



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA:

**APLICACIÓN DEL MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA
SAGD, PARA LA EXTRACCIÓN DE CRUDOS PESADOS CON LA
IMPLEMENTACIÓN DE GENERADORES DE VAPOR DE FONDO EN EL
CAMPO TIPUTINI.**

**PROYECTO PRÁCTICO DEL EXAMEN COMPLEXIVO
“TRABAJO DE INVESTIGACIÓN”**

TESINA

AUTOR:

MALAVÉ ROCA OMAR ALEXANDER.

TUTOR:

ING. CARLOS MALAVÉ CARRERA.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2021

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO**

TEMA:

**APLICACIÓN DEL MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA
SAGD, PARA LA EXTRACCIÓN DE CRUDOS PESADOS CON LA
IMPLEMENTACIÓN DE GENERADORES DE VAPOR DE FONDO EN EL
CAMPO TIPUTINI.**

**PROYECTO PRÁCTICO DEL EXAMEN COMPLEXIVO
“TRABAJO DE INVESTIGACIÓN”**

TESINA

AUTOR:

MALAVÉ ROCA OMAR ALEXANDER.

TUTOR:

ING. CARLOS MALAVÉ CARRERA.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2021



La Libertad, 19 de abril 2021

CARTA DE ORIGINALIDAD

Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD
Directora de la Carrera de Petróleos
Universidad Estatal Península de Santa Elena

Cumpliendo con los requisitos exigidos, envío a Uds. La Tesina Titulada “**APLICACIÓN DEL MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA SAGD, PARA LA EXTRACCIÓN DE CRUDOS PESADOS CON LA IMPLEMENTACIÓN DE GENERADORES DE VAPOR DE FONDO EN EL CAMPO TIPUTINI.**”, para que se considere la Sustentación, señalando lo siguiente:

1. La investigación es original.
2. No existen compromisos ni obligaciones financieras con organismos estatales ni privados que puedan afectar el contenido, resultados o conclusiones de la presente Investigación.
3. Constatamos que la persona designada como autor es el responsable de generar la versión final de la investigación.
4. El Tutor certifica la originalidad de la investigación y el desarrollo de la misma cumpliendo con los principios éticos.

Firma: 
AUTOR: Omar Alexander Malavé Roca
N° de Cedula: 2400237323
Correo: omar.malaveroca@upse.edu.ec
malaverocaomar@gmail.com

Firma: 
TUTOR: Ing. Carlos Alfredo Malavé Carrera
N° de Cedula: 0912370095
Correo: cmalave@upse.edu.ec

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO

**“APLICACIÓN DEL MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA
SAGD, PARA LA EXTRACCIÓN DE CRUDOS PESADOS CON LA
IMPLEMENTACIÓN DE GENERADORES DE VAPOR DE FONDO EN EL
CAMPO TIPUTINI.”**

Autor: Omar Alexander Malavé Roca.

Tutor: Ing. Carlos Alfredo Malavé Carrera.

RESUMEN

A medida del tiempo se han realizado varios estudios avanzados para la extracción de crudos pesados y extrapesados, uno de estos métodos es la Segregación Gravitacional Asistida por vapor, este sistema ha ido evolucionando y cada vez implementando instrumentos para lograr un mayor factor de recobro. Para los yacimientos que tienen una profundidad mayor a los 3000 ft, este sistema no era factible, debido a los impedimentos de los parámetros, es así como estos yacimientos constituían un gran desafío para las empresas petroleras interesados en yacimientos con estas características, siendo la viscosidad una de las propiedades fisicoquímicas que afecta de manera directa el transporte del crudo hacia la superficie. Con la utilización del método SAGD y la implementación de generadores de vapor en el fondo del pozo, es una alternativa para la extracción de este crudo pesado en yacimientos profundos.

El campo de estudio es el Tiputini, ya que cumple con las características para la utilización de este método, este campo tiene una reserva extensa de crudo pesado a profundidades mayores de 4000 ft, debido a la dificultad de la extracción de petróleo se buscan métodos que faciliten la recuperación del crudo.

Con la utilización del simulador numérico comercial de la compañía Computer Modelling Group, Ltd. CMG. Se determinará si este método es aplicable en el Campo Tiputini, el uso de datos característicos de este campo nos va a permitir diseñar un reservorio con un comportamiento similar.

Palabras claves: Recuperación de crudos pesados, Nuevos métodos de producción, Segregación gravitacional asistida por vapor, Generadores eléctricos.

