



IGNIA: NUEVA HERRAMIENTA SOFTWARE DE EVALUACIÓN FINANCIERA DE PROYECTOS DE RECUPERACIÓN TÉRMICA POR INYECCIÓN DE VAPOR

Angie Tatiana León Torrado¹, angieleon1723@gmail.com; Paula Mercedes Padilla Azaín¹, pau.padma@gmail.com; Ana Paula Villaquirán Vargas¹, ana.paula.villaquiran.vargas@gmail.com; Samuel Fernando Muñoz Navarro¹, samuel@uis.edu.co.

¹Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Grupo de Investigación Recobro Mejorado, Bucaramanga, Santander, Colombia.

Palabras claves

Inyección de vapor, herramienta software, evaluación financiera, alternativa de inversión, costo energético nivelado, criterios de rentabilidad.

Resumen

Con el propósito de contribuir al estudio de viabilidad de implementación de proyectos de recuperación térmica bajo modalidad de inyección cíclica y continua de vapor, se presenta una herramienta software capaz de analizar de forma detallada diferentes alternativas de inversión, a través del estudio de indicadores financieros encaminados hacia la búsqueda de la sostenibilidad y éxito corporativo de cualquier entidad gestora.

IGNIA, el software de evaluación financiera de proyectos de inyección de vapor, ofrece funcionalidades y servicios de modelado financiero entorno a cuatro ejes principales: requerimientos de capital, gastos operativos, flujos de efectivo y medidas de rentabilidad, con base en el cálculo del costo energético nivelado como indicador de competitividad energética global, para sistemas de generación convencional. A partir de la definición de variables financieras de entrada, IGNIA realiza estimaciones a criterios de rentabilidad como el Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), tiempo de recuperación y Eficiencia de Inversión (EI).

Con la correcta interpretación de resultados, IGNIA permitirá al profesional modelar diversos escenarios, facilitar la elaboración de análisis de riesgos posteriores, y con estos, coadyuvar a decidir la alternativa más conveniente, fortaleciendo así, los procesos de planeación estratégica y toma de decisiones.

Abstract

In order to contribute to the feasibility study of the implementation of thermal recovery projects under the modality of cyclic and continuous steam injection, this document presents a software tool capable of analyzing in detail different investment alternatives, to through the study of financial indicators aimed at the search for sustainability and corporate success of any managing entity.

IGNIA, the financial evaluation software for steam injection projects, offers financial modeling functionalities and services around four main axes: capital requirements, operating expenditures, cash

flows and profitability measures, based on the Levelized Cost of Energy (*LCOE*) calculation, as an indicator of global energy competitiveness, for conventional generation systems. From the definition of input financial variables, IGNIA makes estimations to profitability criteria such as Net Present Value (NPV), Internal Rate of Return (IRR), payback period and Investment Efficiency (IE).

With the correct interpretation of results, IGNIA will allow the professional to model different scenarios, facilitate the elaboration of later risk analyzes, and with these, help decide the most convenient alternative, thus strengthening the strategic planning processes and decision making.

Introducción

Ante el declive natural de la producción en los campos de petróleo liviano, los escasos hallazgos de yacimientos convencionales y la gran demanda mundial del hidrocarburo, países como Canadá, Rusia, Venezuela, Indonesia, Estados Unidos, China, Omán y Kuwait han enfrentado la disyuntiva de un futuro abastecimiento energético entre fuentes alternativas e hidrocarburos no convencionales. Al compartir la responsabilidad de garantizar que sus sectores energéticos se vuelvan más sostenibles y seguros, con especial énfasis en la gestión de riesgos y tecnología estratégica, buscan que los recursos tecnológicos existentes y potenciales estén alineados con sus necesidades ahora y en el futuro. En ese sentido, acentuar la operación de explotación en crudos pesados, cuyo porcentaje de participación en los recursos de petróleo totales del mundo corresponde a un 70% (Færgestad 2016), ha hecho que las compañías se fijen en el reto de ser competitivas en su procesamiento y, con el uso de tecnologías diferenciadoras, puedan producir grandes volúmenes a menores costos.

A raíz de lo anterior, la recuperación mejorada de petróleo constituye un enfoque que va más allá de las estrategias convencionales de exploración y producción, abarcando una serie de técnicas bastante prometedoras, entre ellas los métodos térmicos de extracción, los cuales se aplican principalmente a formaciones de petróleo pesado y, se considera, podrían llegar a incorporar aproximadamente 300.000 millones de barriles de petróleo con su implementación (DOE/EIA 2014).

En particular, la inyección de vapor es la principal técnica EOR alrededor del mundo (Nekabari *et al.* 2016) debido a su alto rendimiento en términos de recuperación, visualizándose en reportes de porcentajes de factor de recobro superiores al 70% (Pearce y Megginson 1991; Jenkins *et al.* 1997; Curtis *et al.* 2003). Sin embargo, si bien constituye uno de los métodos de recuperación mejorada más reconocidos y eficientes, representa enormes desafíos de implementación asociados no solo a la complejidad e incertidumbre, a los altos costos en inversión y operación y a la volatilidad del entorno de negocio, sino también a largos periodos de aplicación y de retorno de la inversión (León y Padilla 2019) (Chaar *et al.* 2015) (Potts 2011) (Farouq Ali 2003), enmarcados en un acceso al gas natural como combustible cada vez más limitado y costoso.

De acuerdo con lo anterior, con el propósito de contribuir al estudio de viabilidad de implementación de proyectos de recuperación térmica por inyección de vapor, se desarrolla una herramienta software capaz de analizar diferentes alternativas de inversión a partir de estimaciones a criterios de rentabilidad financiera sobre la proyección de flujos netos de efectivo, con base en el estudio del efecto del precio del combustible en el costo del vapor. Mediante la incorporación del cálculo del costo energético nivelado, se dio paso al estudio del uso de fuentes de energía diferentes a la tradicional que logren garantizar el desarrollo de este tipo de proyectos a menores costos y permitan disminuir el riesgo e incertidumbre que es inherente.

Marco Teórico

La recuperación de petróleo mediante técnicas térmicas implica la introducción de energía en los yacimientos hidrocarbúricos. La temperatura dentro de las formaciones productoras aumenta

sustancialmente para lograr una disminución significativa en la viscosidad del crudo, lo que produce un efecto de movilidad del aceite in situ (Prats 1986). Este aumento en la productividad se logra a través de la reducción de la viscosidad, el cambio en la humectabilidad de las rocas, la expansión térmica, la destilación de componentes livianos, el empuje por gas en solución y el desplazamiento miscible (Ahmed y Meehan 2011) (Kovscek 2012).

