida real para este tipo de proyectos.

1. OBJETIVOS

1.1 Objetivo General

- Elaborar una metodología para la planeación de desarrollo de proyectos de yacimientos no convencionales utilizando la herramienta Enersight.

1.2 Objetivos Específicos

- Describir los componentes generales y específicos de los proyectos de yacimientos no convencionales.
- Definir las funcionalidades de la herramienta Enersight para los proyectos de yacimientos no convencionales.
- Analizar la planeación del desarrollo de proyectos de yacimientos no convencionales usando la herramienta Enersight.
- Proponer una metodología para la planeación del desarrollo de los proyectos de yacimientos no convencionales usando la herramienta Enersight.

2. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

2.1 ¿QUÉ SON LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES?

Según la ACP⁵, los yacimientos convencionales son rocas donde se encuentra el hidrocarburo y tienen características de alta porosidad y permeabilidad. El hidrocarburo migró desde la roca generadora hacia reservorios en trampas donde se acumuló sin llegar hasta la superficie.

Los yacimientos no convencionales contienen hidrocarburos que todavía se encuentran en la roca generadora. Están en condiciones geológicas que hacen que el movimiento del fluido sea mínimo por la poca permeabilidad de la roca. Este tipo de yacimientos debe ser desarrollado mediante la técnica de estimulación hidráulica, en la cual se realizan micro fracturas en la roca para poder crear conexiones que liberen el hidrocarburo.

El término “hidrocarburos no convencionales”, nace debido a que, para obtener estos recursos, los métodos y tecnologías que se han desarrollado para su extracción, son distintos a los tradicionales y convencionales usados en la industria del petróleo y gas. En la **Figura 1** se pueden observar la relación entre los recursos que provienen de los yacimientos no convencionales y convencionales, su relación de costo y tecnología.

⁵ Asociación Colombiana del Petróleo. LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES Y SU IMPORTANCIA PARA COLOMBIA. 2014. p 4.

Figura 1. Pirámide de Recursos de gas y petróleo



Fuente: Matranga Mariana y Gutman Martin. Gas y petróleo no convencional: Perspectivas y desafíos para su desarrollo en la Argentina.

El desarrollo de estos yacimientos debe ser realizado en extensiones de terreno y tener acceso a grandes extensiones de tierra pues la concentración de estos ya no está sometido a que se tenga una trampa/estructura que contenga el gas en trampas como anticlinales o fallas⁶.

Los avances tecnológicos vienen en aumento lo cual hace que la explotación y producción de los hidrocarburos no convencionales sean económica y financieramente factibles.

Estados Unidos es el país con mayor experiencia al producir la mayor cantidad de gas no convencional del mundo. Esta producción está cerca del 60% de su producción de gas actual.

Como consecuencia de la baja permeabilidad de las capas de los yacimientos no convencionales, se necesita realizar fracturamientos hidráulicos masivos para generar la adecuada interconexión de los poros que contienen el gas.

⁶ SOLÓROZANO GARCIA Roberto. Exploracion Yacimientos No Convencionales Eagle Ford. Texas, Marzo 2011

Estos fracturamientos hidráulicos son realizados con agua y arena y una cantidad pequeña de sustancias químicas como: Inhibidores de corrosión, agentes antibacteriales, estabilizadores de arcilla, surfactantes, ajustadores de PH, etc. Es importante aclarar que estos fracturamientos se hacen por debajo del nivel freático para evitar la contaminación de aguas dulces.

2.2 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Los yacimientos de hidrocarburos no convencionales se pueden dividir en Hidratos de Gas Metano, Crudos Pesados, Arenas Bituminosas, Gas asociado al carbón (CoalBed Methane), Tight Gas, Shale Gas y Shale Oil, dependiendo del tipo de formación que los contenga⁷.

2.2.1 Hidratos de Gas Metano (Gas Hydrate)⁸: Los hidratos de gas son una combinación especial de dos sustancias, agua y gas natural. A condiciones de alta presión y baja temperatura, estas sustancias se unen y forman un sólido parecido al hielo. Altos volúmenes de sedimentos en el fondo del mar y en las regiones polares favorecen la formación de hidratos.

Figura 2. Hidrato de Metano



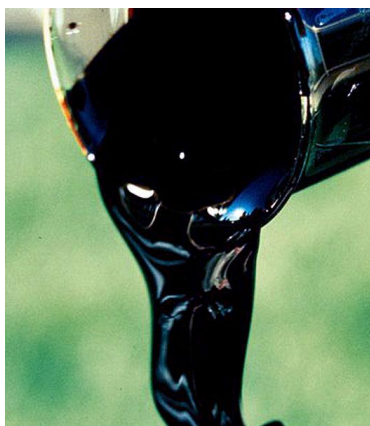
Fuente:<https://elperiodicodelaenergia.com/japon-apuesta-por-el-hidrato-de-metano-que-lo-comercializara-a-partir-de-2023/>

⁷ Ilustre Colegio Oficial de Geólogos. (2013). Hidrocarburos no convencionales (I). [En línea] (Recuperado en 12 de septiembre 2018) disponible en <https://www.icog.es/TyT/index.php/2013/02/hidrocarburos-no-convencionales-i/>

⁸ Collett, T., Lewis, R., & Uchida, T. (2000). El creciente interés en los hidratos de gas. Oilfield Review, 12(2), 46-61.

2.2.2 Crudos Pesados (Heavy Oil): Los crudos pesados son aquellos que tienden a poseer mayores concentraciones de metales y otros elementos. Los petróleos pesados se conocen por tener gravedades API inferiores a 22°. Los petróleos de 10° API o menor densidad se conocen como extrapesados, ultrapesados o superpesados porque son más densos que el agua. Por lo general, entre más pesado o denso es el crudo, menor es su valor económico⁹.

Figura 3. Crudos Pesados



Fuente: <http://agenciadenoticias.unal.edu.co/detalle/article/expertos-en-crudos-pesados-se-forman-en-la-un.html>

2.2.3 Arenas Bituminosas (Tar Sands, Oil Sands): son un tipo de petróleo de baja calidad que consiste en bitumen mezclado con arena, arcilla y agua. Estas características dificultan y encarecen su extracción y conversión en combustible, convierten este tipo de hidrocarburo en fuente no convencional. Procesar arenas bituminosas y convertirlas en combustible requiere tecnología muy compleja y un proceso de refinación que consume gran cantidad de energía¹⁰.

⁹ Alboudwarej, H., Felix, J. J., Taylor, S., Badry, R., Bremner, C., Brough, B., ... & Beshry, M. (2006). La importancia del petróleo pesado. *Oilfield review*, 18(2), 38-58.

¹⁰ Amigos de la Tierra España. Arenas Bituminosas Así son los hechos. 2014. p 1 y 2.

Figura 4. Arenas Bituminosas



Fuente: <https://www.diariomotor.com/tecmovia/2011/08/12/arenas-bituminosas-una-alternativa-real-al-petroleo-tradicional/>

2.2.4 Gas asociado al carbón (CoalBed Methane): es el gas natural, metano, asociado a las capas de carbón. Este gas es adsorbido en la matriz de la roca (carbón) luego de ser retenido por las fracturas. Existe una gran cantidad de reservas mundiales asociadas a este tipo de hidrocarburo¹¹.

Figura 5: Gas asociado al carbón

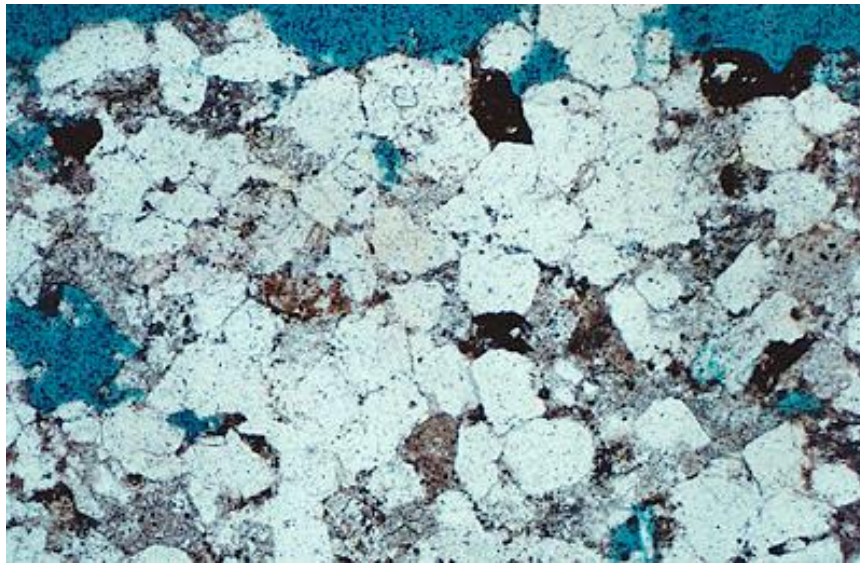


Fuente: <https://www.thak.ca/product/bituminous-blacksmithing-coal/>

¹¹ Ilustre Colegio Oficial de Geólogos. (2013). Hidrocarburos no convencionales (I). Recuperado de <https://www.icog.es/TyT/index.php/2013/02/hidrocarburos-no-convencionales-i/>

2.2.5 Tight Gas: son conocidas como gas en arenas compactas y el gas natural está presente en yacimientos de baja permeabilidad y baja porosidad. El gas que se encuentra en estas rocas sedimentarias esta tan empaçado y cementado que el gas fluye con mucha dificultad. Una definición estándar para este tipo de yacimientos es aquel que tiene una porosidad menor del 10% y una permeabilidad menor o igual a 0.1 md en su roca matriz¹².

Figura 6: Formación de tight gas



Fuente: USGS, www.energy.usgs.gov

2.2.6 Shale Gas: Es el gas natural que se encuentra en yacimientos compuestos principalmente por esquistos (shales). Estos esquistos son rocas sedimentarias de grano fino, generalmente son la roca madre del sistema petrolífero de los yacimientos convencionales y poseen una permeabilidad baja, razón por la cual, la producción de gas en grandes cantidades, requiere técnicas de fracturamiento para poder aumentar su permeabilidad.

¹² Alonso Suarez, Alejandro y Mingo González, Mata. Cuadernos de Energía. (2010). La expansión de la producción de gas de yacimientos no convencionales (esquistos, capas de carbón y arenas compactas). Una revolución silenciosa. p 6.

2.2.7 Shale Oil: Son shales con alto contenido de Kerógeno o de material orgánico. Este material corresponde a una etapa intermedia en la formación del petróleo. Esto quiere decir, que el material orgánico contenido en estas rocas aún no ha sido expuesto a las condiciones de presión, temperatura y tiempo adecuados para la formación de petróleo crudo.

2.3 PROYECTOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

A los proyectos de Yacimientos No Convencionales, como a todos los proyectos en la industria Oil & Gas o alguna otra industria, se les debe realizar la correcta evaluación, razón por la cual es importante definir que es la evaluación de proyectos, las etapas de la evaluación y, en el caso de estos proyectos, los indicadores principales a monitorear para determinar si es viable o no.

2.3.1 Evaluación de proyectos: la evaluación de un proyecto es la herramienta que, al comparar flujos de beneficios y costos, permite determinar si es conveniente realizar un proyecto o no¹³. Esta evaluación de proyectos solo va a tener en consideración los flujos de beneficios y costos atribuibles únicamente al proyecto, expresados en moneda. Es importante aclarar que, al realizar la evaluación de un proyecto, no se deben tener en cuenta los flujos pasados ni las inversiones existentes. En los casos en que se tienen distintas alternativas de inversión, evaluar cada uno de ellos es una herramienta útil para poner una prioridad entre ellos y de esta manera asignar los recursos de manera eficiente.

2.3.2 Flujo de Caja de la industria petrolera: en el caso de la industria petrolera, el flujo de caja se compone principalmente de los siguientes indicadores:

2.3.2.1 Volúmenes de Producción: son los volúmenes de producción de hidrocarburo que se esperan producir a lo largo del proyecto. Estos

¹³ Eco-Finanzas. Evaluación de Proyectos. [En Línea]. (Recuperado en 12 septiembre 2018) Disponible en https://www.eco-finanzas.com/economía/evaluacion_de_proyectos.htm

volúmenes son el producto a vender para obtener los principales ingresos del proyecto.

2.3.2.2 Inversiones (CAPEX): son el volumen monetario de inversiones que se van a realizar en el proyecto con el fin de obtener los volúmenes de producción deseada.

2.3.2.3 Gastos Operativos (OPEX): son los costos que afrontará la compañía para mantener la producción de hidrocarburos.

2.3.2.4 Precios: en el caso de la industria petrolera, el precio por barril de petróleo o por pie cubico de gas vendido, los cuales tienen precios de referencia (BRENT y WTI) de acuerdo con las propiedades del producto. Este precio multiplicado por los volúmenes de producción del producto, genera los ingresos del proyecto.

2.3.2.5 Regalías: son el pago que realizan las compañías petroleras al gobierno de dicho país por explotar los yacimientos de petróleo. El estado recibe regalías por la producción, mas no por la exploración o perforación de pozos.

2.3.2.6 Impuestos: los impuestos son los tributos que se paga al estado y estos dependen de cada país.

2.3.2.7 Términos y condiciones contractuales: los términos que se encuentren dentro del contrato, los cuales afecten participaciones en la producción, costos operativos, costos de inversión y algún otro termino que afecte de manera directa el flujo de caja son los principales a considerar y a tener en cuenta a la hora de evaluar los proyectos de la industria petrolera.

2.3.3 Métodos de evaluación de proyectos: una vez se tienen en cuenta todos estos aspectos para el cálculo del flujo de caja del proyecto, se debe evaluar a partir de las distintas técnicas de evaluación de la inversión, indicadores tales como:

2.3.3.1 Factor de Descuento: es el elemento que permite asimilar el valor del dinero en el tiempo, basado en la tasa de oportunidad (TIO).

- 2.3.3.2 Valor Presente Neto (VPN):** Es un indicador el cual, como su nombre lo indica, permite traer a valor presente la sumatoria de flujos de caja futuros del proyecto, descontando estos a una tasa de interés de oportunidad del inversionista. Cuando este indicador es positivo indica que la inversión en el proyecto tiene una rentabilidad mayor a la tasa evaluada, lo que quiere decir que el inversionista obtendrá una ganancia superior a lo invertido.
- 2.3.3.3 Tasa Interna de Retorno (TIR):** es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto. También se define como el valor de la tasa de descuento que hace que el VPN sea igual a cero, para un proyecto de inversión dado.
- 2.3.3.4 Tiempo de repago:** tiempo requerido para que el valor acumulado de flujos de caja esperados sea igual a la inversión inicial.
- 2.3.3.5 Eficiencia de la Inversión (EFI):** es la rentabilidad que se obtiene por cada unidad monetaria invertida.
- 2.3.3.6 Relación Beneficio-Costo (B/C):** es el cociente entre el VPN de los ingresos y el VPN de los egresos para una tasa de interés dada. Un proyecto se justifica siempre y cuando la relación B/C sea mayor a uno.
- 2.3.3.7 Precio de equilibrio:** se define como el precio mínimo que permite cubrir los costos de operación e inversiones requeridas por el proyecto.
- 2.3.4 Operaciones de exploración y producción de hidrocarburos:** los proyectos de los yacimientos no convencionales son muy similares a los convencionales en cuanto a que ambos manejan los mismos principios de un volumen de producción, opex, capex, regalías, impuestos y precios. Es importante tener en cuenta que cada paso en la exploración y producción de hidrocarburos constituye un largo y completo proceso que involucra tecnología de punta y una gran variedad de máquinas, servicios y herramientas, en conjunto con múltiples profesionales y técnicos con una gran diversidad de habilidades.

En cuanto a la exploración: a partir de relevamientos superficiales, se determina una zona candidata a contener hidrocarburos en el subsuelo. Una vez se tiene identificada esta zona, se procede a realizar la toma de la sísmica mediante camiones especializados¹⁴ los cuales producen vibraciones. Estas vibraciones se propagan en forma de ondas sonoras, las cuales viajan por el subsuelo, y son recibidas en la superficie por un instrumento llamado “geófono”. Debido a las distintas composiciones de las rocas que se encuentran en el subsuelo, es posible analizar y procesar los resultados con algoritmos matemáticos para generar un mapa de lo que se encuentra en el subsuelo. Gracias a estos mapas es posible definir las estructuras en las que podrían encontrarse los hidrocarburos y hacia donde podría ir el pozo exploratorio.

En el proceso de producción y terminación de pozo¹⁵: lo primero a realizar es preparar la plataforma en la que el equipo de perforación va a ser ensamblado. Esta plataforma es conocida como “Locación”. se hace un despeje y nivelación de la zona, manteniendo estándares de seguridad y preservación del medio ambiente. El equipo de perforación hace girar la tubería de acero en el extremo. A medida que se tritura la roca y el pozo se va haciendo más profundo, se agregan más tramos de tubería desde la superficie. Para la explotación convencional, los pozos son verticales en general, sin embargo, existen casos donde se requiere pozos desviados o horizontales, estos son más costosos que los anteriores. En el caso de los yacimientos no convencionales, dependiendo de las condiciones, los pozos pueden ser verticales u horizontales. Los verticales son perforados hasta una profundidad determinada; los horizontales también son verticales hasta cierto tramo, luego se comienza a hacer la sección horizontal a lo largo del trayecto

¹⁴ López Anadón, E., Casalotti, V., Masarik, G., & Halperín, F. (2015). El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales. Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. p 8.

¹⁵ *Ibíd.*, p 8.

faltante. Una de las particularidades de los pozos horizontales es que permiten tener contacto con una mayor superficie de la formación y esto los hace más productivos.

Para garantizar la protección del pozo y su entorno durante la perforación, se realizan múltiples operaciones. Conforme la perforación se lleva a cabo, el pozo es protegido con tuberías llamadas “casing” las cuales son cementadas en las paredes del pozo para aislarlo de las capas que ya fueron atravesadas, al igual que las formaciones son aisladas unas de otras. De esta manera, las fuentes de agua subterránea quedan protegidas y se evita cualquier tipo de contaminación. Además del agua subterránea, las personas encargadas de los fluidos que entran y salen del pozo se aseguran que estos no contaminen lagos o cuerpos de agua en la superficie. Todos los fluidos utilizados en las instalaciones son tratados o eliminados con la premisa de evitar dañar el medio ambiente en el cual se encuentran, de la misma manera se hace con los sólidos y recortes de perforación. Una vez el pozo ha sido perforado hasta la profundidad deseada, y se garantiza la existencia de hidrocarburos, se baja otra tubería de acero la cual también es cementada a las paredes del pozo para evitar que los fluidos migren hacia otras o hacia la superficie de manera descontrolada. Una vez se tienen las zonas aisladas y listas para producir, se colocan válvulas en el extremo superior de la tubería (en boca de pozo) y el equipo de perforación se retira de la locación. Estas válvulas son las encargadas de controlar el pozo en producción, regulando el flujo de gas y de petróleo, o de interrumpir toda producción si es necesario. Al mismo tiempo permite la entrada de otros equipos para el mantenimiento. Debido a su forma, el conjunto de válvulas es llamado “árbol de navidad”.

En todos los casos de los yacimientos no convencionales, el paso a seguir es la estimulación de la formación geológica para la producción de los fluidos que esta contiene. Se inyecta un fluido conformado por agua y arena a gran presión, junto con una pequeña porción de algunos químicos específicos,

reabriendo y conectando entre si fracturas en la formación, lo cual permite el flujo de los fluidos a través de estas hacia el pozo productor. Durante el proceso se tienen en cuenta las medidas de aseguramiento para aislar todos los fluidos que se encuentran en el proceso de estimulación hidráulica, de las posibles fuentes de agua. Del volumen total de agua que se utiliza en el proceso de estimulación hidráulica, una parte regresa a la superficie a través del pozo hasta un tercio de lo inyectado. El agua que retorna contiene distintos químicos, esta se recolecta en tanques sellados y de acuerdo a algunas regulaciones se vuelve a utilizar en estimulaciones.

Transporte, procesamiento y venta¹⁶: cuando el pozo ya se encuentra en producción, el gas y el petróleo son tratados volviéndolos aptos para su comercialización y posterior consumo. El gas que se extrae del pozo se procesa para eliminar el agua y, dependiendo de su composición, se separan sus componentes más pesados. Como resultado se obtiene principalmente gas metano. Todos los hidrocarburos líquidos que se separan del gas se venden como materia prima para las plantas petroquímicas y refinerías. En el caso del GLP, se comercializa con fines domésticos y para la industria petroquímica. Para el crudo que se obtiene de los pozos de petróleo, se envía a las refinerías donde mediante procesos físicos y químicos, se producen combustibles como las naftas y el gasoil.

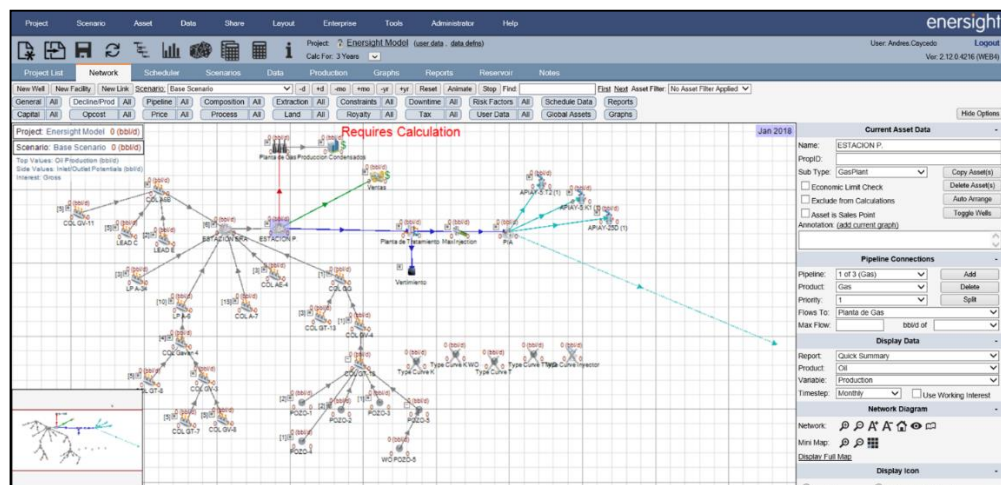
¹⁶ López Anadón, E., Casalotti, V., Masarik, G., & Halperín, F. (2015). El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales. Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas. p 10

3. ENERSIGHT

3.1 ¿QUÉ ES ENERSIGHT?

Enersight™ de la empresa Aucerna es el sistema de modelación de desarrollo de campos más completo disponible en la industria del petróleo. Equipa a los planificadores de activos para modelar y evaluar rigurosamente las opciones de desarrollo para alcanzar los objetivos de los activos. Este software integra las limitaciones de tiempo y operativas en el modelamiento del desarrollo del campo, para entregar planes de desarrollo precisos y alcanzables. **No es una herramienta petrotécnica.**

Figura 7: Enersight



Fuente: Imagen tomada por el autor.

El sistema Enersight es una aplicación basada en red disponible a través de Internet o, en algunos casos, a través de intranet. El acceso al software es a través de un navegador web y está controlado por una cuenta de usuario y una contraseña.

Se pueden tener tantos proyectos como sean necesarios y no hay una restricción por capacidad en los mismos ya que se encuentran en unos servidores provistos por la misma compañía para el almacenamiento de la información. Adicionalmente,

esta información se encuentra totalmente protegida ya que esta compañía cuenta con la certificación SOC2¹⁷.

3.2 COMPONENTES DE ENERSIGHT

Como toda aplicación, Enersight tiene una gran cantidad de componentes que la hacen una de las herramientas más completas para la creación y análisis de los planes de desarrollo de la industria del petróleo. Estos componentes son enumerados y descritos a continuación:

3.2.1 Menú del sistema: esta barra que se encuentra en la parte superior de la herramienta es la que provee acceso a las funciones generales del sistema. Ver **Figura 8**.

- Project: maneja los proyectos guardados en la base de datos de Enersight.
- Scenario: maneja los escenarios del proyecto seleccionado actualmente.
- Asset: maneja los diferentes activos (pozos o facilidades) en el proyecto actual.
- Data: provee el acceso a los registros de datos del activo actual.
- Share: Maneja los datos compartidos entre activos y escenarios.
- Layout: Modifica el diseño de la red de activos en la pestaña Network.
- Enterprise: Permite el acceso a las características de la compañía (solo para algunos usuarios con permisos especiales).
- Tools: Acceso especializado a las herramientas del sistema.
- Administrator: Crear y modificar definiciones, propiedades, reportes, precios y otra información a nivel de la compañía.
- Help: Acceso al sistema de ayuda en línea de Enersight.

¹⁷ INCAPSULA. [en línea] (Recuperado en diciembre 25 de 2019) disponible en <https://www.incapsula.com/web-application-security/soc-2-compliance.html>

Figura 8: Menú del Sistema



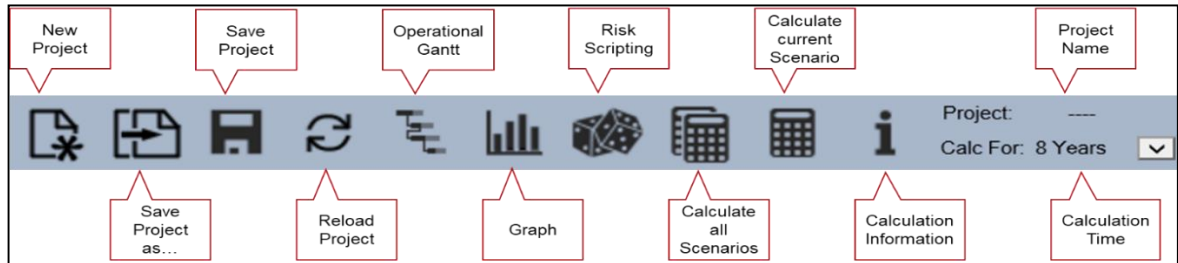
Fuente: Imagen tomada por el autor.

3.2.2 Barra de herramientas: esta barra provee acceso a las funciones usadas comúnmente en la herramienta. Ver **Figura 9**.

- New Project: crea un proyecto nuevo.
- Save Project as...: Guarda el proyecto actual con toda su información y escenarios, con un nuevo nombre y una nueva localización.
- Save Project: Guarda el proyecto actual.
- Reload Project: Volver a cargar el proyecto desde la última vez en la que se guardó (se pierden los cambios que no se han guardado).
- Operational Gantt: Abre el módulo de grafico de Gantt en donde se muestran la ejecución de las actividades en el tiempo.
- Graph: Abre el módulo de gráficos en donde estos pueden ser creados para ver los resultados de la simulación del proyecto.
- Risk Scripting: Abre el modulo para realizar simulaciones de Monte Carlo en los parámetros que se definieron en el proyecto. En este se encuentran los reportes de los cambios de los principales parámetros como el Opex, Capex, Producción y precio, al igual que las diferentes graficas de tornado, cascada, acumulado de probabilidad e histograma.
- Calculate all Scenarios: Ejecuta la simulación de todos los escenarios seleccionados al tiempo.
- Calculate current Scenario: Ejecuta la simulación del escenario actual.
- Calculation Information: Abre una ventana donde se muestran la información de la simulación, tales como errores y advertencias de la misma.
- Project Name: Muestra el nombre del proyecto actual.

- Calculation Time: Muestra la cantidad de tiempo que va a ser ejecutada la simulación del proyecto.

Figura 9: Barra de herramientas



Fuente: Imagen tomada por el autor.

3.2.3 Pestañas de Navegación: estas pestañas ofrecen una lista extensa de comandos o links a secciones en específicas de la herramienta. Ver **Figura 10**.

- Project List: provee una interfaz para abrir y manejar los proyectos existentes de la compañía. Esta pestaña también ofrece acceso a las características de administración de cuentas, así como el manejo de la producción histórica.
- Network: muestra la interfaz gráfica del sistema, el cual usado para crear la red de activos y proveer un sistema de trabajo del proyecto para ingresar la información u observar los resultados.
- Scheduler: construir y manejar planes de desarrollo tales como la construcción de facilidades y perforación de pozos nuevos u realización de workovers.
- Scenarios: provee al usuario una interfaz de fácil manejo para la administración de los escenarios del proyecto.
- Data: muestra toda la información asociada al activo seleccionado.
- Production: muestra la producción histórica y crea pronósticos de producción con una herramienta de análisis de declinación volumétrica.
- Graphs: genera gráficos de los resultados de la simulación del proyecto.

- Reports: provee reportes detallados de los resultados de la simulación del proyecto.
- Notes: pestaña para agregar las notas correspondientes al proyecto.

Figura 10: Pestañas de Navegación



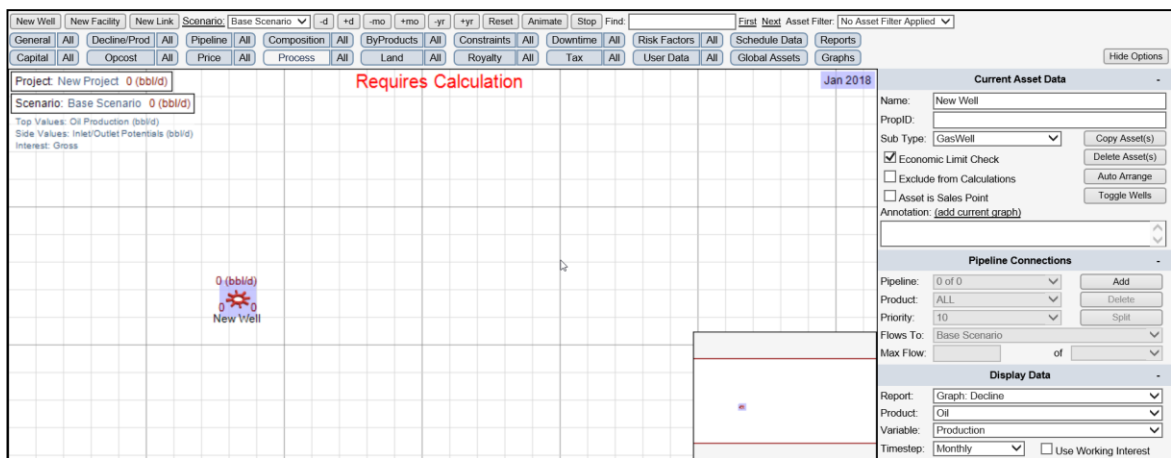
Fuente: Imagen tomada por el autor.

3.3 FUNCIONALIDADES DE ENERSIGHT

Enersight tiene una gran cantidad de funcionalidades las cuales ayudan para la evaluación de los diferentes proyectos de la industria del petróleo. De estas se destacan la capacidad de crear pronósticos de producción, asignación de costos operativos (OPEX), costos de inversión (CAPEX), restricciones en las facilidades, creación de campañas de perforación, construcción de facilidades, workover, y los flujos de caja en los diferentes puntos del proyecto.

Antes de definir todas estas funcionalidades y la manera de usarlas, es importante definir las distintas opciones que pueden tener los diferentes activos dentro del Network en la herramienta. Ver **Figura 11**.

Figura 11: Network



Fuente: Imagen tomada por el autor.

3.3.1 Componentes del Network: en esta interfaz gráfica, se deben crear al menos pozos productivos, una facilidad de recolección y un punto de venta. Cada uno de estos puntos van a tener unos atributos y funcionalidades específicas para cada uno, los cuales son descritos a continuación:

- **General:** en esta opción se despliega una nueva ventana en la cual se puede observar principalmente el nombre del activo, fecha de inicio, seleccionar si tener en cuenta límite económico, datos de localización, entre otros.
- **Decline/Prod:** en esta opción se agregan los pronósticos de producción.
- **Pipeline:** en esta opción es donde se administran esas conexiones entre los distintos activos por los cuales van a fluir la producción y los costos asociados a la misma hasta el siguiente activo. Adicionalmente, se puede dar prioridades entre las distintas conexiones y el porcentaje de fluidos que pueden fluir a través de estas.
- **Composition:** en esta opción se adiciona el porcentaje de la composición del gas y la gravedad API del crudo, los cuales dependiendo del proyecto pueden variar entre los pozos y afectar la economía del mismo.
- **ByProducts:** los rendimientos de los subproductos se pueden definir por separado para un pozo a través de la pestaña Data. La contracción se define en el nivel del pozo, mientras que los valores de rendimiento de bbl / mmcf están disponibles en los niveles del pozo y la facilidad. En este tipo de modelado, es importante establecer cualquier restricción descendente para estar en "Raw Gas", a fin de incluir los volúmenes de gas no encogidos, en lugar de los volúmenes encogidos en las restricciones.
- **Constraints:** en esta opción se adicionan las restricciones a flujo de productos. Una restricción de flujo impone una limitación de capacidad en un pozo o una facilidad de tal manera que no se permitirá que la producción exceda el valor de la restricción.
- **Downtime:** los registros de tiempo de inactividad se pueden utilizar para modelar cualquier interrupción estacional en la producción, como un cambio

de planta, una temporada de huracanes o incluso las diferidas de producción. También se pueden utilizar para representar la confiabilidad / disponibilidad general del equipo. El sistema Enersight puede aplicar el tiempo de inactividad en cualquier nodo de la red. El tiempo de inactividad se define como un porcentaje por debajo del 100% del volumen entregable. El tiempo de inactividad se aplica por igual a todos los pozos de entrada del activo que tiene el tiempo de inactividad definido.

- Capital: los costos de capital se miden mensualmente y se asignan a una categoría de “Capital Class” para determinar la amortización o depreciación de ese gasto.
- Opcost: los costos operativos pueden ser fijos o variables y están basados en una fecha efectiva. A partir de esta fecha, los costos operativos del pozo o facilidad se calculan mensualmente. Estos costos operativos se seguirán asignando al activo hasta que el activo finalice o se produzcan nuevos costos operativos con una fecha de vigencia posterior.
- Price: esta opción es para definir cuál set de precios se va a utilizar en los puntos de venta con el fin de calcular los ingresos y el cálculo del flujo de caja.
- Land: una gran cantidad de los proyectos (no solo de la industria del petróleo), están ligados a contratos con uno o más socios, donde hay un porcentaje de participación en los ingresos, OPEX y CAPEX, que pueden ser el mismo para todos o distintos entre sí. Esta participación va en esta pestaña con el fin de observar los cálculos tanto Gross (de todo el proyecto) como netos (solo el porcentaje que le corresponde a la compañía).
- Royalty: los datos de regalías se pueden establecer en cada activo en el proyecto o la configuración de regalías se puede heredar de otro activo en el escenario, del escenario o del proyecto. Cuando se crea un proyecto por primera vez, se predeterminarán todos los activos nuevos para heredar regalías del proyecto, de manera similar a los datos de interés de la tierra. También se puede acceder mejor a Royalty Data desde la pestaña Data.