Los procesos de inyección de vapor se llevan a cabo en yacimientos poco profundos, permeables, de gran espesor y con contenido de hidrocarburo de alta viscosidad (National Energy Technology Laboratory 2011) e incluyen modalidades de inyección tales como la estimulación cíclica de vapor y la inyección continua. Generalmente estos tipos de tecnologías consumen una gran cantidad de energía por cada barril de petróleo pesado producido y requiere grandes cantidades de agua y combustibles (por ejemplo, gas natural, carbón y petróleo) para la generación de vapor, lo que puede llevar a costosos tratamientos de los fluidos producidos y considerables emisiones de gases efecto invernadero (Wang *et al.* 2017), premisas que derivan en la necesidad de una mayor comprensión de los aspectos económicos involucrados en la generación de vapor.

Inyección cíclica de vapor

La inyección cíclica de vapor, comúnmente denominada inyección alternada de vapor y estimulación con vapor, involucra el desarrollo de la tecnología en tres etapas. Inicialmente, vapor húmedo es inyectado en el yacimiento durante un cierto periodo de tiempo según los requerimientos estimados, generalmente un mes. Posteriormente, con el fin de estabilizar la presión del sistema y de que el calor inyectado se transfiera de manera uniforme, el pozo es cerrado en fase de remojo durante un corto intervalo, normalmente tres a cinco días (Ahmed y Meehan 2012). Finalmente, es abierto en fase de producción, cuya duración depende principalmente de la rapidez con la que los fluidos producidos enfrían la formación productora y de la proporción de energía que se transmita a las formaciones adyacentes, tanto en sentido vertical como radial; estos factores, con el tiempo, son los que originan un descenso en la producción de aceite a un tiempo posterior a cuatro o seis meses, momento en el que puede emplearse un segundo ciclo de inyección, operación que se repite hasta que el pozo deja de ser inviable económicamente (Trigos *et al.* 2018). La Fig. 1, muestra una representación esquemática del proceso.

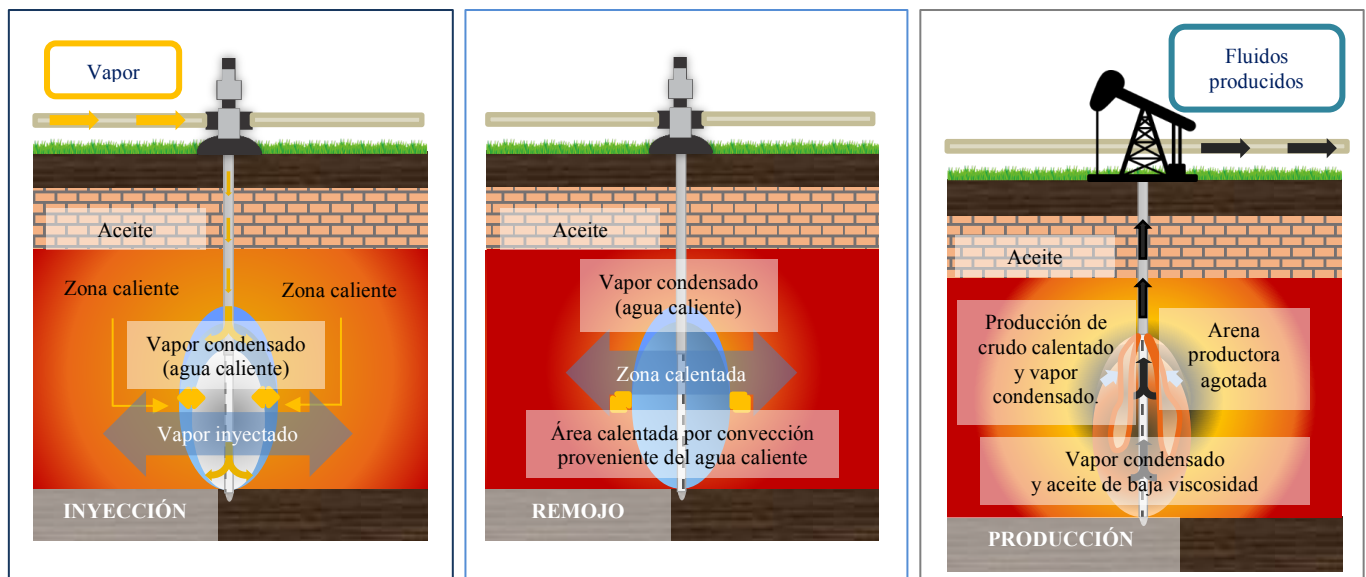


Fig. 1 – Representación esquemática de un proceso de inyección cíclica de vapor.

Inyección continua de vapor

En la inyección continua de vapor, vapor húmedo es inyectado a la formación productora a través de pozos de inyección de manera que los fluidos del yacimiento se dirigen hacia pozos productores. En el interior de la formación, el vapor calienta la cámara alrededor del pozo inyector y circula a través del espacio poroso donde se vaporizan ciertos compuestos livianos del crudo durante un periodo de tiempo previo a la temperatura de condensación (Lake y Walsh 2008) (Ahmed y Meehan 2012) (Nekabari *et al.* 2016). El frente de vapor avanza conjunto al frente de crudo y se condensa eventualmente a causa de las pérdidas de calor que ocurren hacia las formaciones adyacentes, por ende, a medida que el vapor se mueve a través del yacimiento entre el pozo inyector y el productor, crea varias regiones de diferentes temperaturas y saturaciones de aceite, ver Fig. 2.