- Tax: el porcentaje de impuestos que se debe pagar en los proyectos, varía dependiendo el país y las distintas cláusulas que este tenga. En esta opción es donde se puede agregar este porcentaje.

3.3.2 Creación de pronósticos de producción: Enersight provee una interfaz gráfica y numérica para la creación de pronósticos de producción. Este sistema permite crear estos pronósticos a nivel de pozo basados en declinación volumétrica, relación entre los productos, funciones creadas por el usuario, tablas en base al tiempo o en base a la acumulación de producción. Ver **Figura 12**.

Figura 12: Pestaña de creación de pronósticos de producción.



Fuente: Imagen tomada por el autor.

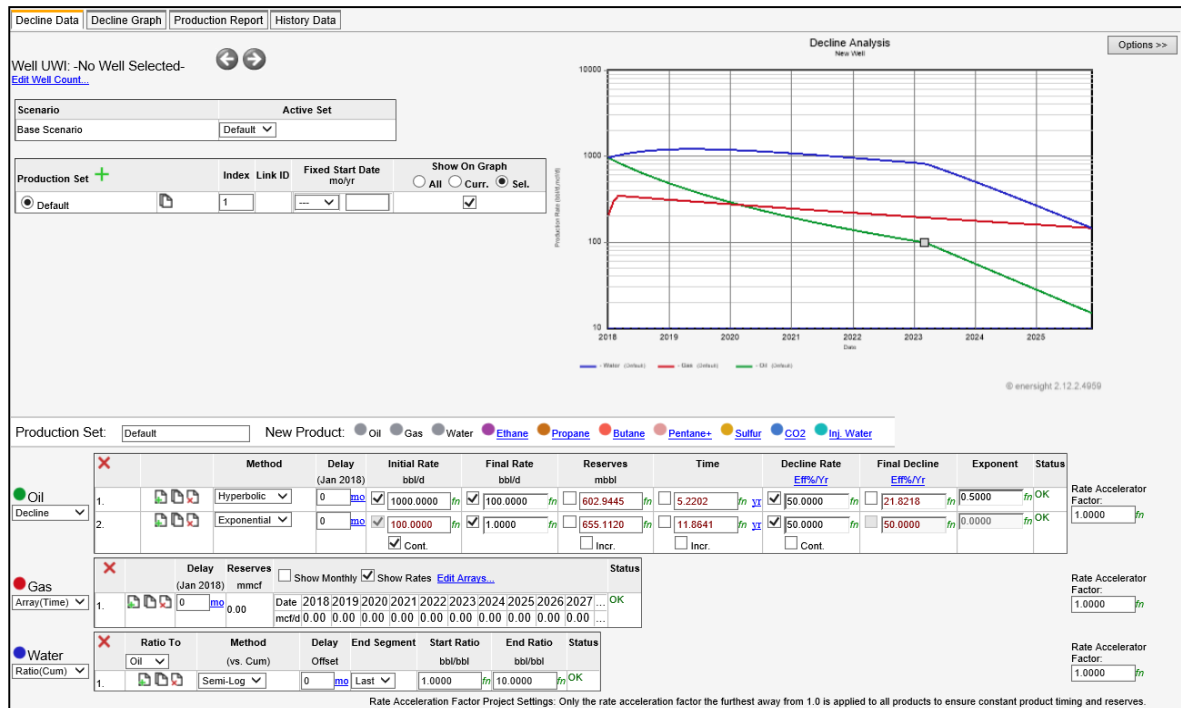
3.3.2.1 Pronósticos de producción por Declinación: Enersight crea las curvas de declinación a partir del método de Arps. Este método tiene en cuenta un gráfico semilogarítmico de la producción vs tiempo, donde se grafican tres tipos de curvas, exponencial, hiperbólica y armónica. El sistema define cuales variables en la ecuación de declinación son ingresados y cuales son calculados. Cuando la combinación de estos parámetros es

invalida para la definición de la ecuación, no se graficará el pronóstico y aparecerá una “X” roja para este segmento, usualmente esto ocurre cuando se han definido muchos parámetros y no se puede resolver la ecuación. Al mismo tiempo, el sistema permite la creación de múltiples segmentos de producción con el fin de mostrar los cambios en la representación de la producción del pozo. Ver pronóstico de producción de petróleo en **Figura 13**.

3.3.2.2 Relación entre los productos: a partir de los pronósticos de producción de uno de los productos, se puede generar otro de acuerdo a la relación que exista entre ellos. Ver pronóstico de producción del agua en la **Figura 12**.

3.3.2.3 Tablas en base al tiempo o acumulación de producción: esta funcionalidad de la herramienta es usada para traer los datos de pronósticos de producción de otras plataformas. La importación utiliza la opción de copiar y pegar del fichero del computador, todos los productos pueden ser traídos al tiempo si estos están organizados en el mismo orden que en los datos del programa. Ver pronóstico de producción del gas en la **Figura 13**.

Figura 13: Pronóstico de producción.



Fuente: Imagen tomada por el autor.

3.3.3 Asignación de costos operativos (OPEX): Enersight es una herramienta que permite ser ajustada a las definiciones y atributos que el usuario/compañía defina dentro de sí misma. Para el caso del OPEX, se crean las definiciones que sean necesarias con el fin de satisfacer las necesidades del usuario/compañía, se les asigna un producto al cual están amarradas, se define el tipo (fijo o variable), se asigna a una clase. Existen un máximo de 20 clases de OPEX, la razón de su existir es para poder diferenciar y agrupar las diferentes definiciones de la misma (ver **Figura 14**). Al mismo tiempo, el objetivo de esta limitación en el número de clases, es debido a que, en la planeación de los proyectos de hidrocarburos, no es necesario llegar a un mayor detalle.

Figura 14: Definiciones de OPEX.

enersight

Operating Cost Definitions:

Test Opcost ▼ New Record Copy OpcostSet Delete

Test Opcost Save Add Definition

☐ Is Global ?

Name	Product	Opcost Type	Opcost Class	Royalty Deduction	Description
Well Fixed	Oil ▼	Fixed ▼	OpcostClass1 ▼	☒	X
Oil	Oil ▼	Variable ▼	OpcostClass2 ▼	☒	X
Trucking (Oil)	Oil ▼	Variable ▼	OpcostClass3 ▼	☒	X
Monthly Per Well	Oil ▼	PerWell ▼	OpcostClass4 ▼	☒	X
Gas	Gas ▼	Variable ▼	OpcostClass1 ▼	☒	X
Water	Water ▼	Variable ▼	OpcostClass5 ▼	☒	X

Fuente: Imagen tomada por el autor.

Una vez se tienen las definiciones en la herramienta, se agrega el/los datos correspondientes en las casillas, teniendo en cuenta las unidades y la fecha efectiva de los costos. Se pueden agregar tantas filas de costos como sean necesarias y se pueden crear funciones dentro de cada uno de ellos dependiendo el nivel de detalle que se requiera manejar en la herramienta. Estos costos pueden estar en los pozos o en las distintas facilidades que se tengan en el modelo. Ver **Figura 15**.

Figura 15: OPEX en los activos.

enersight - Operating Costs - New Well - Base Scenario - (Jan 2018)

Update & Close Update Cancel < prev next > All New Well (Jan 2018)

Operating Costs

☒ Fixed Operating Costs Only Apply After Production Has Started.

☐ Use 'As Sold' Production to calculate local variable per unit operating costs. (For Allocated Costs, this setting must be set where the costs are entered)

Add Opcost	Well Fixed	Oil	Trucking (Oil)	Monthly Per Well	Gas	Water	
Currency:	Dollar	Dollar	Dollar	Dollar	Dollar	Dollar	
Effective Date	m\$/Month	\$/bbl	\$/bbl	m\$/Well/mo	\$/mcf	\$/bbl	Description
Jan 2018	0	0.00	0.00	0	0.00	0.00	

Fuente: Imagen tomada por el autor.

3.3.4 Asignación de restricciones a las facilidades: en la gran mayoría de los proyectos de hidrocarburos, existen limitaciones a la producción de los distintos productos en las distintas facilidades que se modelen en la herramienta. Estas limitaciones pueden cambiar en el tiempo y pueden activarse o desactivarse para hacer distintos escenarios de evaluación y poder generar toma de decisiones.

Los modelos creados dentro de la herramienta pueden llegar a ser tan similares y grandes como lo puede ser una estación de recolección en la vida real si ese es el propósito. Para la gran mayoría de las compañías, en el área de planeación, ese nivel de detalle no es relevante en los proyectos y solo tienen en cuenta las capacidades que puedan llegar a ser restrictivas y afecten la economía de los proyectos. Es importante mencionar que las restricciones también se pueden tener a nivel de pozo.

En la herramienta, para asignar una restricción a un producto (o a todos los fluidos) solo es necesario tener en cuenta la fecha desde la cual es efectiva la restricción y la capacidad en tasa. Ver **Figura 16**.

Figura 16: Asignación de restricciones a los activos.

enersight - Flow Constraints - New Facility - Base Scenario - (Jan 2018)

Update & Close Update Cancel < prev next > All **New Facility (Jan 2018)**

Flow Constraints and Tankage

Add Constraint

Effective Date	Capacity	Product	Interest	Is Floating?	Active?	Comment	Delete
Jan 1 2018	10,000.00	Oil (bbl/d)	Gross	☐	☒		X
Jan 1 2018	20,000.00	Gas (mcf/d)	Gross	☐	☒		X
Jan 1 2018	50,000.00	Water (bbl/d)	Gross	☐	☒		X

Add Tank Data

☒ Expand Temporary Calculation Assets

Effective Date	Product	Opening Balance Storage Volume	Maximum Total Storage Volume	Maximum Period Storage Rate (Zero Ignored)	Delivery Schedule	Delivery Period Every	Period Delivery Volume	Evaporation Period Every	Period Evaporation Volume	Active?	Delete
----------------	---------	--------------------------------	------------------------------	--	-------------------	-----------------------	------------------------	--------------------------	---------------------------	---------	--------

Fuente: Imagen tomada por el autor

3.3.5 Definición de tipos de capital: los proyectos tienen distintos tipos de costos que las compañías tienen discriminados de acuerdo a cierto tipo de necesidades. Enersight permite tener hasta 26 tipos diferentes de capital con el fin de tener el nivel de detalle suficiente para hacer el seguimiento en el capital que se requiera. Esta configuración es creada por el usuario y se utiliza en la creación de las distintas campañas de perforación, workover, expansión de facilidades, etc. Ver **Figura 17**.

Figura 17: Definición de tipos de capital.

Name	Capital Class	Split (%)	Roy. Deduct.	Description	Capital Class	Depreciation Type	Depr. Rate / Years	Depr. After Prod.
Completion	Completion	100	☐		Exploration	UOP_Depletion	100.000	☐
	Exploration	0	☐		Development	UOP_Depletion	30.000	☐
Development	Development	100	☐		Completion	UOP_Depletion	30.000	☐
	Exploration	0	☐		Facility	UOP_Depletion	25.000	☐
Exploration	Exploration	100	☐		Land	UOP_Depletion	10.000	☐
	Exploration	0	☐		Abandonment	UOP_Depletion	0.000	☐
Facility	Facility	100	☐		CapClass1	UOP_Depletion	0.000	☐
	Exploration	0	☐		CapClass2	UOP_Depletion	0.000	☐
Land	Land	100	☐		CapClass3	UOP_Depletion	0.000	☐
	Exploration	0	☐		CapClass4	UOP_Depletion	0.000	☐
Well Service	ExpensedToOpCost	100	☐		CapClass5	UOP_Depletion	0.000	☐
	Exploration	0	☐		CapClass6	UOP_Depletion	0.000	☐
					CapClass7	UOP_Depletion	0.000	☐
					CapClass8	UOP_Depletion	0.000	☐
					CapClass9	UOP_Depletion	0.000	☐
					CapClass10	UOP_Depletion	0.000	☐
					CapClass11	UOP_Depletion	0.000	☐
					CapClass12	UOP_Depletion	0.000	☐
					CapClass13	UOP_Depletion	0.000	☐
					CapClass14	UOP_Depletion	0.000	☐
					CapClass15	UOP_Depletion	0.000	☐
					CapClass16	UOP_Depletion	0.000	☐
					CapClass17	UOP_Depletion	0.000	☐
					CapClass18	UOP_Depletion	0.000	☐
					CapClass19	UOP_Depletion	0.000	☐
					CapClass20	UOP_Depletion	0.000	☐
					ExpensedToOpCost	UOP_Depletion	0.000	☐
					UnallocatedProvision	UOP_Depletion	0.000	☐
					OwnerCosts	UOP_Depletion	0.000	☐

Fuente: Imagen tomada por el autor.

3.3.6 Creación de campañas de perforación, workover y construcción de facilidades: como ya se definió anteriormente, en el módulo Scheduler de la herramienta es donde se deben crear las campañas. Estas campañas tienen una fecha de inicio, curvas tipo, costos, recursos para ejecución de las actividades, etapas dentro de esas actividades, dependencias y/o condiciones entre las mismas, restricciones de distancia entre los pozos que sean cercanos (el cual es muy utilizado en los proyectos de Yacimientos No Convencionales), incluso puede crearse una restricción a la cantidad de capital empleado en un rango de tiempo. La expansión o construcción de facilidades puede tener una restricción de capacidad asociada a las mismas, al igual que sus costos de inversión como sus costos de operación. Al igual que las dependencias y/o condiciones entre las actividades, las distintas

campañas pueden depender unas de otras y hasta que no se termine la primera de ellas, no se podrá ejecutar la que este dependiendo. Ver **Figura 18**.

Figura 18: Campañas de perforación, workover, expansión y construcción de facilidades.

The screenshot displays the Enersight Scheduler interface. The top navigation bar includes tabs for Project List, Network, Scheduler (active), Scenarios, Data, Production, Graphs, Reports, Reservoir, and Notes. Below this, a sub-navigation bar shows Task Editor, Resources(0), Scenario Well List(0), Capital Constraints, Drilling Rules, Gantt Chart, and Settings. A 'Quick Calculate' button is also present. The main area is divided into a left sidebar with a task list (refresh) and a central configuration panel. The task list includes 'Construccion de Facilidades', 'Expansion de facilidades', 'Perforacion Pozos', and 'Workovers'. The central panel is titled 'Drilling: Workovers' and contains tabs for General Program, General Well, Drilling Steps(1), Well List(0), Pad List, and Conditions(1). The 'General Program' tab is active, showing fields for Program Name (Workovers), Active (checked), Earliest Start Date (01/01/2018), Calculation Order (2), Timeline Color (Use Child Task Colors), Drill Wells In Listed Order (checked), Program Should Create Super Wells (After 0.00 d), Enable Multiple Well Tasks (unchecked), Overrides (Secondary resource unavailability, All drilling rules, Distance restrictions (conditions)), Sequence Wells to Meet Constraints at Facility (Full Daily 100%), Collapse Schedule Assuming JIT Steps (unchecked), Treat Constraints as Minimum Production Requirements (unchecked), and Target Factor Decay (1.0). A 'Show Advanced Settings' link is at the bottom.

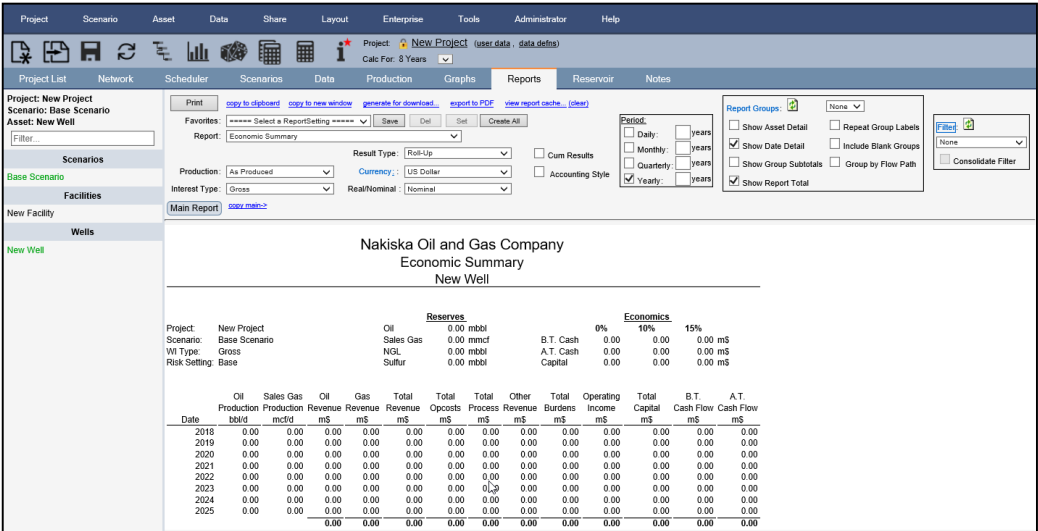
Fuente: Imagen tomada por el autor.

3.3.7 Flujos de caja: Enersight permite ver el comportamiento del flujo de caja en cada uno de los activos una vez se ejecute la simulación del mismo. En el módulo de reportes, se pueden usar los que la herramienta tiene por defecto o incluso configurar los reportes de acuerdo a las necesidades que tenga la compañía.