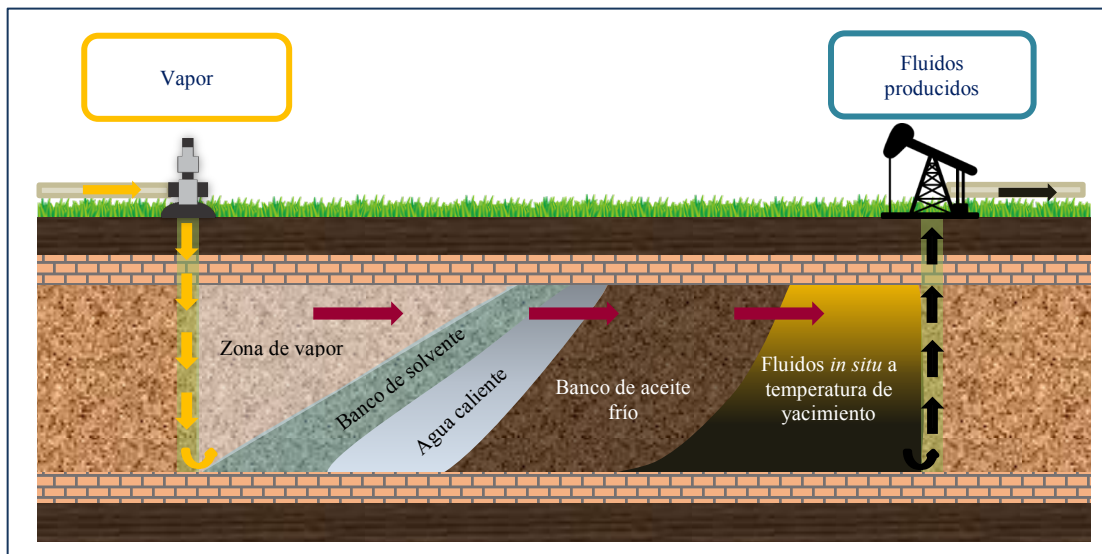


Fig. 2 – Representación esquemática de un proceso de inyección continua de vapor.

Evaluación financiera de proyectos

El fracaso prematuro de proyectos de inversión, independientemente del tipo de metodología que se esté evaluando, obedece frecuentemente a la improvisación en la asignación de los recursos cuando no viene precedida por estudios integrales que les provean a los inversionistas amplia información para tomar la decisión de invertir (Meza 2017). Lo anterior, constituye la esencia de los estudios de evaluación financiera, proceso mediante el cual, una vez conocida la inversión inicial y los beneficios netos esperados, tiene como objetivo principal medir la rentabilidad de los proyectos, es decir, determinar si los beneficios obtenidos compensan los gastos que incurren en la planeación y ejecución del proyecto frente a cambios en las variables financieras involucradas, de manera que se maximice el valor de la compañía.

Los proyectos petroleros se caracterizan por requerir altos montos de inversión y por poseer un eminente riesgo asociado al negocio. Descubrir una acumulación de hidrocarburo es, quizá, la actividad de mayor riesgo (Moix 2014); sin embargo, el descubrimiento no es suficiente para lograr determinar si el hidrocarburo que se encuentra en yacimiento generará ganancias. Para ello, es necesario realizar proyecciones y estimaciones de los precios del mercado, considerar las condiciones del entorno, los costos asociados a la infraestructura y procesos de producción, la logística y transporte. En ese sentido, el análisis financiero comprende la recopilación, interpretación,

comparación y estudio de los estados financieros y datos operacionales de un negocio. Esto implica el cálculo e interpretación de porcentajes, tasas, tendencias e indicadores (Prieto 2010), y la organización de información, a fin de generar supuestos que permitan analizar de manera sistemática las diferentes alternativas de inversión, disminuir la incertidumbre y, en consecuencia, aumentar la probabilidad de éxito del negocio.

Metodología de evaluación financiera de proyectos

El desarrollo de una herramienta software de evaluación financiera de proyectos de recuperación térmica por inyección de vapor contempló el uso de una metodología de evaluación con base en un modelo matemático que considerara las variables incorporadas dentro del proceso de negocio de reconocidas compañías petroleras, enmarcadas a su vez sobre las condiciones contractuales y fiscales bajo el marco normativo colombiano para la explotación de recursos hidrocarbúricos de petróleo pesado y la implementación de la técnica de inyección de vapor en Colombia.

La proyección de resultados financieros hizo uso de la metodología de flujo de caja descontado, la cual, como se mencionó, consistió en la elaboración de un modelo matemático – financiero que permitiera simular las variables financieras asociadas a la operación futura de proyectos de inyección de vapor durante su tiempo de vida económica y cuantificar el valor generado, considerando el valor de dinero en el tiempo. Lo anterior, integró los tres elementos básicos del negocio: la inversión inicial, los ingresos y egresos (costos y gastos), bajo ciertas condiciones de coste de capital, con el fin de estimar el flujo de efectivo al final del periodo de evaluación y calcular el rendimiento financiero bajo determinadas condiciones de riesgo. Su construcción se realizó a través de un proceso de cuatro etapas descritas a continuación.

Análisis tecnológico

La elaboración de una metodología de evaluación financiera de proyectos EOR por inyección de vapor, requirió de la búsqueda inicial de datos e información que permitiera identificar y caracterizar las tecnologías de recuperación de acuerdo con la modalidad de inyección; lo anterior, con el objetivo de reconocer principios de funcionamiento, requerimientos críticos y principales dificultades de implementación, así como también los recursos necesarios para su desarrollo en el ámbito técnico y financiero.

Definición de la inversión inicial

La definición del *CAPEX* para este tipo de proyectos involucró la identificación de costos por adquisición o adecuación de la infraestructura necesaria para la ejecución del proyecto según su discretización por *CAPEX* de subsuelo e infraestructura.

Las inversiones de subsuelo corresponden al costo integral del pozo, incluyendo la operación del taladro, obras civiles y mecánicas, perforación, completamiento y registros. Operaciones de recuperación térmica por inyección de vapor hacen uso de diferentes tipos de pozos dependiendo de la modalidad de inyección. El completamiento de pozos inyectoros propicia una serie de consideraciones enmarcadas en diseños específicos que hagan uso de juntas de expansión y empaques térmicos en las sartas de tubería de inyección; así mismo, configuraciones de cabeza de pozo que provean acceso fácil en la instalación de termocuplas u otros dispositivos de medición de temperatura. En cuanto al completamiento de pozos productores, se requiere el uso de revestimientos cañoneados, *liners* ranurados y flujos en empaque de grava (Rey y Velasco 2007). Cabe resaltar que la perforación de pozos de recolección de agua de alimentación al generador y pozos disposal, también formó parte del *CAPEX* de subsuelo.

Por otro lado, las inversiones de infraestructura corresponden a la construcción de todas las facilidades requeridas para transportar y procesar los gases, líquidos y sólidos producidos desde la boca de pozo hasta su punto de entrega de ventas (Moix 2014). Este tipo de inversiones son subclasificadas a criterio de cada empresa con fines prácticos de identificación según el tipo de proceso. Campos que involucren la inyección de vapor como método de recuperación de hidrocarburo requerirán, en primera instancia, la adquisición del sistema de generación de vapor, así como también la planta de tratamiento de agua de inyección, líneas de distribución especializadas no solamente en la producción de crudo pesado, sino también, líneas de flujo revestidas con aislante térmico para evitar pérdidas de energía en el proceso de transporte del vapor desde el generador hasta cabeza de pozo; así mismo, la adquisición de un centro de procesamiento de fluidos juntos con todos aquellos equipos involucrados en el tratamiento de crudos pesados, centros de generación de energía eléctrica, centros de almacenamiento o baterías de tanques y la inclusión de sistemas de levantamiento artificial.