Los reportes se van a generar por la misma cantidad de tiempo que el usuario definió. Al mismo tiempo, se van a poder ver los reportes de cada uno de los escenarios, facilidades y pozos si así es requerido. La herramienta tiene la facilidad de permitir la agrupación de un reporte por un cierto atributo que se defina en la herramienta, por ejemplo, categorización de reservas, tipo de producción (incremental o básica), trabajo realizado, etc. Adicionalmente, se

puede hacer una doble agrupación dependiendo de la necesidad del reporte que tenga la compañía. Ver **Figura 19**.

Figura 19: Módulo de reportes.



Fuente: Imagen tomada por el autor.

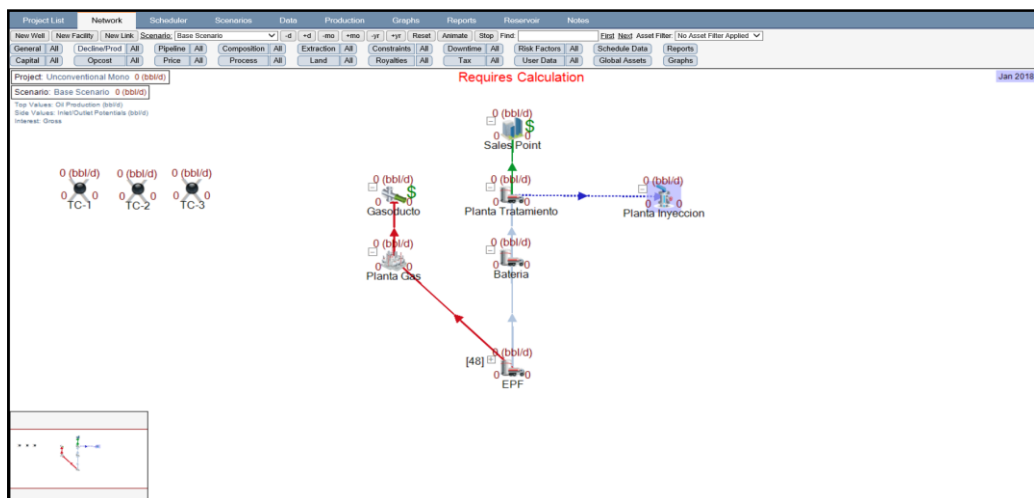
4. ANÁLISIS DE LA PLANEACIÓN DEL DESARROLLO DE LOS PROYECTOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES USANDO LA HERRAMIENTA ENERSIGHT.

Luego de haber visto en los capítulos anteriores la teoría y algunos aspectos técnicos sobre los yacimientos no convencionales y sobre la herramienta Enersight, se hace indispensable hacer un análisis de la planeación del desarrollo de proyectos de este tipo en la herramienta. Para tal fin se utilizó un proyecto netamente teórico en el cual están plasmadas algunas de las premisas que con mayor frecuencia se tiene en cuenta en la evaluación de los proyectos de yacimientos no convencionales.

Es importante tener en cuenta que en este punto ya se hicieron todos los estudios técnicos y teóricos que avalan la coherencia de los datos y la factibilidad de poder llevar a cabo un proyecto de este tipo, por ende, es necesaria su evaluación desde la vista de la planeación de las compañías con el fin de observar como estos proyectos pueden otorgarles reservas y, sobre todo, valor económico.

4.1 PRESENTACIÓN DEL PROYECTO A ANALIZAR

Figura 20: Diagrama esquemático del proyecto a analizar



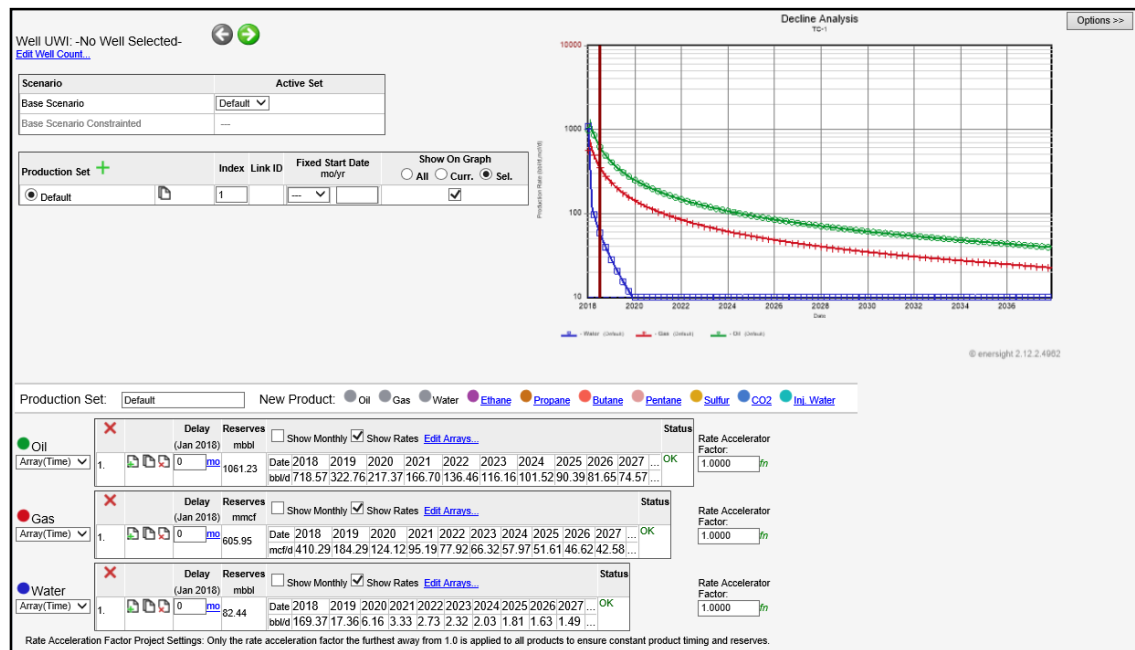
Fuente: Imagen tomada por el autor

Este proyecto está compuesto por un solo campo en el cual se van a desarrollar una cantidad definida de pozos (48), los cuales van a fluir hacia una estación de recolección (EPF), a partir de la cual se hace la separación de las fases producida por los pozos, el Gas va hacia la Planta de Gas y finalmente hacia el gasoducto que es donde se vende este producto. La fase liquida pasa por una Batería y luego por una Planta de Tratamiento de la cual se separan los productos Petróleo y Agua. El petróleo va hacia el punto de venta y el agua hacia una planta de inyección.

Como se mencionó anteriormente, los estudios técnicos para este proyecto ya fueron realizados y avalados por las áreas correspondientes, otorgando así las curvas tipo que se van a utilizar para este modelo en las cuales no se utilizaron los parámetros de declinación sino uso datos cargados a través de una tabla:

- TC-1:

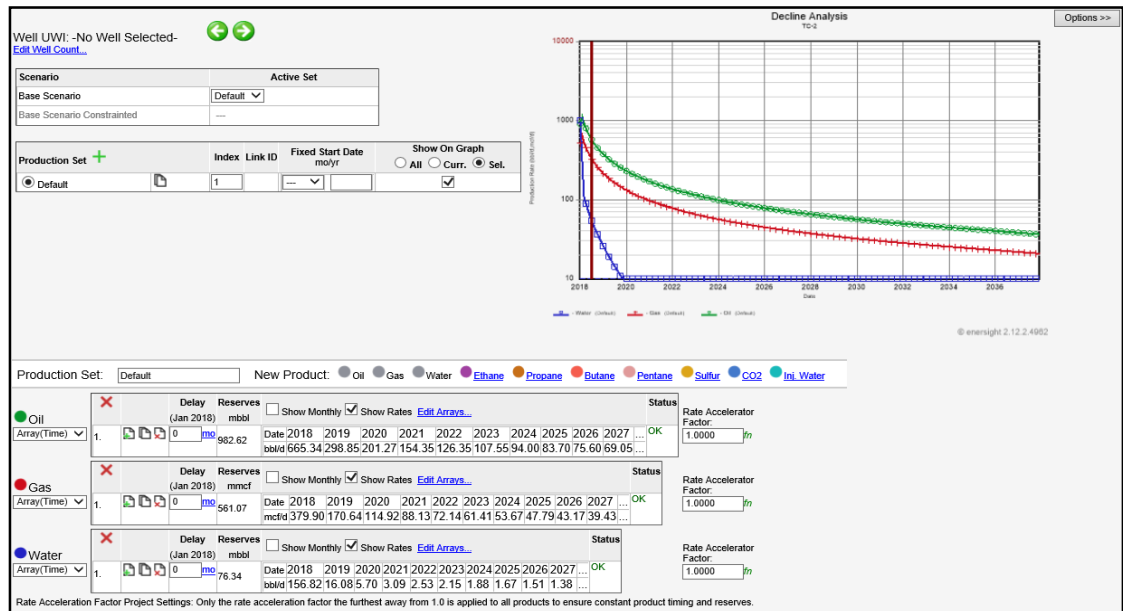
Figura 21: Type Curve 1



Fuente: Imagen tomada por el autor

- TC-2:

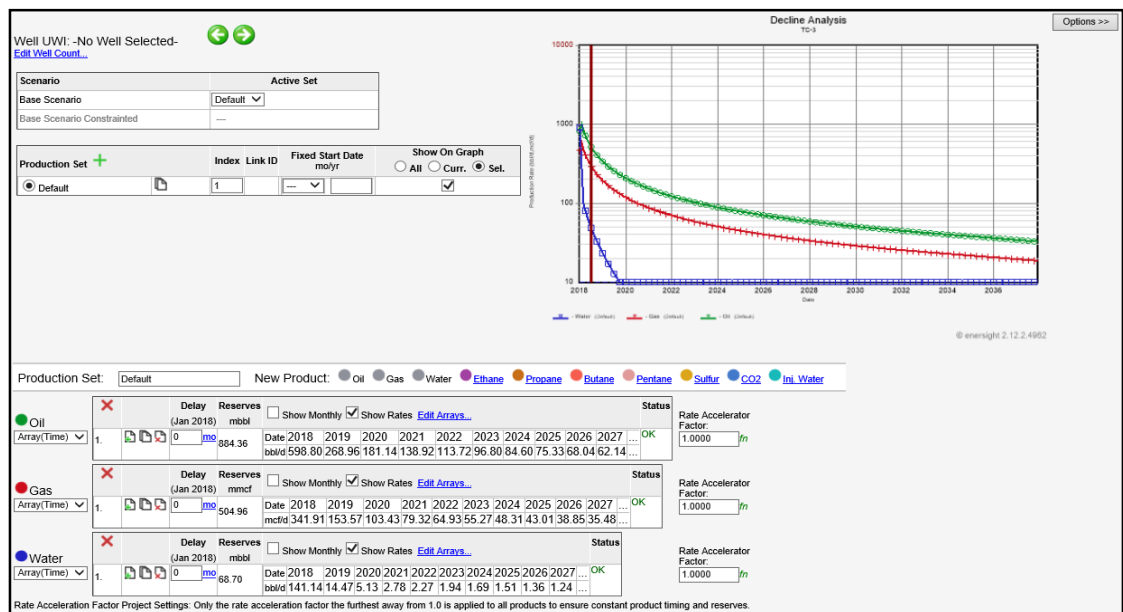
Figura 22: Type Curve 2



Fuente: Imagen tomada por el autor

- TC-3:

Figura 23: Type Curve 3



Fuente: Imagen tomada por el autor

Cada una de estas curvas tipo tienen tres productos, petróleo, agua y gas, su diferencia radica en la cantidad de reservas que aporta cada una y las tasas iniciales de cada uno de estos productos, ya que su comportamiento es similar para las tres.

Los costos operativos están asociados únicamente a nivel de los pozos, sin embargo, la herramienta tiene la facilidad de permitir que estos costos fluyan hacia cada uno de los nodos que se encuentren conectados en el Network y en el sentido en que se defina este flujo. Se determina el Operating Income (ingreso operativo) calculado para cada uno de los pozos y sus distintas facilidades. Estos costos operativos se dividen en fijos (costos de mantenimiento del campo) y variables a la cantidad producida de los productos. Los costos van a estar asociados a las curvas tipo ya que los pozos nuevos que se van a crear a partir de estas, van a heredar todos los atributos que estas tengan definidas tales como producción, costos operativos, costos de abandono y atributos únicos. Los costos operativos se asignaron de la siguiente manera:

Figura 24: Costos operativos

enersight - Operating Costs - TC-1 - Base Scenario - (Jan 2018)

Update & Close Update Cancel < prev next > All TC-1 (Jan 2018)

Operating Costs

☒ Fixed Operating Costs Only Apply After Production Has Started.

☐ Use 'As Sold' Production to calculate local variable per unit operating costs. (For Allocated Costs, this setting must be set where the costs are entered)

Add OpCost	Variable Lift cost	Treatment	Well Fixed W Failure	Well Fixed WO Failure	Gas Compression	Water Disposal	Description
Jan 2018	0	7.00	2.5249601	6.0690118	32.00	3.50	

Fuente: Imagen tomada por el autor

Se tienen 6 costos operativos, Variable Lift Cost, Treatment, Well Fixed W Failure, Well Fixed WO Failure, Gas Compression y Water Disposal. Estos costos normalmente son entregados por las áreas encargadas para tal fin y la razón de sus valores ya ha sido definida por lo cual no se va a entrar a detallar cada uno de estos.

Se tiene definido dos tipos principales de costos, fijos y variables. Ambos tipos de costo van a empezar a contabilizarse una vez la producción comience en cada uno de los pozos.

El flujo de información fluye desde los pozos hacia una facilidad llama EPF. En este proyecto se tienen siete facilidades con distinta función. La EPF es la estación de recolección la cual va a separar los productos líquidos de los gaseosos, razón por la cual se ve que a partir de esta salen dos líneas de flujo, una de color rojo (gas) y una de color gris (remanente de líquidos). La facilidad Planta de Tratamiento es la única que tiene una restricción de capacidad asociada a la cantidad de petróleo por día que puede recibir. Ver **Figura 25**.

Figura 25: Restricción de la facilidad EPF

enersight - Flow Constraints - Planta Tratamiento - Base Scenario - (Jan 2018)

Update & Close Update Cancel < prev next > All **Planta Tratamiento (Jan 2018)**

Flow Constraints and Tankage

Add Constraint

Effective Date	Capacity	Product	Interest	Is Floating?	Active?	Comment	Delete
Jan 1 2018	25,159.76	Oil (bbl/d)	Gross	☐	☒		X

Add Tank Data

☐ Expand Temporary Calculation Assets

Effective Date	Product	Opening Balance Storage Volume	Maximum Total Storage Volume	Maximum Period Storage Rate (Zero Ignored)	Delivery Schedule	Delivery Period Every	Period Delivery Volume	Evaporation Period Every	Period Evaporation Volume	Active?	Delete
----------------	---------	--------------------------------	------------------------------	--	-------------------	-----------------------	------------------------	--------------------------	---------------------------	---------	--------

Fuente: Imagen tomada por el autor

Para generar los ingresos a partir de la producción de fluidos, es necesario asignar los precios para los productos petróleo y gas en los distintos puntos de venta. Estos precios se comportan de manera constante en el tiempo, el precio de venta para el petróleo es de \$65/bbl y para el gas el precio es de \$4.5/mmBTU:

Figura 26: Tabla de Precios

The screenshot shows the Enersight web interface for price forecasts. The browser address bar displays 'https://www21.enersight.net/ - enersight - Price Forecasts - Internet Explorer'. The page title is 'enersight'. Below the title, there are buttons for 'New Price Set', 'Copy Price Set', 'Delete Price Set', 'Save', and 'Open Access Control Settings (Owner/Admins Only)'. A 'Price Detail' section shows 'Unconventional Price' selected. Below this, there are fields for 'Price Name', 'Price Type' (Base), 'Currency' (no value), and 'Monthly' checkbox. A 'Description' field is also present. The main table displays price forecasts for various commodities from January 2012 to January 2034. The table has columns for 'Effective Date', 'Oil', 'Gas', 'Ethane', 'Propane', 'Butane', 'Pentane', 'Sulfur', and 'Real Price Esc'. Each commodity column has a unit and a price value. The 'Real Price Esc' column has a unit and a price value. The table is sorted by 'Effective Date' in ascending order.

Effective Date	Oil \$/bbl	Gas \$/mmBTU	Ethane \$/bbl	Propane \$/bbl	Butane \$/bbl	Pentane \$/bbl	Sulfur \$/bbl	Real Price Esc
Jan 2012	65.00	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Jan 2013	65.00	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Jan 2014	65.00	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Jan 2015	65.00	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Jan 2016	65.00	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Jan 2017	65.00	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Jan 2018	65.00	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Jan 2019	65.00	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Jan 2020	65.00	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Jan 2021	65.00	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Jan 2022	65.00	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Jan 2023	65.00	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Jan 2024	65.00	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Jan 2025	65.00	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Jan 2026	65.00	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Jan 2027	65.00	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Jan 2028	65.00	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Jan 2029	65.00	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Jan 2030	65.00	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Jan 2031	65.00	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Jan 2032	65.00	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Jan 2033	65.00	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000
Jan 2034	65.00	4.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.000

Fuente: Imagen tomada por el autor

Este proyecto tiene contemplado un plan de desarrollo para la perforación y puesta en producción de 48 pozos horizontales, los cuales van a ser perforados en PADs de producción debido que esta es la opción técnica y económica más viable para este tipo de pozos. En total serán 10 PAD de los cuales los primeros seis van a estar compuestos por cuatro pozos cada uno y los restantes estarán compuestos por 6 pozos.

Se configuraron un total de 5 recursos que van a ser usados dentro del plan de desarrollo. Estos recursos tienen una fecha de inicio y una fecha de fin, además de los distintos trabajos o actividades que pueden realizar cada uno de estos. Dos de estos cinco recursos son taladros de perforación los cuales solo pueden ejecutar esta actividad, ninguna otra. Un recurso de Spudder, uno para realizar los fracturamientos y uno de Coiled Tubing.

Para este plan de desarrollo, se creó un programa de perforación en el módulo de Scheduler, llamado "Drilling Program". En este programa se configuraron un total de

10 pazos que cada pozo debe tener para poder iniciar su producción y, por ende, genere costos e ingresos. El objetivo de la cantidad de pazos que se configuran en los modelos es el de tener una visión de las distintas etapas que se deben tener en cuenta para la ejecución de las actividades a realizar, estas etapas pueden tener asociados los tipos de capital con el fin de poder hacer un seguimiento a cada categoría de estas, como se explicó en capítulos anteriores, la herramienta tiene la capacidad de poder asignar los tipos de capital que la compañía desee hacer seguimiento y agrupar para poder observar su cantidad y tiempos de ejecución esperados en el módulo de reportes. Los pasos tienen algunos atributos predefinidos como el tipo de recurso que requiere para que se pueda realizar, duraciones y el tipo de capital al cual va a estar asociado. Estos atributos se pueden modificar mediante el WellList ya que es en donde se definen las distintas características que tienen los pozos a ser creados. Todos y cada uno de estos pasos son descritos a continuación con el fin de entender cuál su función en el modelo.

4.1.1 Step1- LOC: Este paso tiene como fin la adecuación de las locaciones para la perforación de los pozos. Este paso no tiene ningún recurso asociado para poder ejecutarse ni una duración específica, este paso tiene dos condiciones para poder ejecutarse y es que debe terminar justo a tiempo para poder iniciar el paso 2 o paso 4.

Figura 27: Step 1

Steps: [Add](#)

Step 1 Step 2 Step 3 Step 4 Step 5 Step 6 Step 7 Step 8 Step 9 Step 10

Step: 1 ☒ Is Active ☐ Build Pad

Description: LOC

Start Date (mm/dd/yyyy): ☒ Start ASAP

Required Work Type: Default or None

Required Resource: 1st. Available

2nd Required Resource: Not Needed

Step Duration: 0.00 d

Booked As: RTD GandG(Formation) Time

Capital Type 1: Location

Capital Type 2: Abandonment

Fixed Costs 1 (m\$): 0

Fixed Costs 2 (m\$): 0

Units of Work 1: 0

Units of Work 2: 0

☐ Can Produce when Finished

[Show Advanced Settings](#)

Condition Test: ☐ And ☒ Or

[Add Condition](#)

Condition Type	Condition Test
Finish Just In Time	Step 2
Finish Just In Time	Step 4
Or	

Fuente: Imagen tomada por el autor

4.1.2 Step 2- Spudder: Debido a que la perforación de los pozos horizontales comienza con siendo vertical, esta sección vertical se realiza con un Spudder Rig, el cual es un tipo de taladro que se utiliza para la perforación de la primera sección del pozo, en algunos casos llamado el Top Hole o la parte inicial del pozo. Para este proyecto es una etapa importante de verificar en cuanto a la cantidad de costos de inversión y la duración de la misma.

Figura 28: Step 2

The screenshot shows a software interface for configuring drilling steps. The 'Drilling Steps(10)' tab is active, displaying a list of steps from Step 1 to Step 10. Step 2 is selected and highlighted. The configuration for Step 2 is as follows:

- Step:** 2 (selected from a dropdown)
- Description:** Spudder (with a 'delete step' link)
- Start Date (mm/dd/yyyy):** [Empty field]
- Required Work Type:** Spudder (selected from a dropdown)
- Required Resource:** Spud (selected from a dropdown)
- Step Duration:** 0.00 (with units 'd' and 'fn')
- Capital Type 1:** Spudder (selected from a dropdown)
- Fixed Costs 1 (m\$):** 0 (with unit 'fn')
- Units of Work 1:** 0 (with unit 'fn')
- 2nd Required Resource:** -- Not Needed -- (selected from a dropdown)
- Booked As:** TopHole (selected from a dropdown)
- Capital Type 2:** Abandonment (selected from a dropdown)
- Fixed Costs 2 (m\$):** 0 (with unit 'fn')
- Units of Work 2:** 0 (with unit 'fn')
- Condition Test:** And (selected from radio buttons)
- Add Condition:** [Button]
- Condition Type:** [Empty field]
- Condition Test:** [Empty field]
- No Conditions Defined:** [Text]
- Can Produce when Finished:** [Unchecked checkbox]
- Show Advanced Settings:** [Dropdown arrow]

Fuente: Imagen tomada por el autor

4.1.3 Step 3- Spud Demov: Una vez finalizada la etapa de la perforación de la parte inicial del pozo, hay que realizar un cambio de herramienta para poder iniciar la perforación direccional, sin embargo, retirar el Spudder Rig lleva un tiempo y unos costos asociados, aunque no son muy altos, para este proyecto es importante llevar seguimiento de esta etapa.

Figura 29: Step 3

The screenshot displays the 'Drilling Steps(10)' configuration window. At the top, there are tabs for 'General Program', 'General Well', 'Drilling Steps(10)', 'Well List(0)', 'Pad List', and 'Conditions(0)'. Below the tabs, a 'Steps:' section shows a sequence of steps from Step 1 to Step 10, with Step 3 highlighted. The main configuration area for Step 3 includes the following fields:

- Step:** 3 (dropdown), ☒ **Is Active**, ☐ **Build Pad**
- Description:** Spud Demov (text field), [delete step](#) (link)
- Start Date (mm/dd/yyyy):** ☒ **Start ASAP**
- Required Work Type:** Default or None (dropdown)
- Required Resource:** Spud (dropdown), **2nd Required Resource:** -- Not Needed -- (dropdown)
- Step Duration:** 0.00 (text field), **Booked As:** Production (dropdown), **Time:** (dropdown)
- Capital Type 1:** Horizontal Drill (dropdown), **Capital Type 2:** Abandonment (dropdown)
- Fixed Costs 1 (m\$):** 0 (text field), **Fixed Costs 2 (m\$):** 0 (text field)
- Units of Work 1:** 0 (text field), **Units of Work 2:** 0 (text field)
- ☐ **Can Produce when Finished**

At the bottom left, there is a [Show Advanced Settings](#) link. On the right side, there is a 'Condition Test' panel with radio buttons for 'And' (selected) and 'Or'. Below this is an 'Add Condition' button and a table with two columns: 'Condition Type' and 'Condition Test'. The table contains one row with 'Start After' in the 'Condition Type' column and 'Step 2' in the 'Condition Test' column, followed by a red 'X' icon.

Fuente: Imagen tomada por el autor

4.1.4 Step 4- Perf: Teniendo terminada la etapa de Spudder, se inicia la perforación direccional la cual tiene tres condiciones para poder llevarse a cabo. La primera es que no se puede realizar la perforación de ningún pozo si algún otro se encuentra en etapa de fracturamiento bajo una distancia específica definida dentro del step, esto se debe a que, si se realiza una perforación cerca de un fracturamiento, se pueden crear conexiones entre los pozos lo cual no es deseado por distintos problemas de influjos y comunicaciones de los fluidos sin control. Para esta condición es necesaria la información de las coordenadas de los pozos tanto de los existentes como de los que se van a perforar, si esta condición es superada, se tiene en cuenta otra condición que es si los pozos cercanos están listos para fracturamiento de la misma manera que la condición anterior, con una restricción por distancia, y por último que esta etapa no pueda empezar si no se ha terminado la etapa anterior.

Figura 30: Step 4

Fuente: Imagen tomada por el autor

4.1.5 Step 5- Perf Demov: De igual manera que con el Spud Rig, es necesario realizar una desmovilización de la herramienta para poder iniciar la etapa de fracturamiento.

Figura 31: Step 5

Fuente: Imagen tomada por el autor

4.1.6 Step 6- Pre Frac: En esta etapa se prepara el sitio para el equipo de fracturamiento, se tienen en cuenta las medidas de los tanques, equipos, líneas, preparación del fluido de fracturamiento, cambio en el lodo de

Figura 32: Step 6

Fuente: Imagen tomada por el autor

53

Figura 33: Step 7

The screenshot shows the 'Step 7' configuration window. The 'Steps' tab at the top indicates Step 7 is selected. The 'Step' dropdown is set to 7, and 'Is Active' is checked. The 'Description' is 'Frac'. The 'Start Date' is set to 'Start ASAP'. The 'Required Work Type' is 'Completion Rig', and the 'Required Resource' is 'Frac Set'. The 'Step Duration' is 0.00. The 'Capital Type 1' is 'Frac'. The 'Fixed Costs 1 (m\$)' is 0. The 'Units of Work 1' is 0. The '2nd Required Resource' is 'Not Needed'. The 'Booked As' is 'Frac'. The 'Capital Type 2' is 'Abandonment'. The 'Fixed Costs 2 (m\$)' is 0. The 'Units of Work 2' is 0. The 'Condition Test' is set to 'And', and the 'Condition Type' is 'Start After', with the 'Condition Test' set to 'Step 6'. The 'Can Produce when Finished' checkbox is unchecked. The 'Hide Advanced Settings' button is visible. The 'Advanced Settings' section includes fields for 'Mobilization Duration', 'Demobilization Duration', 'Drilling Depth (ft)', 'Resource Group', 'Step Start Group', 'Auto-Downtime', 'Job Material Sheets', 'Strike Angle (deg)', 'Shut In Production at wells', 'Global Schedule', and 'Work Overs'.

Fuente: Imagen tomada por el autor

4.1.8 Step 8- Coiled Tubing: Esta etapa es la correspondiente a la adecuación de los pozos ya fracturados y a poner el Coiled Tubing para la producción de los fluidos a través de esta tubería flexible. Su única condición es iniciar una vez se termine la fase de fracturamiento.

Figura 34: Step 8

The screenshot shows the 'Step 8' configuration window. The 'Steps' tab at the top indicates Step 8 is selected. The 'Step' dropdown is set to 8, and 'Is Active' is checked. The 'Description' is 'Coiled Tubing'. The 'Start Date' is set to 'Start ASAP'. The 'Required Work Type' is 'CTU', and the 'Required Resource' is 'CTU'. The 'Step Duration' is 0.00. The 'Capital Type 1' is 'CTU'. The 'Fixed Costs 1 (m\$)' is 0. The 'Units of Work 1' is 0. The '2nd Required Resource' is 'Not Needed'. The 'Booked As' is 'Lease Access'. The 'Capital Type 2' is 'Abandonment'. The 'Fixed Costs 2 (m\$)' is 0. The 'Units of Work 2' is 0. The 'Condition Test' is set to 'And', and the 'Condition Type' is 'Start After', with the 'Condition Test' set to 'Step 7'. The 'Can Produce when Finished' checkbox is unchecked. The 'Show Advanced Settings' button is visible. The 'Advanced Settings' section includes fields for 'Mobilization Duration', 'Demobilization Duration', 'Drilling Depth (ft)', 'Resource Group', 'Step Start Group', 'Auto-Downtime', 'Job Material Sheets', 'Strike Angle (deg)', 'Shut In Production at wells', 'Global Schedule', and 'Work Overs'.

Fuente: Imagen tomada por el autor

4.1.9 Step 9- Prep to Flow: Una vez se tiene la tubería en el pozo, la cuadrilla se debe preparar con todo el equipo para recibir los fluidos que se van a producir, estos fluidos inicialmente serán una combinación de arena, agua, químicos y los productos que se encontraban en la roca, inicialmente saldrá el fluido utilizado para el fracturamiento, razón por la cual es necesario tener listas las facilidades para recibir todo este material y poder llevarlo a sus distintos destinos (rehúso, inyección o vertimiento).

Figura 35: Step 9

The screenshot shows the 'Drilling Steps(10)' tab in the software. Step 9 is selected and highlighted. The configuration for Step 9 is as follows:

- Step:** 9 (selected), ☒ Is Active, ☐ Build Pad
- Description:** Prep to Flow (with a [delete step](#) link)
- Start Date (mm/dd/yyyy):** ☒ Start ASAP
- Required Work Type:** Default or None
- Required Resource:** -- 1st. Available --
- Step Duration:** 0.00 m (with a green 'fn' indicator)
- Capital Type 1:** Abandonment
- Fixed Costs 1 (m\$):** 0 (with a green 'fn' indicator)
- Units of Work 1:** 0 (with a green 'fn' indicator)
- 2nd Required Resource:** -- Not Needed --
- Booked As:** RTD Permitting
- Capital Type 2:** Abandonment
- Fixed Costs 2 (m\$):** 0 (with a green 'fn' indicator)
- Units of Work 2:** 0 (with a green 'fn' indicator)
- ☐ Can Produce when Finished
- [Show Advanced Settings](#) (with a dropdown arrow)

On the right, the **Condition Test** section shows:

- Condition Test:** ☒ And, ☐ Or
- Add Condition** button
- Condition Type:** Start After
- Condition Test:** Step 8 (with a red 'X' icon)

Fuente: Imagen tomada por el autor

4.1.10 Step 10- Production: Esta última etapa se utiliza para saber la fecha en la que el pozo entrará en producción y si es necesario hacer una espera para poder poner el pozo en línea.

Figura 36: Step 10

The screenshot shows the 'Drilling Steps(10)' tab in the software. Step 10 is selected and highlighted. The configuration for Step 10 is as follows:

- Step:** 10 (selected), ☒ Is Active, ☐ Build Pad
- Description:** Production (with a [delete step](#) link)
- Start Date (mm/dd/yyyy):** ☒ Start ASAP
- Required Work Type:** Default or None
- Required Resource:** -- 1st. Available --
- Step Duration:** 2.00 d (with a green 'fn' indicator)
- Capital Type 1:** On Prod
- Fixed Costs 1 (m\$):** 0 (with a green 'fn' indicator)
- Units of Work 1:** 0 (with a green 'fn' indicator)
- 2nd Required Resource:** -- Not Needed --
- Booked As:** Ready to Frac
- Capital Type 2:** Abandonment
- Fixed Costs 2 (m\$):** 0 (with a green 'fn' indicator)
- Units of Work 2:** 0 (with a green 'fn' indicator)
- ☒ Can Produce when Finished
- [Show Advanced Settings](#) (with a dropdown arrow)

On the right, the **Condition Test** section shows:

- Condition Test:** ☒ And, ☐ Or
- Add Condition** button
- Condition Type:** Start After
- Condition Test:** Step 9 (with a red 'X' icon)

Fuente: Imagen tomada por el autor

En la sección del Scheduler, existe una pestaña llamada “Scenario WellList” esta opción es para configurar el listado de pozos con los distintos parámetros que se quieren importar en el pozo, tales como el pozo tipo del cual va a ser generado, el PAD al que pertenece, hacia donde fluye, las coordenadas, fechas de inicio, duraciones, costos y recursos requeridos de cada una de las etapas. Este módulo tiene la facilidad de poder editar esta tabla dentro de la herramienta (Ver **Figura 37**) y al mismo tiempo en un documento de Excel (Ver **Figura 38**).