Finalmente, formará parte de la inversión inicial todo lo relacionado al proceso de gerenciamiento del campo, es decir, el costo por estudios de viabilidad social y ambiental, compensaciones, inmobiliaria, licencias, permisos y/o seguros.

Definición de egresos

Los costos operativos u *OPEX*, definidos como los desembolsos relacionados a la operación que no pueden ser considerados como activos de la empresa o no pueden ser capitalizados, pueden tener mayor impacto en comparación con el *CAPEX*, por eso es de suma importancia evitar el uso de premisas generales y costos constantes por barril de crudo producido (Moix 2014).

Una instalación petrolera para la producción de hidrocarburos, al igual que todo proceso productivo, incurre en desembolsos que están directamente relacionados con la cantidad de unidades producidas, conocidos como costos variables. En procedimientos de recuperación térmica por inyección de vapor estos estarán enmarcados esencialmente por el costo por generación de un millón de BTU (MMBTU), el cual depende, de manera estricta, del consumo de combustible para la generación de vapor. Es importante destacar que, adicionalmente, existen diferentes costos variables por tratamiento y manejo de los fluidos producidos, asociados a los costos de extracción, gastos administrativos, uso de diluyentes, entre otros.

Con relación al costo de generación de vapor, la herramienta software desarrollada estima su valor con base en el cálculo del costo energético nivelado, el cual representa el ingreso promedio por unidad de energía generada que se requeriría para recuperar los costos de construcción y operación de una planta generadora durante un ciclo de vida y servicio financiero asumido (U.S Energy Information Administration 2019). El *LCOE* (*Levelized Cost of Energy*, por sus siglas en inglés) se cita a menudo como una medida de resumen conveniente de la competitividad general de diferentes tecnologías de generación; en ese sentido, dado a que el vapor generado para llevar a cabo métodos de recuperación térmica consume 1,7 TPC/año de gas natural y que este recurso se vuelve cada vez más limitado y costoso en muchas partes del mundo (Chaar *et al.* 2015), existió la necesidad de comprender mejor los aspectos económicos de su proceso generación analizando la posibilidad de utilizar fuentes de energía diferentes a la tradicional que garanticen el desarrollo de los proyectos a menores costos.

La estimación al costo por generación de vapor realizada por la herramienta, se fundamenta en el estudio realizado por Chaar, Venetos, Dargin y Palmer (2015), quienes estimaron el costo por generación de vapor asociado al uso de generadores convencionales o de un solo paso a través del serpentín, cogeneradores de vapor mediante *flue gas* y generadores de vapor solares, a partir de modelos de rendimiento de *LCOE* que representan el precio mínimo al que se debe vender la energía

del proyecto para que este pueda suplir sus costos, teniendo en cuenta datos de *CAPEX*, *OPEX*, costos de combustible, así como también cargas económicas y ambientales.

La Fig. 3 muestra el costo atribuido a la generación de vapor con base en el *LCOE*, para los tres métodos de generación de vapor mencionados y su relación con el precio del combustible. Los modelos *LCOE* propuestos por los autores se diseñaron para proporcionar una comparación justa de cada método de generación. Dado que uno de los factores que afecta el *LCOE* es el tamaño del proyecto, se realizó el supuesto en el cual los métodos de generación convencional y solar están contruidos para coincidir con el promedio de producción de vapor anual mediante el uso de cogeneradores de vapor con *flue gas*; adicionalmente fueron utilizados los mismos supuestos macroeconómicos en tasa mínima de oportunidad, inflación y vida útil de cada proyecto.

Como se mencionó, la herramienta software estima el valor de generación de un millón de BTU para sistemas de generación convencional, únicamente, pues este tipo de equipos constituyen la maquinaria utilizada en la implementación de las tecnologías de explotación en campos de crudo pesado colombiano; sin embargo, este hecho garantiza la posibilidad de la implementación de estudios que hagan uso de fuentes de energía diferentes a la tradicional, como sistemas de cogeneración con *flue gas* y solares, que logren garantizar el desarrollo de este tipo de proyectos a costos más bajos, una vez conocido el costo actual. Cabe resaltar que el modelo de estimación propuesto para equipos convencionales de generación consideró una capacidad de 85 MMBTU/hr, bajo una eficiencia del 85%.

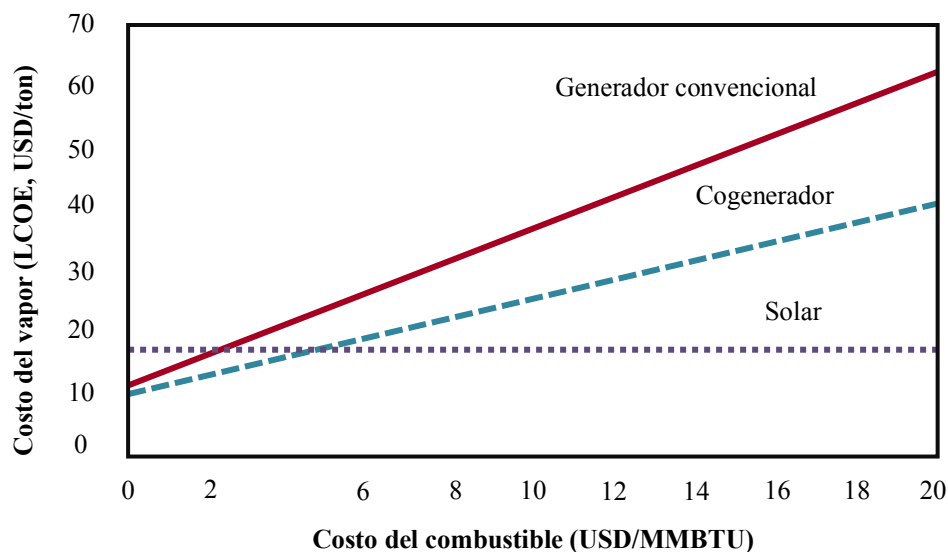


Fig. 3 – Costo del vapor (LCOE, USD/ton) vs costo del combustible (USD/MMBTU).