Figura 37: Scenario Well List en la herramienta

Drilling Program	Well Name	Pad	Well Count	Template Name	Flows To	Rate/Reserves (Factor)	WI (%)	NRI (%)	X0 (Surface)	Y0 (Surface)	X1 (Heel)	Y1 (Heel)	X2 (Toe)	Y2 (Toe)	User Data	Steps to Complete Well
Drilling Program	Well-1009_PAD 1	PAD 1	1	TC-1	EPF	1			100	-38.22495804	-68.68207312	-68.68381002	-38.22287786	-68.68391522	-38.19775402	1
																30
																7
																5
																17
																6
																4
																41
																9
																1
																10
																30
																7
																5
																17
																6
																4
																41
																9
																1
																10
																30
																7
																5
																17
																6
																4
																41
																9
																1
																10

Fuente: Imagen tomada por el autor

Figura 38: Scenario Well List en Excel

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S
1	Drilling Program	Well-1009_PAD 1	PAD 1	1	TC-1	EPF	1	100	-38.22496	-68.68207	-68.684	-38.222	-68.68	-38.2	1				
2	Drilling Program	Well-1010_PAD 1	PAD 1	1	TC-1	EPF	1	100	-38.22496	-68.68196	-68.682	-38.222	-68.68	-38.2	2				
3	Drilling Program	Well-1011_PAD 1	PAD 1	1	TC-1	EPF	1	100	-38.22496	-68.68184	-68.681	-38.222	-68.68	-38.2	1				
4	Drilling Program	Well-1012_PAD 1	PAD 1	1	TC-1	EPF	1	100	-38.22496	-68.68173	-68.68	-38.222	-68.68	-38.2	2				
5	Drilling Program	Well-1013_PAD 2	PAD 2	1	TC-2	EPF	1	100	-38.22499	-68.67636	-68.678	-38.222	-68.68	-38.2	1				
6	Drilling Program	Well-1014_PAD 2	PAD 2	1	TC-2	EPF	1	100	-38.22499	-68.67625	-68.677	-38.222	-68.68	-38.2	2				
7	Drilling Program	Well-1015_PAD 2	PAD 2	1	TC-2	EPF	1	100	-38.22498	-68.67613	-68.675	-38.222	-68.68	-38.2	1				
8	Drilling Program	Well-1016_PAD 2	PAD 2	1	TC-2	EPF	1	100	-38.22498	-68.67602	-68.674	-38.222	-68.67	-38.2	2				
9	Drilling Program	Well-1025_PAD 3	PAD 3	1	TC-2	EPF	1	100	-38.22503	-68.67065	-68.672	-38.222	-68.67	-38.2	1				
10	Drilling Program	Well-1026_PAD 3	PAD 3	1	TC-2	EPF	1	100	-38.22503	-68.67054	-68.671	-38.222	-68.67	-38.2	2				
11	Drilling Program	Well-1027_PAD 3	PAD 3	1	TC-2	EPF	1	100	-38.22503	-68.67042	-68.67	-38.222	-68.67	-38.2	1				
12	Drilling Program	Well-1028_PAD 3	PAD 3	1	TC-2	EPF	1	100	-38.22503	-68.67031	-68.668	-38.222	-68.67	-38.2	2				
13	Drilling Program	Well-1029_PAD 4	PAD 4	1	TC-1	EPF	1	100	-38.22504	-68.66494	-68.667	-38.222	-68.67	-38.2	1				
14	Drilling Program	Well-1030_PAD 4	PAD 4	1	TC-1	EPF	1	100	-38.22504	-68.66483	-68.665	-38.222	-68.67	-38.2	2				
15	Drilling Program	Well-1031_PAD 4	PAD 4	1	TC-1	EPF	1	100	-38.22504	-68.66471	-68.664	-38.222	-68.66	-38.2	1				
16	Drilling Program	Well-1032_PAD 4	PAD 4	1	TC-1	EPF	1	100	-38.22504	-68.6646	-68.662	-38.222	-68.66	-38.2	2				
17	Drilling Program	Well-2041_PAD 5	PAD 5	1	TC-1	EPF	1	100	-38.22232	-68.65901	-68.661	-38.219	-68.66	-38.19	1				
18	Drilling Program	Well-2042_PAD 5	PAD 5	1	TC-1	EPF	1	100	-38.22232	-68.65889	-68.66	-38.219	-68.66	-38.19	2				
19	Drilling Program	Well-2043_PAD 5	PAD 5	1	TC-1	EPF	1	100	-38.22232	-68.65878	-68.658	-38.219	-68.66	-38.19	1				
20	Drilling Program	Well-2044_PAD 5	PAD 5	1	TC-1	EPF	1	100	-38.22232	-68.65866	-68.657	-38.219	-68.66	-38.19	2				
21	Drilling Program	Well-2045_PAD 6	PAD 6	1	TC-1	EPF	1	100	-38.22231	-68.6533	-68.655	-38.219	-68.66	-38.19	1				
22	Drilling Program	Well-2046_PAD 6	PAD 6	1	TC-1	EPF	1	100	-38.22231	-68.65318	-68.654	-38.219	-68.65	-38.19	2				
23	Drilling Program	Well-2047_PAD 6	PAD 6	1	TC-1	EPF	1	100	-38.22231	-68.65307	-68.652	-38.219	-68.65	-38.19	1				
24	Drilling Program	Well-2048_PAD 6	PAD 6	1	TC-1	EPF	1	100	-38.22231	-68.65295	-68.651	-38.219	-68.65	-38.19	2				
25	Drilling Program	Well-2017_PAD 7	PAD 7	1	TC-2	EPF	1	100	-38.24743	-68.6797	-68.683	-38.245	-68.68	-38.22	1				
26	Drilling Program	Well-2018_PAD 7	PAD 7	1	TC-2	EPF	1	100	-38.24743	-68.67959	-68.682	-38.245	-68.68	-38.22	2				
27	Drilling Program	Well-2019_PAD 7	PAD 7	1	TC-2	EPF	1	100	-38.24743	-68.67947	-68.68	-38.245	-68.68	-38.22	1				

Fuente: Imagen tomada por el autor

Teniendo definida la campaña de perforación, se debe configurar en la herramienta el porcentaje de regalías e impuestos que se pagan para que la evaluación de este sea completa y se puedan realizar los distintos análisis de flujo de caja antes y después de impuestos. Para el caso de este proyecto se tiene un porcentaje de regalías del 15% de los ingresos tanto para el gas como para el petróleo. Mientras que para el caso de los impuestos se tiene un porcentaje sobre el ingreso operativo del 30%. Ver **Figura 39** y **Figura 40**.

Figura 39: Configuración de Porcentajes de Regalías

Fuente: Imagen tomada por el autor

Figura 40: Configuración porcentaje de impuestos

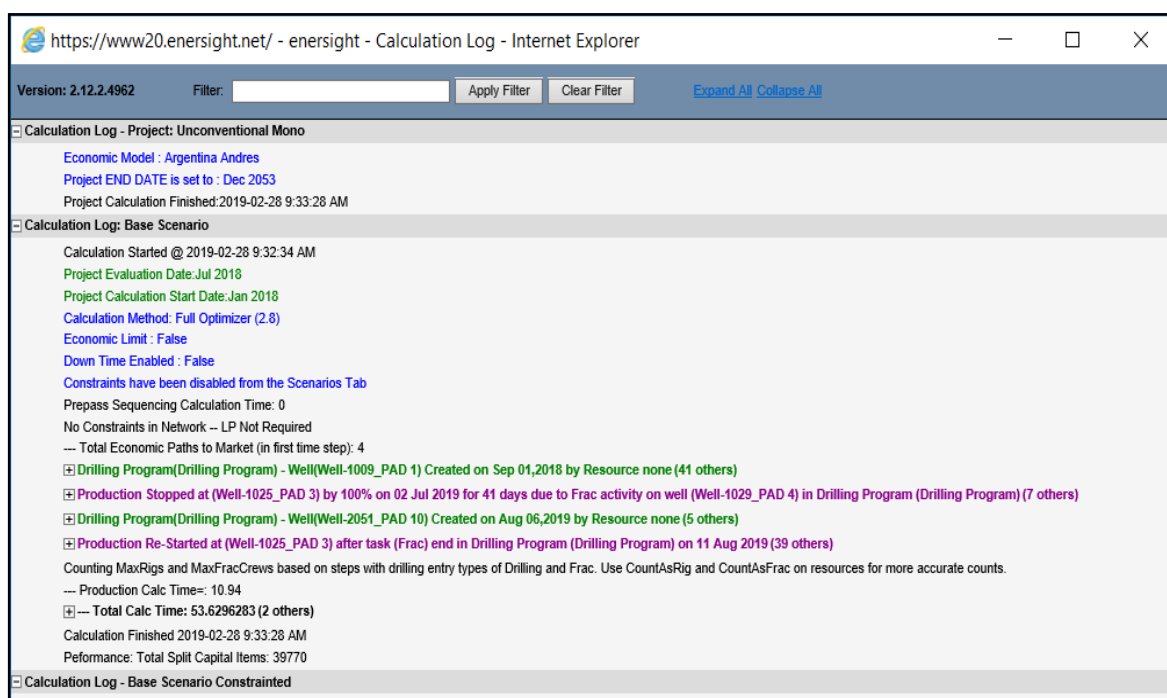
Fuente: Imagen tomada por el autor

4.2 PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

Descritos todos los parámetros de este proyecto, se ejecuta la simulación del mismo y se observan los resultados en los distintos módulos que tiene la herramienta tales como el Calculation Information, Gantt Chart, Graph SL y Reports. A partir de esos módulos es donde el usuario va a realizar los análisis de los mismos, con el fin de poder tomar las decisiones en los momentos pertinentes si se hace un seguimiento continuo del proyecto.

4.2.1 Calculation Information: en este módulo se pueden observar los distintos registros generados por la herramienta en la simulación realizada del proyecto. Ver **Figura 41**.

Figura 41: Calculation Information



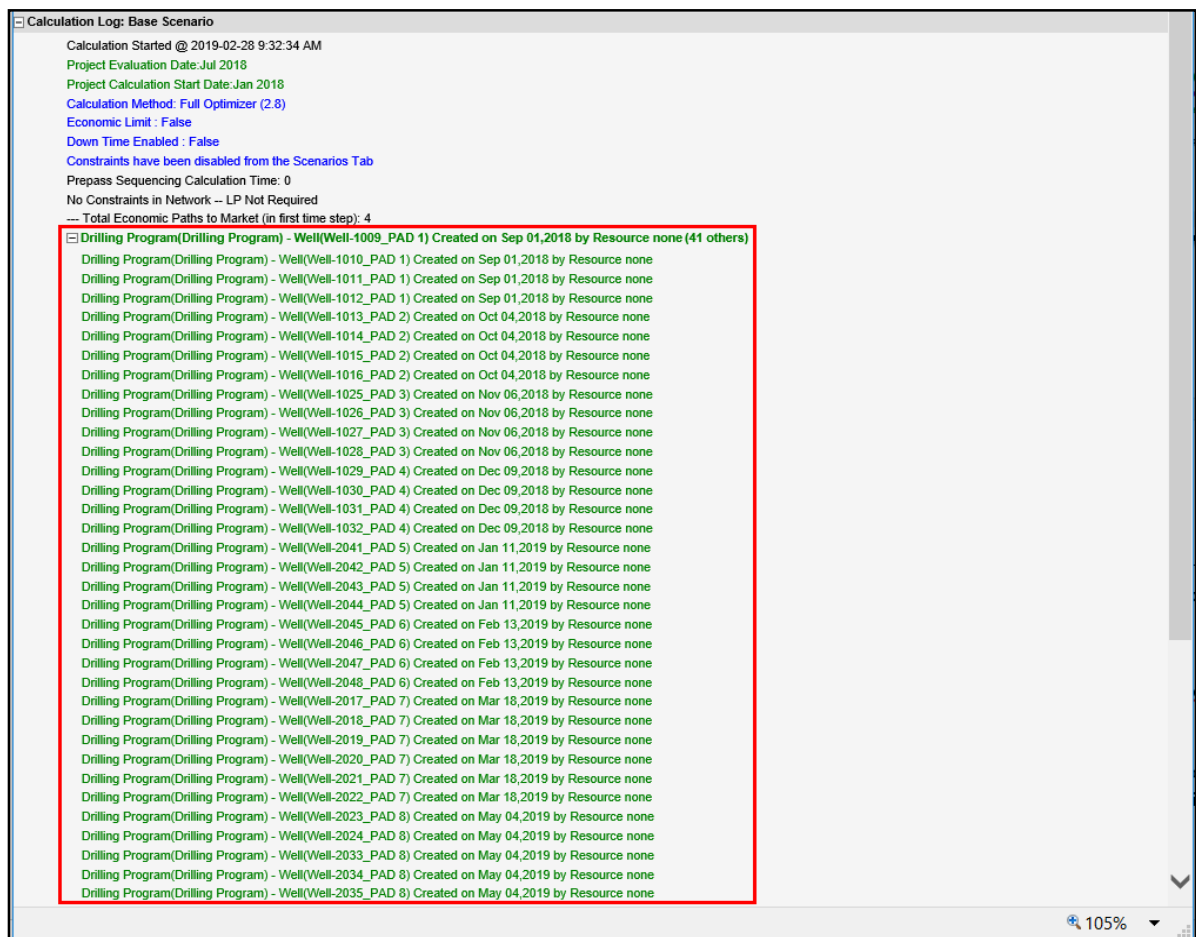
Fuente: Imagen tomada por el autor

Para este proyecto, al tener la información correcta en los distintos módulos, no se muestran registros de errores o advertencias a tener en cuenta en el modelo. Se observa el día en que se realizó la simulación, las fechas de inicio de evaluación, el

modelo utilizado, si estaba activo el Limite Económico, si hay restricciones, eventos de cierre de pozos, etc.

En este se puede ver en color verde que el programa de perforación “Drilling Program” inicio la creación de los distintos pozos en Sep 01, 2018 y el recurso utilizado (Ver **Figura 42**), adicionalmente, la herramienta realiza una agrupación de estos eventos y para entrar al detalle solo hay que expandir el evento haciendo clic en el + que se encuentra a la izquierda. De la misma manera, pero en color morado, se pueden observar los distintos pozos que se cerraron, y posteriormente se abrieron de nuevo (Ver **Figura 43**), con el fin de permitir la actividad de fracturamiento de los pozos nuevos provenientes del programa de perforación.

Figura 42: Calculation Information – Pozos nuevos creados



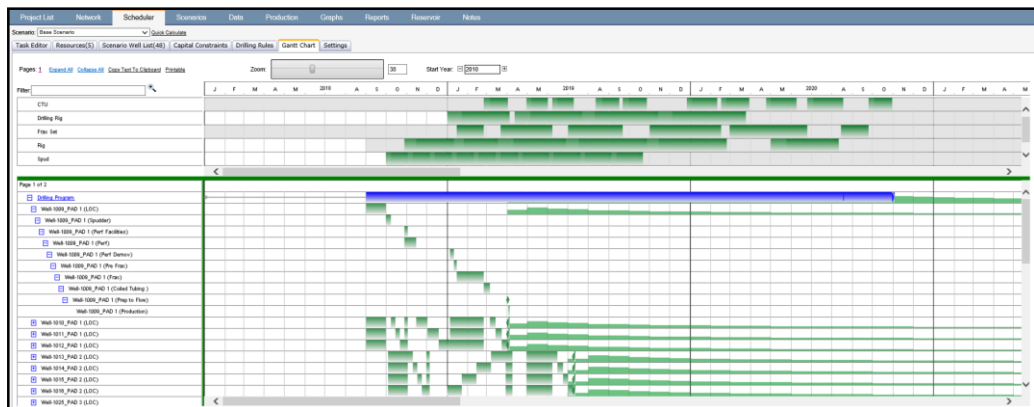
Fuente: Imagen tomada por el autor

- Calculation Log : Base Scenario
 Calculation Started @ 2019-02-28 9:32:34 AM
 Project Evaluation Date: Jul 2018
 Project Calculation Start Date: Jan 2018
 Calculation Method: Full Optimizer (2.8)
 Economic Limit : False
 Down Time Enabled : False
 Constraints have been disabled from the Scenarios Tab
 Prepass Sequencing Calculation Time: 0
 No Constraints in Network – LP Not Required
 --- Total Economic Path to Market (in first time step): 4
 (+) Drilling Program (Drilling Program) - Well(Well-1009_PAD 1) Created on Sep 01,2018 by Resource none (41 others)
 (-) Production Stopped at (Well-1025_PAD 3) by 100% on 02 Jul 2019 for 41 days due to Frac activity on well (Well-1029_PAD 4) in Drilling Program (Drilling Program) (7 others)
 (-) Production Stopped at (Well-1027_PAD 3) by 100% on 02 Jul 2019 for 41 days due to Frac activity on well (Well-1029_PAD 4) in Drilling Program (Drilling Program)
 (-) Production Stopped at (Well-1028_PAD 3) by 100% on 02 Jul 2019 for 41 days due to Frac activity on well (Well-1029_PAD 4) in Drilling Program (Drilling Program)
 (-) Production Stopped at (Well-1025_PAD 3) by 100% on 02 Jul 2019 for 41 days due to Frac activity on well (Well-1030_PAD 4) in Drilling Program (Drilling Program)
 (-) Production Stopped at (Well-1027_PAD 3) by 100% on 02 Jul 2019 for 41 days due to Frac activity on well (Well-1030_PAD 4) in Drilling Program (Drilling Program)
 (-) Production Stopped at (Well-1028_PAD 3) by 100% on 02 Jul 2019 for 41 days due to Frac activity on well (Well-1030_PAD 4) in Drilling Program (Drilling Program)
 (-) Production Stopped at (Well-1027_PAD 3) by 100% on 02 Jul 2019 for 41 days due to Frac activity on well (Well-1031_PAD 4) in Drilling Program (Drilling Program)
 (-) Production Stopped at (Well-1027_PAD 3) by 100% on 02 Jul 2019 for 41 days due to Frac activity on well (Well-1032_PAD 4) in Drilling Program (Drilling Program)
 (+) Drilling Program (Drilling Program) - Well(Well-2051_PAD 10) Created on Aug 06,2019 by Resource none (5 others)
 (+) Production Re-Started at (Well-1025_PAD 3) after task (Frac) end in Drilling Program (Drilling Program) on 11 Aug 2019 (39 others)
 Counting MaxRigs and MaxFracCrews based on steps with drilling entry types of Drilling and Frac. Use CountAsRig and CountAsFrac on resources for more accurate counts.
 --- Production Calc Time=: 10.94
 (+) --- Total Calc Time: 53.6296283 (2 others)
 Calculation Finished 2019-02-28 9:33:28 AM
 Performance: Total Split Capital Items: 39770

- Calculation Log - Base Scenario Constrained

4.2.2 Gantt Chart: existen dos módulos donde se puede observar cómo fue la ejecución de las distintas actividades, el uso de recursos y los tiempos en los cuales fueron realizadas.

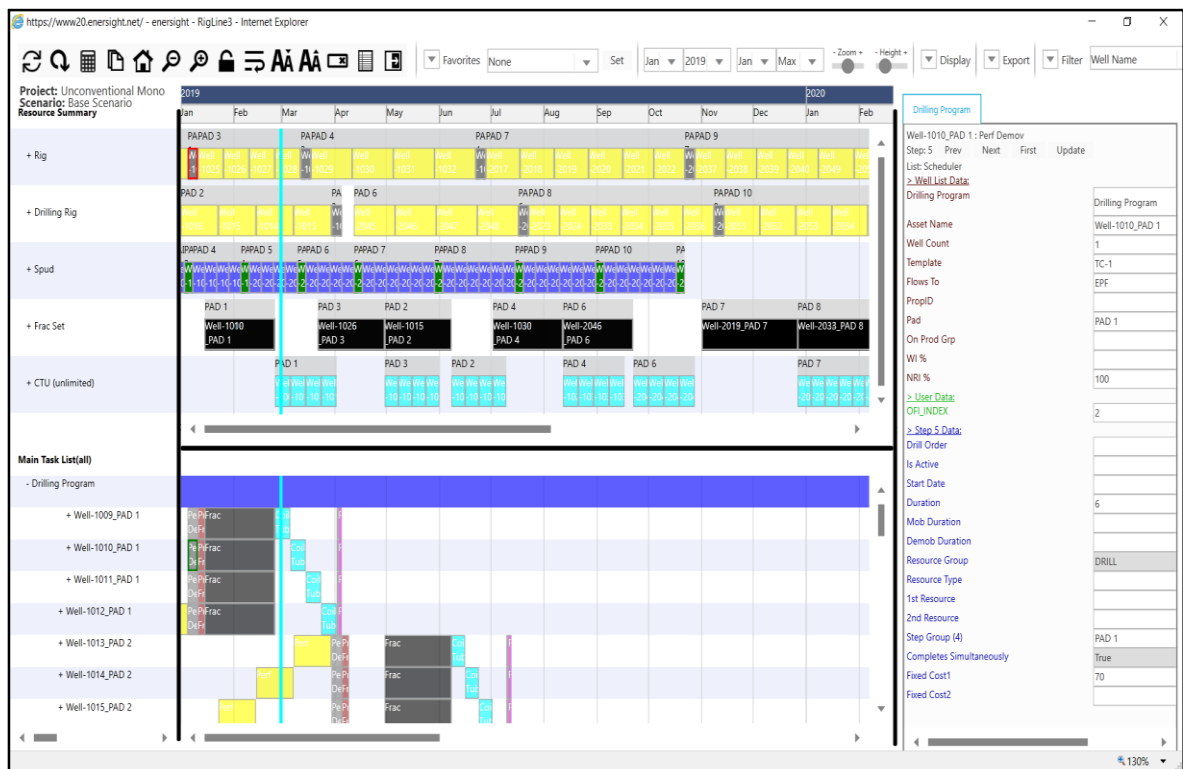
Figura 44: Gantt Chart



60

4.2.2.2 Operational Gantt: es el modulo que mediante el complemento Silverlight de Microsoft, se tiene una interfaz en la cual es posible observar los datos anteriormente mencionados y realizar modificaciones en el mismo con el fin de poder ajustar las actividades a las ejecuciones reales de la actividad en el campo. Ver **Figura 45**.

Figura 45: Operational Gantt



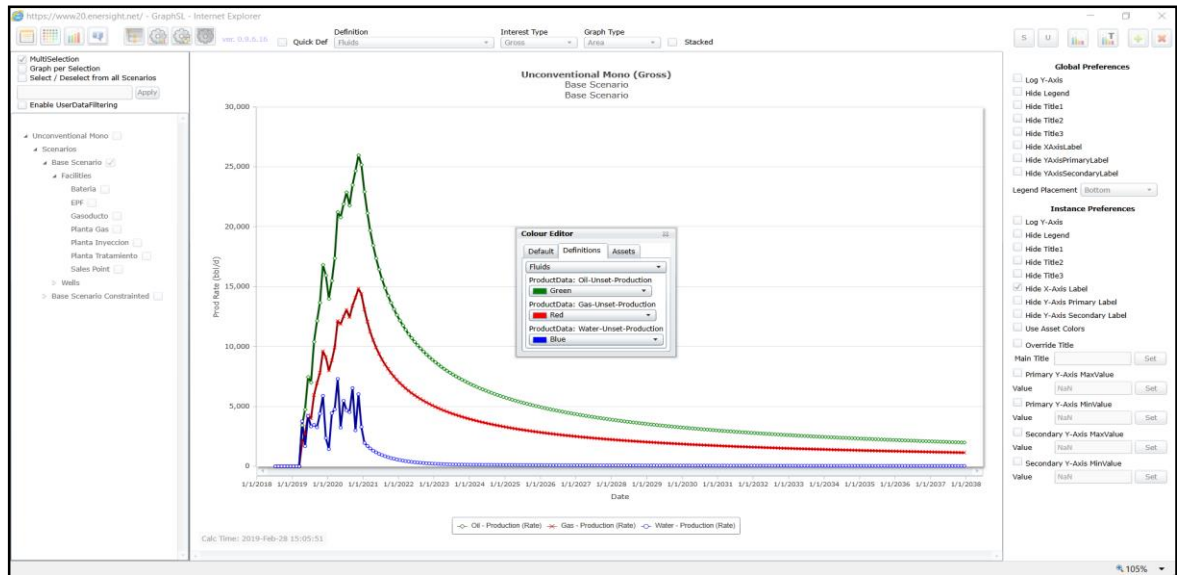
Fuente: Imagen tomada por el autor

En la parte superior de ambos módulos se pueden observar los recursos y el uso de los mismos en el tiempo. Adicionalmente, en el Operational Gantt se puede ver el nombre del pozo en el cual está realizado la actividad y al hacer clic sobre alguno de estos, se abre a la derecha una tabla con los distintos atributos del pozo, algunos de los cuales se pueden editar y cambiar de acuerdo a los requerimientos de los usuarios tales como las duraciones y costos asociados a

estas. Si se llega a realizar una modificación de alguno de estos, es necesario volver a correr la simulación del proyecto para ver los efectos que tuvo el cambio. En el caso de este proyecto se observa que los recursos de perforación se están utilizando constantemente y casi que sin parar van de un pozo al siguiente, adicionalmente, por las configuraciones realizadas en la herramienta se puede observar que son realizados por PAD y hasta que no se terminan de perforar todos los pozos asociados a cada uno, no se comienza la perforación de ningún pozo perteneciente a un PAD diferente. Cuando hay espacios entre las distintas etapas de las actividades es por esta misma restricción de hacer todo en grupo y si al terminar esa etapa para todos los pozos pertenecientes al PAD se ve un espacio antes de iniciar la siguiente etapa, se debe a que el recurso se encuentra ocupado realizando esta actividad para otro pozo o activo diferente, esta es la importancia de tener la opción de poder observar la actividad de los recursos y como ha sido la ejecución de las distintas actividades modeladas en el proyecto. Se puede observar que la campaña de perforación de estos pozos finalizo el 30 de octubre de 2020, lo que quiere decir que el ultimo pozo entro en producción este día.

4.2.3 Graph SL: los resultados de los pronósticos de producción de fluidos, costos, flujos de caja, restricciones, etc. Pueden ser visualizados en esta funcionalidad de la herramienta la cual, al igual que el Operational Gantt, funciona mediante el complemento Silverlight, se pueden realizar selecciones de más de un escenario y ajustar los colores a gusto o necesidad del usuario, adicionalmente se pueden crear nuevos gráficos con la visualización de los resultados deseados. Ver **Figura 46**.

Figura 46: Graph SL

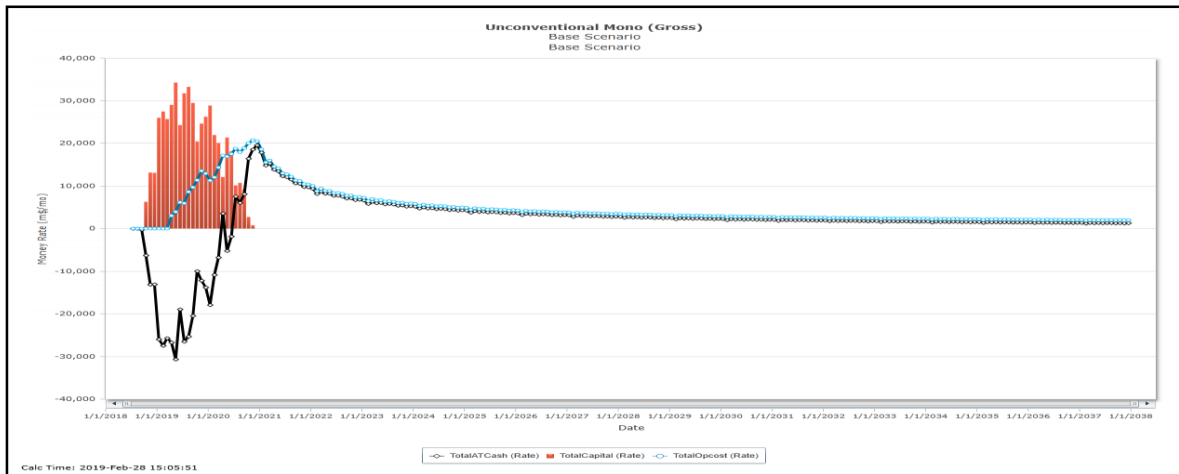


Fuente: Imagen tomada por el autor

Para este caso, se ve la gran cantidad de producción de petróleo y de gas con forme van entrando los distintos pozos, al igual que la poca agua producida por los mismos, en donde esta agua es proveniente del denominado Flowback correspondiente al agua utilizada en el fracturamiento. A pesar de ser poca la producción de este producto, este no es cero, es debido a la escala que tiene la gráfica.

En las gráficas se pueden agregar los costos de inversión, Opex e incluso el flujo de caja del proyecto para poder realizar un análisis mucho más eficiente de los comportamientos de los distintos productos observados en la misma. Donde se ve un incremento en el capital solo en un periodo de tiempo debido a que es en donde se genera toda la inversión de los pozos y en el flujo de caja se refleja este impacto al ser fuertemente negativo al inicio del proyecto. Caso contrario pasa con el Opex en donde su incremento es un más lento, esto a que es directamente proporcional a la producción de los fluidos. Ver **Figura 47**.

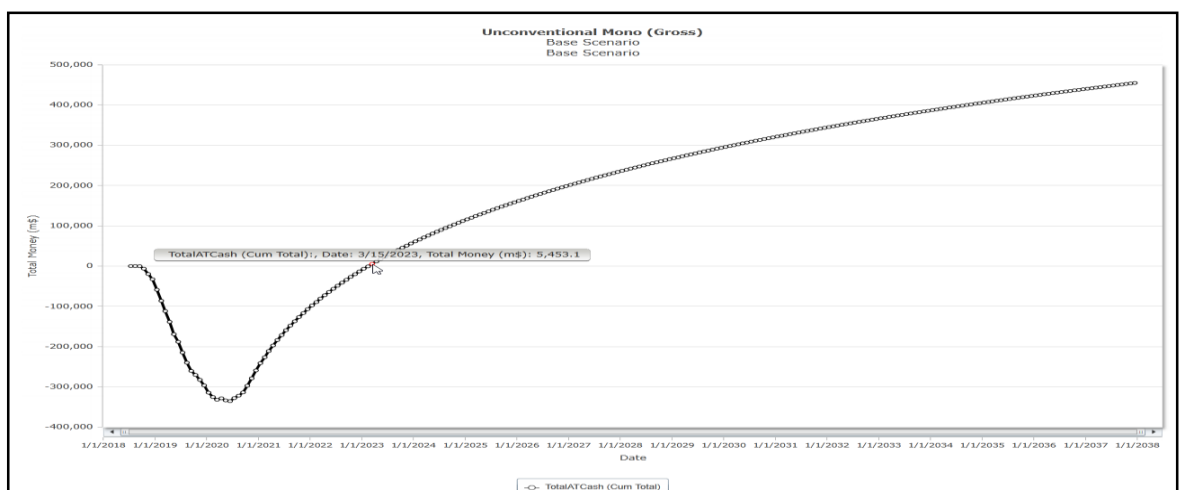
Figura 47: Grafica Costos de inversión, Opex y Flujo de Caja



Fuente: Imagen tomada por el autor

Este módulo también permite tener los distintos productos/resultados de manera acumulada (Ver **Figura 48**) con el fin de poder identificar indicadores como el Payout o tiempo de repago del proyecto, que para este caso es el 15 de marzo de 2023. Esto es debido a que es el punto en el que el acumulado de los flujos de caja deja de ser negativo, lo que indica que ya existió el retorno de la inversión y lo restante ya se convierte en ganancia para el dueño del proyecto.

Figura 48: Flujo de caja acumulado



Fuente: Imagen tomada por el autor

4.2.4 Reports: todos los datos de las gráficas e incluso los que se encuentran en las funcionalidades de Gantt, provienen de las distintas tablas de resultados que se pueden observar en este módulo, en donde existen una gran cantidad de reportes que son únicos de la herramienta los cuales se pueden modificar y/o crear de acuerdo a las necesidades que tengan los usuarios. Uno de los reportes que más funcionalidad tiene y, para el caso de este proyecto, se va a analizar es el de los económicos del proyecto (Ver **Figura 49**), el cual tiene la producción de los distintos productos, el precio efectivo (en caso de tener diferenciales), ingresos, costos operativos, regalías, costos de inversión, ingreso operativo, impuestos, flujo de caja antes y después de impuestos, etc. Con este reporte también se observan algunos indicadores muy utilizados como lo son el NPV a distintas tasas de descuento, IRR, Reservas de cada producto y Payout.

Para este proyecto se tienen los siguientes indicadores:

Indicador	Resultado
NPV (@15%) AT [MUSD]	53,407.8
IRR [%]	20.29
Reservas Petróleo [Mbbbl]	40,699.26
Payout [Months]	56.1

Figura 49: Reporte de resultados económicos del proyecto

US Economic Summary (Extended)																									
As Produced																									
02/28/2019 1:05:51 PM																									
					Reserves					NPV					Economic Indicators										
					Gross	WI	Net			Gross	0%	10%	15%		Gross	IRR	Payout			Discounted Pro					
ASSET: Base Scenario Constrained					Oil	40,688.26	40,688.26	40,688.26	mbbl	BT Cash	683,667.8	271,117.2	171,106.2	m\$	Before Tax	33.53	42.6	1.31	0.58						
SCENARIO: Base Scenario Constrained					HC Gas	23,232.49	23,232.49	23,232.49	mmcf	AT Cash	454,872.6	129,956.3	53,407.8	m\$	After Tax	20.29	56.1	1.17	0.34						
PROJECT: Unconventional Mono					NGL	0.00	0.00	0.00	mbbl	Capital	521,314.2	463,991.4	439,873.5	m\$											
COMPANY: Nakiska Oil and Gas Company					Sulfur	0.00	0.00	0.00	mbbl																

5. METODOLOGÍA PARA LA PLANEACIÓN DEL DESARROLLO DE LOS PROYECTOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES USANDO LA HERRAMIENTA ENERSIGHT

Como se ha venido definiendo en los capítulos anteriores, los proyectos de yacimientos no convencionales son unos de los retos a los cuales la industria del petróleo debe apuntar para poder continuar con su producción e incrementar en la cantidad de reservas que dispone cada país para poder suplir con las necesidades de la humanidad que viene para los próximos años. Teniendo en cuenta los distintos tipos de yacimientos no convencionales (Hidratos de Gas Metano, Crudos Pesados, Arenas Bituminosas, CoalBed Methane, Tight Gas, Shale Gas y Shale Oil), se debe analizar el tipo de procedimiento necesario para poder desarrollar los proyectos asociados a estos y como se podría hacer una gestión adecuada a cada uno de estos. Se tiene en cuenta que la gestión de proyectos puede ser aplicada por las normas y procedimientos ya establecidos por instituciones como el PMI, sin embargo, la gestión que se realizará a los proyectos en este capítulo será sobre la herramienta y como esta permite tener un control sobre los mismos.

5.1 METODOLOGÍA PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Definir una metodología para el desarrollo de este tipo de proyectos no es una tarea sencilla teniendo en cuenta que el nivel de detalle y las distintas consideraciones de cada uno de estos, va a depender de cada compañía o de cada evaluador de proyectos. A continuación, se muestra una metodología de desarrollo que el autor considera “típica” y con suficiente nivel de detalle para ser aplicada a estos distintos proyectos.

5.1.1 Definición de características del tipo de proyecto a realizar: lo primero que se debe tener en cuenta para el desarrollo de estos proyectos es identificar muy bien cuál es el tipo y sus características principales que lo diferencian de los demás. Si bien puede ser un proyecto de Shale Oil o Shale Gas (que son los que actualmente

tienen un mayor interés), o simplemente de crudos pesados, cada uno de estos tiene un procedimiento distinto y por ende un nivel de detalle diferente.

Cuando se habla de los proyectos de Shale Oil o Shale Gas, tenga en cuenta que el principal nivel de detalle que tienen en estos proyectos son las distintas sub-etapas que tiene la etapa de perforación de los pozos nuevos. Adicionalmente, las restricciones de proximidad y distancia entre cada pozo o de las distintas actividades que se realizan en el mismo si hay otro pozo cercano ejecutando una actividad de fracturamiento.