Definición de ingresos

En la industria petrolera los ingresos son calculados a partir de la venta del hidrocarburo, cuya extracción depende de un plan de producción con base en las reservas probadas del campo (Moix 2014). Su proyección estima la dimensión de la infraestructura que se requiere en superficie para el tratamiento de los fluidos producidos y los costos de operación del campo. La simulación numérica de yacimientos y diversos métodos analíticos son herramientas comúnmente usadas por parte de la industria para tal fin (Rey y Velasco 2007). No obstante, el total de la producción de petróleo no

genera ingresos, ya que a esta se le debe descontar, por ejemplo, el consumo propio, el pago de regalías, contribuciones adicionales de las entidades que otorgan los contratos y otras participaciones.

En ese sentido, dado que el precio de venta del crudo colombiano está normalmente referenciado a los crudos Vasconia y/o Castilla, que a su vez se correlacionan con otros crudos marcadores internacionales, la herramienta software desarrollada utilizó una proyección a largo plazo lineal respecto al precio del crudo BRENT menos un porcentaje de descuento por calidad y tarifa promedio de transporte a punto de comercialización. Respecto al descuento de transporte de crudo pesado sobre el precio de venta del barril de crudo, la herramienta software estimó su valor de acuerdo con el estudio elaborado por Malagón (2016), quien detalló el costo de transporte de un barril de petróleo desde el centro de producción por departamento hasta el lugar de destino en el país, con base en información suministrada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), entidad del gobierno colombiano encargada de administrar y regular los recursos hidrocarburíferos de la nación.

IGNIA: Herramienta software de evaluación de proyectos de inyección de vapor

IGNIA, el software de evaluación financiera de proyectos de inyección de vapor constituye una novedosa propuesta software que permite analizar de forma detallada diferentes alternativas de inversión, a través del estudio de indicadores financieros como el Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), tiempo de recuperación y eficiencia de inversión (EI), con base en el costo energético nivelado como indicador de competitividad energética a nivel global. Gracias a ello, permite al profesional modelar diversos escenarios, analizar el efecto del precio del combustible en el costo del vapor para equipos convencionales de generación y facilitar la elaboración de análisis de riesgos posteriores, en aras de coadyuvar a decidir la alternativa más conveniente.

El software incorpora una interfaz intuitiva y amigable con el usuario que permite el análisis de diversos escenarios en cuestión de minutos. IGNIA consta de siete módulos principales dentro de los cuales se realiza el cálculo que cuantifica el monto de la inversión inicial, el dimensionamiento de los beneficios que genera cada alternativa de inversión y el cálculo de medida de rentabilidad asociado a cada una de ellas, ver Fig. 4. A continuación, se describen las características pertinentes entorno a los módulos incorporados dentro de la herramienta y su proceso de funcionamiento mediante un diagrama de flujo ubicado en apéndices.

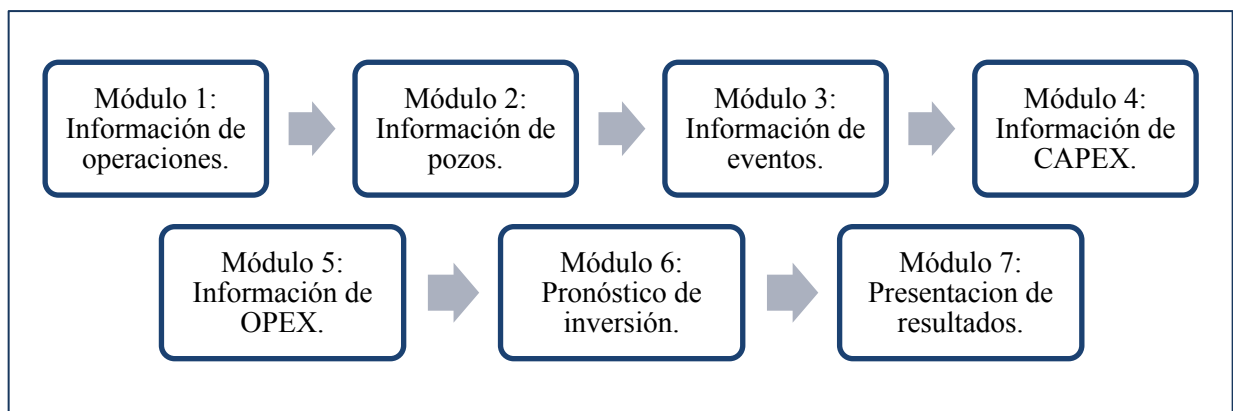


Fig. 4 – Módulos incorporados en la herramienta software IGNIA.

Módulo 1: Información de operaciones

Una vez definido el periodo de evaluación financiera, permite cargar una línea de tiempo con información referente al día de inicio y finalización de las actividades de inyección, producción y/o remoyo, por cada pozo presente en el proyecto, ver Fig. 5. Este módulo constituye una alternativa dinámica de visualización de eventos que provee al usuario mayor certeza en el ingreso correcto de la información.

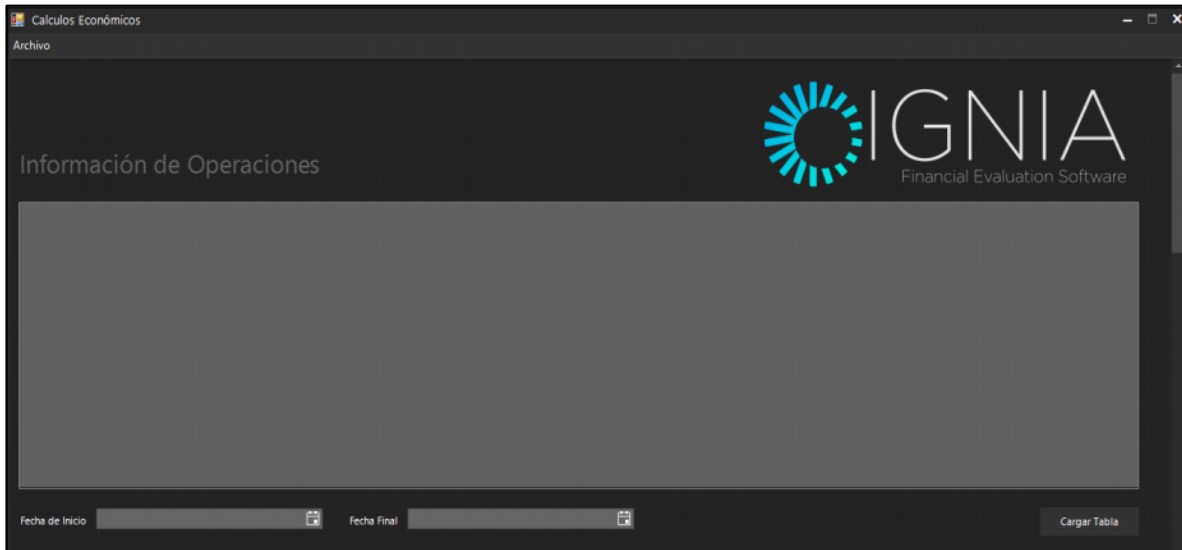


Fig. 5 – Módulo de información de operaciones de la herramienta software IGNIA.