Los proyectos de crudos pesados son diferentes en cuanto a que estos pueden estar en rocas con buenas propiedades de porosidad y permeabilidad, sin embargo, debido a su alta viscosidad, estos fluidos no fluyen hacia el pozo y es necesario la aplicación de distintas técnicas tales como inyección de distintos productos para hacer más fácil su movilidad, haciendo que sea económicamente más difícil saber si el proyecto es económicamente viable para las compañías.

Arenas bituminosas son un tipo de proyecto que, debido a su composición, requiere tecnología muy compleja y un proceso de refinación que requiere una gran cantidad de energía. Esta tecnología y la cantidad de energía, se convierten en costos operativos que las compañías deben tener bien definidos para no hacer una subestimación del Opex y por ende cometer errores en los cálculos del flujo de caja de estos proyectos.

Los proyectos de gas asociado al carbón a pesar de contener una gran cantidad de reservas, su extracción se hace compleja debido a que es necesario extraer el gas del carbón antes de que este pueda fluir por los pozos. La desorción del gas aumenta a medida que se retira la salmuera del carbón. La eliminación de estas salmueras se hace a través de pozos de disposición, disposición en superficie o por tratamiento para intentar recuperar los suministros de agua que se puedan

utilizar¹⁸. Esto es fundamental debido a la cantidad de escenarios que se deben realizar para poder escoger cuál de ellos puede llegar a ser la mejor opción para la compañía.

5.1.2 Identificación de Inputs y Outputs requeridos: este es tal vez uno de los puntos más importantes y que más cuidado se debe tener a la hora de desarrollar y gestionar cualquier tipo de proyecto. Los datos de entrada (Inputs) pueden provenir de distintas áreas, equipos y personas, así mismo, provienen de distintas fuentes como bases de datos, programas especializados o incluso de hojas de cálculo. Los Inputs pueden ser principalmente perfiles de producción, costos operativos, costos de inversión, actividad y recursos necesarios para el desarrollo de las mismas.

Los perfiles de producción de los distintos productos que se van a producir, son el principal insumo en estos proyectos ya que es gracias a estos que se genera el ingreso al multiplicarse por el precio de venta del mismo. Los pronósticos de cada producto pueden ser generados en la herramienta o importados a la misma como se ha mostrado en los capítulos anteriores, sin embargo, se debe tener alineados estos perfiles para que reflejen lo esperado de acuerdo a los equipos técnicos, razón por la cual es preferible que sean ellos quienes entreguen estos perfiles y simplemente sean cargados en la herramienta. Es importante anotar que la herramienta tiene la facilidad de poder conectarse a las bases de datos de las compañías que se encuentren en SQL, Oracle, OFM y ARIES, para cuando sea necesario realizar actualizaciones en los perfiles. Estos datos de producción pueden tener la granularidad necesaria desde nivel de pozo hasta el campo completo, eso va a depender del usuario y la cantidad de detalle que este requiera.

Al realizar un análisis de las particularidades de los distintos proyectos de yacimientos no convencionales, uno de los factores más importante y de mayor cuidado son los costos operativos, es necesario primero identificar cuáles son los

¹⁸ Stanislaw, R., Kazimierz, T. (2002). World coalbed methane projects. Polish Geological Institute Special Papers. 215-224

costos fijos y los variables (los cuales usualmente son los asociados un costo por unidad de producción de los productos) y la fuente de los mismos. Adicionalmente hay que tener en cuenta la proyección en el tiempo de estos costos debido a que usualmente varían y la proyección de las compañías es usualmente bajar los costos operativos, sin embargo todas esas proyecciones deben estar justificadas y hay que agregar en la herramienta aquellos datos que vayan a ser representativos para el proyecto, se puede tener en cuenta que gracias a la facilidad de la herramienta para crear escenarios, se pueden analizar el incremento o disminución de estos costos dependiendo las directrices y objetivos de la compañía. Se puede tener tanto detalle de los costos operativos como sea necesario y como la empresa requiera medir siempre y cuando esto le genere un valor para la toma de decisiones. Se debe tener en cuenta que se está realizando una planeación del proyecto, pero de la planeación a los datos reales puede existir una gran diferencia. Razón por la cual es importante definir y tener el nivel de detalle necesario para que la brecha entre los datos pronosticados y los reales no sean muy diferentes.

Para los costos de inversión, es necesario definir el detalle con el que se va a hacer el control de la ejecución de estos conforme pasa el tiempo. Enersight permite realizar modificaciones a los distintos costos que se habían agregado inicialmente, con el fin de poder realizar un análisis de que tan cerca o lejos se está de los costos reales y así poder ajustar los pronósticos de las próximas actividades a realizar. El detalle de los tipos de costos de inversión debe ser definido de igual manera que los costos operativos para poder realizar el control de los mismos.

Otro de los factores importantes a tener en cuenta en la evaluación de estos proyectos son las posibles restricciones en el campo tales como capacidad de fluidos, capacidad energética, disposición de agua e incluso restricción en la cantidad de capital de inversión que a la que puede llegar el proyecto. Usualmente, estas restricciones las entregan las áreas operativas (o financieras

para el caso de restricción en el capital de inversión) y se debe modelar esto dentro de la herramienta como ya se mostró en capítulos anteriores. Algunos de los escenarios a tener en cuenta tendrán que ver con una posible expansión a estas capacidades debido a su restricción de fluidos.

El precio de venta de los distintos productos a producir es otro de los factores a tener en cuenta en las evaluaciones de estos proyectos pues, como bien es sabido, el precio tiene un comportamiento el cual no se puede predecir y las compañías deben hacer una estimación de este comportamiento en el tiempo, usualmente, se manejan precios constantes. El precio es muy importante en la evaluación de los proyectos de la industria Oil & Gas debido a que es uno de los factores principales que pueden evitar que el proyecto sea económicamente viable y por ende este no se lleve a cabo, por esta razón, realizar sensibilidades a este factor es de vital importancia en la toma de decisiones de estos proyectos.

Defina los recursos que se tiene disponibles para la ejecución de cada una de las actividades a realizar dentro del proyecto. Estos recursos hacen referencia a los equipos disponibles tales como taladros de perforación, cuadrillas de fracturamiento, facilidades, licencias, etc. Este es un factor importante en los proyectos debido a que se puede realizar un análisis en la disponibilidad de estos recursos para la ejecución de las actividades, ver en qué momento del tiempo van a estar ocupados realizando alguna de estas y poder realizar las modificaciones (ya sea de tiempo o de cantidad de recursos) para ver los impactos que tiene en el proyecto.

Tener definido un calendario de ejecución de actividades inicial para el proyecto es otro factor a tener en cuenta. Muchas veces los proyectos solo tienen una fecha de inicio y el evaluador puede empezar a realizar escenarios con distintas modificaciones en las fechas y los tiempos de ejecución de las actividades de los proyectos. Sin embargo, para poder agilizar y ser más preciso en las actividades a realizar, es importante hablar con las áreas técnicas y ver cuál es su calendario

de ejecución de actividades deseado. Luego, a partir de esto poder realizar los distintos escenarios con el fin de ver cual puede llegar a ser la mejor opción para el proyecto y por ende para la compañía.

Definir el número de activos que se tendrán en cuenta en los proyectos es otro de los factores importantes. Si en el proyecto se quiere tener en cuenta todas y cada una de las distintas facilidades que se tienen en el campo es posible hacerlo, sin embargo, muchas de esas no generan valor en la evaluación del mismo, por lo cual es importante que, en el modelo de los distintos proyectos, solo se tengan aquellos activos que representen un valor adicional en el proyecto. Adicionalmente, tener menos activos en el modelo va a facilitar la creación del mismo e incluso podría llegar a disminuir el tiempo de simulación.

Ajustar el porcentaje de impuestos y regalías que se deben pagar es importante tenerlo bien definido ya que gracias a esto se puede realizar un análisis del flujo de caja antes y después de impuestos. Cada país tiene un esquema de regalías que se debe pagar de acuerdo a la producción de los distintos productos, usualmente este valor es un porcentaje el cual está pactado en el contrato de explotación del campo o ya está definido por norma en el país. Cabe recordar que este valor depende del país en donde se va a realizar el proyecto y que estos pueden tener distintas cláusulas o variaciones dependiendo sus leyes. El porcentaje impuestos que se deben pagar al estado también está establecido de acuerdo a cada país y este puede tener variaciones por contrato o normatividad.

Debido a que los proyectos son una proyección a los posibles resultados que se van a tener a futuro, se manejan una serie de supuestos dentro de los mismos puesto que muchas veces no se tiene la información completa o hay factores que no se pueden predecir. Es por esta razón que tener claros y definidos los supuestos para cada uno de los proyectos es fundamental para hacer monitoreo a los mismos y poder tomar las decisiones a tiempo en caso que uno de estos sea muy distinto a lo que se había pronosticado inicialmente.

Cuando se tienen definidos los inputs, es importante definir cuáles son los Outputs que se quieren mirar en los distintos proyectos. Generalmente, estos outputs son indicadores económicos tales como el Valor Presente Neto, Tasa Interna de Retorno, Costo de Levantamiento, Eficiencia de la Inversión, Reservas de cada producto, Flujo de Caja, EBITDA, Breakeven, Tiempo de Repago, pronósticos de producción, costos operativos, entre otros. Estos son los más conocidos y, por ende, utilizados en la evaluación de proyectos de la industria Oil & Gas, pero no son los únicos y depende de cada compañía lo que esta requiere ver para determinar si el proyecto es viable o no. Todos estos indicadores se pueden generar en la herramienta en el módulo de reportes donde se configuran de acuerdo a las necesidades del usuario/compañía.

5.1.3 Modelamiento de los proyectos: una vez se tienen los Inputs y definidos los Outputs a analizar, se debe generar el modelo que represente el proyecto a evaluar. Este modelamiento se debe realizar teniendo en cuenta todos los Inputs y supuestos del mismo con el fin de poder desarrollarlo y gestionarlo para que los resultados de este sean muy parecidos a los que se vayan obteniendo en el tiempo. Usualmente, el modelamiento de estos proyectos puede llevar un tiempo mientras se hacen las pruebas y ajustes necesarios. La facilidad y flexibilidad de la herramienta para generar todos estos modelamientos de los distintos proyectos es lo que permite que su evaluación llegue a ser lo suficientemente precisa para que se tenga en cuenta en las decisiones a tomar de los distintos proyectos por lo que es necesario que se creen al menos los siguientes escenarios para ser evaluados:

5.1.3.1 Escenario Base: este escenario es el estado esperado del proyecto en donde se tendrá en cuenta que los resultados que nacen a partir de los datos ingresados, son los esperados y son las condiciones actuales del proyecto. Aquí se involucra la producción, costos operativos, costos de inversión, supuestos, precios, recursos, regalías e impuestos. Todo esto va a generar los outputs a analizar, entre los cuales se busca que el proyecto genere un flujo de caja antes y después de impuestos bien calculado, un Valor Presente Neto positivo, al igual que una Tasa Interna de Retorno alta, costo de levantamiento

razonable (esto depende de cada compañía), entre los otros indicadores a evaluar. Con un escenario base bien ajustado y con resultados coherentes sobre los esperados, es que se hace la generación de escenarios para hacer la comparación contra este y así ver cuáles son las posibles fluctuaciones del proyecto.

5.1.3.2 Sensibilidades a precio: como se mencionó anteriormente, este factor es la principal razón por la cual muchos de estos proyectos no son económicamente viables o incluso el que puede generar que los proyectos deban detenerse por su fluctuación. Es por esto que realizar sensibilidades de un incremento o disminución en el precio de venta es necesario para poder analizar qué tan volátil y que tan sensible se es a los cambios en el precio en el mercado real. Uno de los indicadores en base al precio es el Breakeven Price, el cual es el precio hasta el que el proyecto es económicamente viable.

5.1.3.3 Sensibilidades a costos operativos y de inversión: por la naturaleza de los costos fijos y de inversión de ser proyecciones en el tiempo, es natural que estos valores tengan diferencias con los que se vayan ejecutando en el proyecto. Realizar sensibilidades de incremento y disminución en estos costos es una buena manera de saber que tanto puede afectar esto en el proyecto. Muchas veces un 10% más o menos puede dar un indicativo hacia qué tan fuerte es proyecto a soportar los cambios en los datos de entrada.

5.1.3.4 Sensibilidades a cantidad de recursos disponibles: todos estos proyectos tienen una cantidad de recursos para el desarrollo de las actividades. Este número de recursos puede llegar a cambiar debido a nuevos lineamientos corporativos o requerimientos de la operación. Es por esto que realizar escenarios y evaluaciones de los impactos de contar con menos o con más recursos puede llevar a una idea de los impactos en el mismo. La herramienta permite que todos estos escenarios se realicen rápidamente para ayudar a la toma de decisiones en el proyecto.

6. CONCLUSIONES

- Se describieron los componentes generales y específicos de los proyectos de yacimientos no convencionales, teniendo en cuenta desde sus características y la evaluación de los mismos mediante indicadores económicos más utilizados en la industria.
- La herramienta Enersight tiene una gran cantidad de funcionalidades que permite un modelamiento completo de los proyectos de yacimientos no convencionales. Las principales funcionalidades fueron descritas, sin embargo, el uso de todas las estas funcionalidades, e incluso algunas posiblemente no descritas, se deben usar en conjunto para que la planeación de estos proyectos sea comparable con la realidad.
- Al realizar el análisis de la planeación de desarrollo de proyectos de yacimientos no convencionales en la herramienta Enersight, se observa como el uso de sus funcionalidades permite satisfactoriamente obtener una gran cantidad de resultados que permiten al usuario plantear una gran cantidad de escenarios, los cuales, ayudan a que las compañías tomen decisiones acertadas y puedan estar preparados frente a distintos posibles cambios como un cambio de precios o un aumento en algunas de sus premisas.
- La metodología propuesta permite al usuario tener una guía de como modelar dentro de la herramienta la planeación del desarrollo de proyectos de yacimientos no convencionales y cuáles pueden ser sus principales variables a tener en cuenta en cada uno de este tipo de proyectos.
- Para la planeación del desarrollo de estos proyectos, primero se debe tener una recopilación de todos los datos técnicos y de estimación de los posibles costos asociados al mismo. De igual manera, una sincronía con los equipos técnicos y que estos tengan en cuenta la importancia en la claridad de los datos suministrados.

BIBLIOGRAFIA

Alboudwarej, H., Felix, J. J., Taylor, S., Badry, R., Bremner, C., Brough, B., ... & Beshry, M. (2006). La importancia del petróleo pesado. Oilfield review

Alonso Suarez, Alejandro y Mingo González, Mata. Cuadernos de Energía. (2010). La expansión de la producción de gas de yacimientos no convencionales (esquistos, capas de carbón y arenas compactas). Una revolución silenciosa

Amigos de la Tierra España. Arenas Bituminosas Así son los hechos. 2014.

Asociación Colombiana del Petróleo. LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES Y SU IMPORTANCIA PARA COLOMBIA. 2014

Collett, T., Lewis, R., & Uchida, T. (2000). El creciente interés en los hidratos de gas. Oilfield Review

Eco-Finanzas. Evaluación de Proyectos. [En Línea]. <https://www.eco-finanzas.com/economía/evaluacion_de_proyectos.htm> [citado el 12 de septiembre de 2018]

EL PERIODICO DE LA ENERGIA. Japón apuesta por el hidrato de metano que lo comercializara a partir de 2023. [en línea]. <<https://elperiodicodelaenergia.com/japon-apuesta-por-el-hidrato-de-metano-que-lo-comercializara-a-partir-de-2023/>> [citado el 5 de septiembre de 2018]

Ilustre Colegio Oficial de Geólogos. (2013). Hidrocarburos no convencionales (I). [En línea]]. <<https://www.icog.es/TyT/index.php/2013/02/hidrocarburos-no-convencionales-i/>> [citado el 12 de septiembre de 2018]

INCAPSULA. [en línea] <<https://www.incapsula.com/web-application-security/soc-2-compliance.html>> [citado el 25 de diciembre de 2019]

López Anadón, E., Casalotti, V., Masarik, G., & Halperín, F. (2015). El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales. Ciudad Autónoma de Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

Matranga Mariana y Gutman Martin. Gas y petróleo no convencional: Perspectivas y desafíos para su desarrollo en la Argentina.

REY, Jorge. Arenas bituminosas, una alternativa real al petróleo nacional. [en línea]. <<https://www.diariomotor.com/tecmovia/2011/08/12/arenas-bituminosas-una-alternativa-real-al-petroleo-tradicional/>> [citado el 5 de septiembre de 2018].

SOLÓROZANO GARCIA Roberto. Exploracion Yacimientos No Convencionales Eagle Ford. Texas, Marzo 2011

Stanislaw, R., Kazimierz, T. (2002). World coalbed methane projects. Polish Geological Institute Special Papers. 215-224

THAK. Bituminous blacksmithing coal. [en línea]. <<https://www.thak.ca/product/bituminous-blacksmithing-coal/>> [citado el 5 de septiembre de 2018]

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. Agencia de Noticias. Expertos en crudos pesados se forman en la un. [en línea]. <<http://agenciadenoticias.unal.edu.co/detalle/article/expertos-en-crudos-pesados-se-forman-en-la-un.html>> [citado el 5 de septiembre de 2018].

USGS. [en línea] <www.energy.usgs.gov> [citado el 30 de septiembre de 2019]