Módulo 2: Información de pozos

Permite al usuario cargar la lista de pozos partícipes en el proyecto a evaluar junto con su fecha de perforación, ver Fig. 6. La generación de este listado puede realizarse de manera manual o ser importada desde un documento en Microsoft Excel.

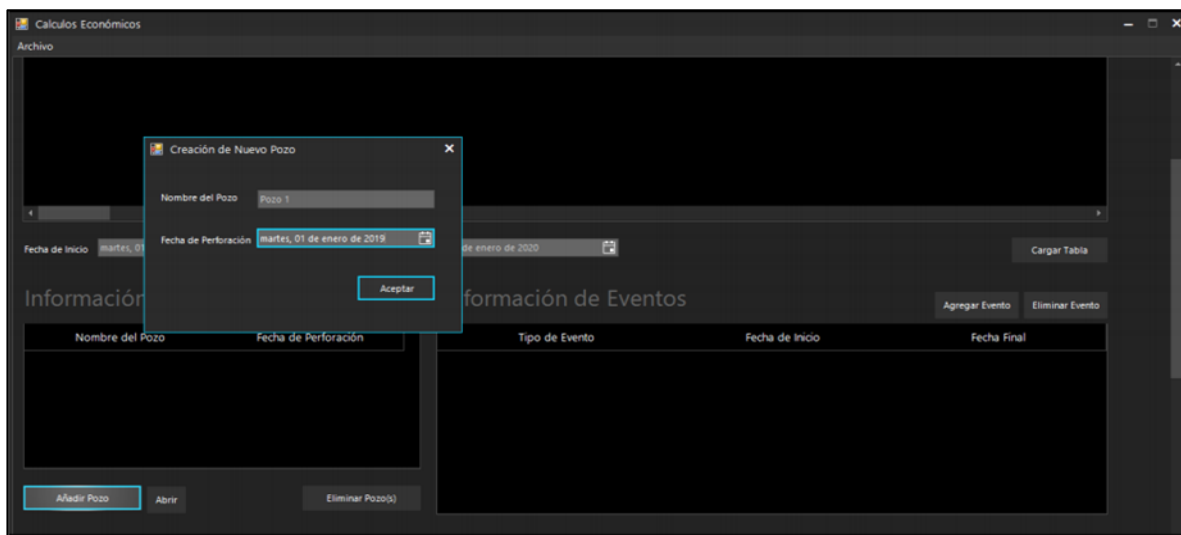


Fig. 6 – Módulo de información de pozos de la herramienta software IGNIA.

Módulo 3: Información de eventos

En esta sección se cargará la información de los eventos asociados a cada pozo, los cuales se clasifican en tres: inyección, remojo y producción. Se debe escoger el tipo de evento, la fecha en la cual se lleva a cabo, el pozo o los pozos a los cuales se asocia y el caudal de inyección de vapor, si aplica, en BWE/día, ver Fig. 7. Adicionalmente, una vez establecido el evento por pozo adscrito al proyecto, se genera una línea de tiempo que muestra los eventos para cada pozo durante las fechas establecidas, la cual puede visualizarse dentro del módulo de información de operaciones, ver Fig. 8.

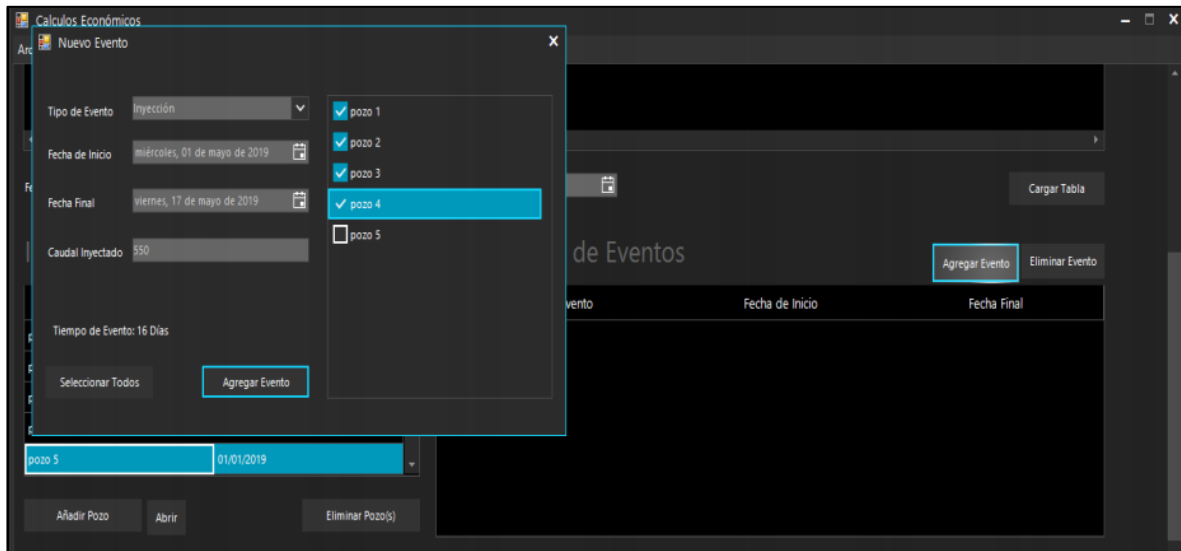


Fig. 7 – Módulo de información de eventos de la herramienta software IGNIA.

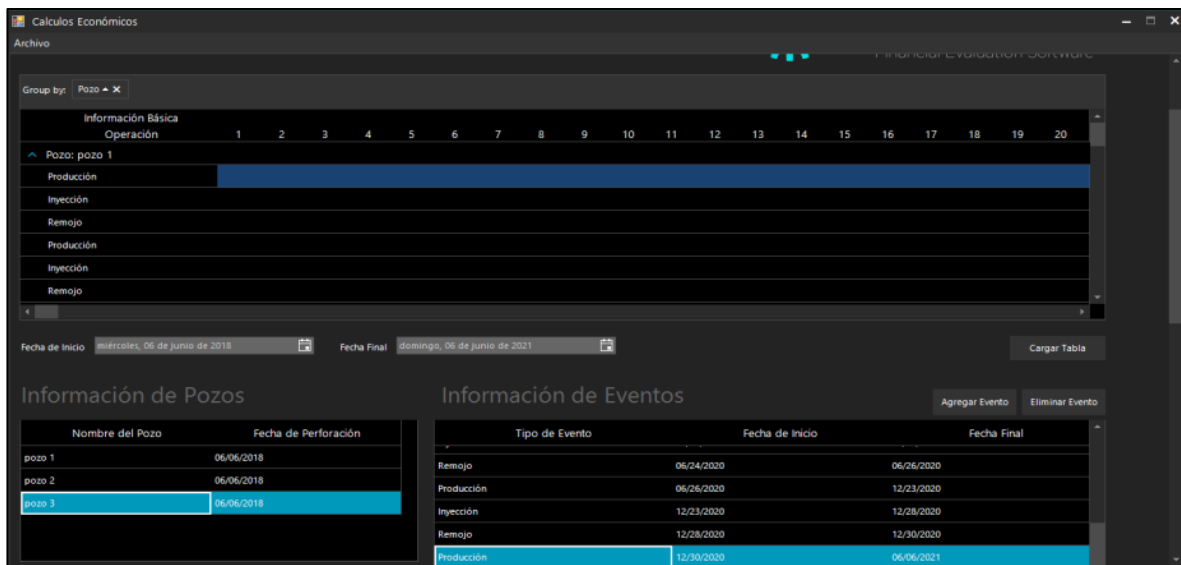


Fig. 8 – Visualización de la línea de tiempo bajo la información de eventos ingresada.

Módulo 4: Información de CAPEX

Este módulo solicita la información referente al monto de la inversión inicial, es decir al número de unidades, su costo por unidad y vida útil, a través de los siguientes ítems, ver Fig. 9.

- Pozos. Dentro de los cuáles es posible destacar pozos tipo inyector, productor, disposal y de recolección de agua.
- Generador de vapor.
- Líneas de distribución de vapor y fluidos producidos.
- Planta de tratamiento de agua de inyección. Incluye la compra de unidades de sedimentación, filtración, intercambio iónico, desaireación, remoción de materia orgánica y tanques de almacenamiento.
- Planta de tratamiento de fluidos producidos. Incluye la compra de separadores bifásicos, separadores tipo *FWKO* (*Free Water Knockout*), *gunbarrels*, tratadores termoelectrostáticos, unidades de flotación y tanques de almacenamiento.
- Obras civiles. En relación con la construcción de locaciones y vías de acceso.
- Gerenciamiento. Inversiones por estudios de viabilidad social, ambiental, inmobiliaria, compensaciones, licencias, permisos y seguros.

The screenshot shows the 'Información de CAPEX' module. The left sidebar lists the following categories: Generador de Vapor, Gerenciamiento, Líneas de Distribución, Obras Civiles, Planta de Tratamiento de Agua de Inyección, Planta de Tratamiento de Fluidos Producidos, and Pozos. The main area on the right shows the 'Planta de Tratamiento de Agua de Inyección' category expanded. It contains a table for 'Unidades de Sedimentación' with columns for 'Vida útil [Años]', 'Cantidad', and 'Costo [USD/Unidad]'. The values are 0, 0, and 0 respectively. Below this, there are expandable sections for 'Unidades de Filtración', 'Unidades de Intercambio Iónico', 'Unidades de desaireación', 'Unidades de Remoción de Materia Or...', 'Tanques de Almacenamiento', and 'Otras Unidades', all showing 0 units. At the bottom, there are sections for 'Planta de Tratamiento de Fluidos Producidos' and 'Pozos'.

Fig. 9 – Módulo de información de *CAPEX* de la herramienta software IGIA.

Módulo 5: Información de OPEX

Este módulo solicita información referente a los costos operacionales producto de la generación de vapor, el tratamiento de fluidos producidos, uso de diluyentes y otros descuentos, ver Fig. 10.

Módulo 6: Pronóstico de inversión

Luego de ingresar la información correspondiente a la inversión inicial y gastos operacionales, el módulo de pronóstico de inversión permite al usuario ingresar los datos de producción por año de evaluación, así como también la información necesaria para estimar el precio de venta del crudo, sus

descuentos por transporte y calidad, las premisas macroeconómicas y condiciones contractuales adscritas al proyecto.

Módulo 7: Presentación de resultados

Finalmente, después de proporcionar la información solicitada, es posible visualizar los resultados del análisis financiero del proyecto mediante un archivo exportado en Microsoft Excel, en el cual se observa el flujo de efectivo dentro del periodo de evaluación financiera predeterminado y los resultados entorno a cada uno de los indicadores de rentabilidad, ver Fig. 11.

Fig. 10 – Módulo de información de *OPEX* de la herramienta software IGNIA.

Resultados de Análisis												
Año	0	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Producción	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Pegajoso	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Producción Neta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Barriles Diluyente	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Barriles a Venta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ingresos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Egresos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
EBITDA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Amortización	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Depreciación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Valor de Subsidio	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Impuesto de Renta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Ganancia Neta	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Flujo Acumulado	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
VP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
VP Acumulado	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Indicadores Financieros												
Valor Presente Neto	0.0											
Tasa Interna de Retorno	0.0%											
EPI	0.0											
Payback Time	0.0											

Fig. 11 – Presentación de resultados financieros en la herramienta software IGNIA.

Conclusiones

Con el fin de reducir tiempos de cómputo y obtener datos de mayor precisión se escribió, en el lenguaje de programación C#, una secuencia de órdenes y algoritmos con los cuales se desarrolló el software IGNIA de evaluación financiera de proyectos de inyección de vapor, que, a partir de estimaciones a indicadores financieros como el Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), tiempo de recuperación y Eficiencia de Inversión (EI) sobre flujos netos de efectivo proyectados, cuantifica la capacidad de un proyecto de inyección de vapor de generar rentabilidad financiera reduciendo la incertidumbre del riesgo sobre la inversión; del mismo modo, al analizar el efecto del precio del combustible en el costo del vapor mediante el cálculo del costo energético nivelado, se dio paso al estudio del uso de fuentes de energía diferentes a la tradicional que logren garantizar el desarrollo de proyectos a menores costos.

Referencias

- Færgestad, I. M., 2016, “Petróleo pesado”, Oilfield Review, (52 – 54).
- U.S. Department of Energy, DOE/EIA, 2014. “Annual energy outlook 2014 with projections to 2040”, [En línea] disponible en [http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2014\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2014).pdf). 30 junio, 2019.
- Nekabari, L. N., Theophilus, S., Barifcani, A., Sarmadivaleh, M., Iglauer, S., 2016, “Chapter 1: EOR Processes, Opportunities and Technological Advancements”, en “Chemical Enhanced Oil Recovery (cEOR) - a Practical Overview”, Intech Open. (3 – 52).
- Pearce, J. C., Megginson, E. A., 1991, “Current Status of the Duri Steamflood Project Sumatra, Indonesia”, Paper presented at the SPE International Thermal Operations Symposium, Bakersfield, California, 7–8 February.
- Jenkins, S. D., Waite, M. W., Bee, M. F., 1997, “Time-lapse monitoring of the Duri steamflood: A pilot and case study”, The Leading Edge 1997, 16 (09), (1267-1273).
- Curtis, C., Kopper, R., Decoster, E., Guzmán-García, A., Huggins, C., Knauer, L., . . . Waite, M., 2003, “Yacimientos de petróleo pesado”, Oilfield Review, 14, (32-55).
- León, A., Padilla, P., 2019, “Desarrollo de una herramienta software para la evaluación financiera de proyectos de inyección de vapor”, Trabajo de grado para optar al título de Ingenieras de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Chaar, M., Venetos, M., Dargin, J., Palmer, D., 2015, “Economics of Steam Generation for Thermal Enhanced Oil Recovery”, Oil and Gas Facilities, 4 (06).
- Potts G. D., 2011, “Integrating renewable energy resources within the oil industry: Concentrated solar power & enhanced oil recovery”, [En línea] disponible en http://www.gdpcapital.co.uk/docs/thermal_EOR_CSP.pdf. 19 marzo, 2019.
- Farouq Ali S. M., 2003, “Heavy oil-evermore mobile. Journal of Petroleum Science and Engineering”, 37, (5–9).
- Prats, M., 1986, “Thermal recovery”. 2nd edition. Dallas, TX: Soc. Pet. Eng.
- Ahmed, T., Meehan, D. N., 2012. “Chapter 6-Introduction to Enhanced Oil Recovery”, en “Advanced Reservoir Management and Engineering”. Second Edition. Gulf Professional Publishing.
- Kovscek A. R., 2012. “Emerging challenges and potential futures for thermally enhanced oil recovery”. Journal of Petroleum Science and Engineering, 99, (130–143).
- National Energy Technology Laboratory, 2011, “Improving domestic energy security and lowering CO2 emissions with “next generation” CO2-enhanced oil recovery (CO2- EOR)”. [En línea] disponible en http://www.netl.doe.gov/energy-analyses/pubs/storing%20co2%20w%20eor_final.pdf 12 diciembre, 2018.
- Wang, Q., Sun, X., “Crude oil price: Demand, supply, economic activity, economic policy uncertainty and wars – From the perspective of structural equation modelling (SEM)”. Energy 133, (483 – 490), 2017.

Trigos, E. M., Lozano, M. E., Jimenez, A. M., 2018, “*Cyclic Steam Stimulation Enhanced with Nitrogen*”, Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, 14–18 April.

Lake L. W., Walsh M. P., 2008, “Enhanced oil recovery (EOR) field data literature search”, [En línea] disponible en http://www.ens.dk/sites/ens.dk/files/undergrund-forsyning/olie-gas/felter-produktion-danmark/foroeget-indvinding-eor/EOR_Report_Final.pdf. 23 enero, 2015.

Meza, J., 2017, “*Evaluación financiera de proyectos*”. Cuarta edición. Colombia.

Moix, R., 2014, “*Evaluación Económica de Proyectos Petroleros*”, Bogotá D. C.: Pacific Rubiales Energy.

Prieto, C., 2010. “*Análisis Financiero*”. Bogotá D. C: Fundación para la Educación Superior San Mateo.

Rey, S., Velasco, J., 2007, “*Aplicación Software para la Evaluación Económica de Proyectos de Inyección de Vapor*”. Trabajo de grado para optar al título de Ingenieros de Petróleos, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Malagón, J., 2016, “*La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia*”, PNUD.

Autores

Autor: Angie Tatiana León Torrado. Ingeniera de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander. Integrante del Grupo de Investigación Recobro Mejorado UIS desde el año 2017, vinculada en la línea investigación de inyección de vapor. Desarrolló su proyecto de pregrado enfocado en la evaluación financiera de proyectos de recobro térmico por inyección de vapor bajo la convocatoria “Capital Semilla para la Investigación” de la Universidad Industrial de Santander. Actualmente, practicante en el área de ventas de la línea M-I SWACO en Schlumberger con experiencia en fluidos de perforación, control de sólidos, herramientas de WBCO y DPM.

Autor: Paula Mercedes Padilla Azáin. Estudiante de décimo semestre de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander. Integrante del Grupo de Investigación Recobro Mejorado UIS desde el año 2017, vinculada en la línea investigación de inyección de vapor. Desarrolló su proyecto de pregrado enfocado en la evaluación financiera de proyectos de recobro térmico por inyección de vapor bajo la convocatoria “Capital Semilla para la Investigación” de la Universidad Industrial de Santander. Actualmente, practicante de Workover y Perforación en PetroSantander Colombia GmbH con experiencia en control de costos y presupuestos, elaboración de provisiones, facturación y manejo de la cadena de abastecimiento en procesos de Perforación, Workover y Wellservices.

Co-autor: Ana Paula Villaquirán Vargas. Ingeniera de Petróleos Cum Laude de la Universidad Industrial de Santander y candidata a máster en Ingeniería de Hidrocarburos de la misma universidad. Cuenta con más de 4 años de experiencia investigativa en métodos de recobro químico y térmico, codirigiendo auxiliaturas de investigación y tesis de pregrado. Para optar al título de ingeniera realizó su proyecto de grado en inyección de polímeros y su tesis de maestría en inyección de vapor con espumas. Desempeñó labores en el Laboratorio de Química de Producción del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP-ECP) en conjunto con la Universidad Industrial de Santander, en temas orientados al conformance químico: geles y espumas.

Co-autor: Samuel Fernando Muñoz Navarro. Ingeniero de Petróleos, UIS. Magister en Ingeniería de Hidrocarburos, UIS. Magister en Ingeniería de Petróleos, Colorado School of Mines, (USA). Profesor Titulado Laureado UIS. Director Grupo de Investigación Recobro Mejorado. Director de más de 500 proyectos de pregrado, de más de 60 tesis de Maestría, y 70 trabajos de Monografía en postgrado, en su mayoría relacionados con métodos de recobro secundario y mejorado.

Apéndice