TABLA DE CONTENIDO

CARTA DE ORIGINALIDAD.....	iii
RESUMEN.....	iv
TABLA DE CONTENIDO.....	vi
ÍNDICE DE FIGURAS.....	ix
ÍNDICE DE TABLAS	x
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	2
1.1 ANTECEDENTES.....	2
1.2 EXPOSICIÓN DEL PROBLEMA.....	3
1.3 OBJETIVOS.....	5
1.3.1 OBJETIVO GENERAL.....	5
1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	5
1.4 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	6
1.5 ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN.....	6
1.6 VARIABLES.....	7
1.6.1 VARIABLE DEPENDIENTE	7
1.6.2 VARIABLE INDEPENDIENTE.....	7
CAPÍTULO II:	8
MARCO TEÓRICO.....	8
2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL BLOQUE 43	8
2.2 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA.....	9
2.3 ESTRUCTURA DEL CAMPO ITT.....	10
2.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS RESERVORIOS	11

2.5	EL SISTEMA SAGD	12
2.6	GENERACIÓN DE VAPOR EN EL FONDO DEL POZO	13
2.7	GENERADORES DE COMBUSTIÓN	13
2.8	GENERADORES DE VAPOR DE CONTACTO DIRECTO.....	13
2.9	GENERADORES DE VAPOR DE CONTACTO INDIRECTO.....	14
2.10	GENERADORES ELÉCTRICOS	15
2.11	CMG TECHNOLOGIES LAUNCHER.....	16
2.11.1	WINPROP - CMG.....	17
2.11.1.1	ELEMENTOS DE LA VENTANA DEL PROGRAMA WINPROP.....	18
CAPÍTULO III.....		22
DESARROLLO DE LA SIMULACIÓN.....		22
3.1	SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL MÉTODO SAGD EN POZOS CON PROFUNDIDADES MAYORES A 3000 FT	22
3.2	CREACIÓN DEL CRUDO PESADO PARA LA SIMULACIÓN	23
3.3	DISEÑO DEL RESERVORIO.....	25
CAPÍTULO IV.....		27
RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN		27
4.1	PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA ACUMULADA.....	27
4.2	FACTOR DE RECOBRO (FR).....	28
4.3	PRESIÓN DEL YACIMIENTO DURANTE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.....	28
4.4	CORTE DE AGUA	30
4.5	ANÁLISIS ECONÓMICO.....	31
4.5.1	PROYECCIÓN COSTO DE PETRÓLEO DEL ORIENTE ECUATORIANO	31

CONCLUSIONES	1
RECOMENDACIONES	2
BIBLIOGRAFÍA.....	3
ANEXOS.....	4

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL BLOQUE 43 ELABORADO POR: PETROAMAZONAS EP	9
FIGURA 2: MAPA ESTRUCTURAL ISHPINGO, TAMBOCOCHA Y TIPUTINI	10
FIGURA 3: GENERADOR DE VAPOR DE CONTACTO DIRECTO.....	14
FIGURA 4: GENERADOR DE VAPOR DE CONTACTO INDIRECTO	15
FIGURA 5: ESQUEMA DE LA CONFIGURACIÓN INTERNA DEL GENERADOR ELÉCTRICO.....	16
FIGURA 6: PANTALLA PRINCIPAL CMG TECHNOLOGIES LAUNCHER	17
FIGURA 7: PANTALLA PRINCIPAL DE LA VENTANA DEL PROGRAMA WINPROP ...	18
FIGURA 8: ARCHIVO DE SALIDA DEL SIMULADOR WINPROD	24
FIGURA 9: REPRESENTACIÓN DEL ESQUEMA DE LA COMPLETACIÓN DE LOS POZOS DE INYECCIÓN Y PRODUCTOR.....	26
FIGURA 10: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA ACUMULADA	27
FIGURA 11: FACTOR DE RECOBRO	28
FIGURA 12: PRESIÓN DEL YACIMIENTO DURANTE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	29
FIGURA 13: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA DURANTE LA PRODUCCIÓN.....	30

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: PARÁMETROS DEL CAMPO	23
TABLA 2: COMPONENTES DEL CRUDO.....	24
TABLA 3: CARACTERÍSTICAS DEL RESERVORIO.....	25
TABLA 4: PROYECCIÓN DEL COSTO DEL PETRÓLEO	31
TABLA 5: FLUJO DE EFECTIVO NETO DEL PROYECTO DURANTE SU VIDA PRODUCTIVA.....	32
TABLA 6: CÁLCULOS DEL VAN Y TIR	33
TABLA 7: COSTOS DEL POZO PRODUCTOR	5
TABLA 8: COSTOS DEL POZO INYECTOR	7
TABLA 9: VALOR TOTAL DE INVERSIÓN INICIAL	8

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo se desarrolla como “Aplicación del Método de Recuperación Mejorada SAGD, para la Extracción de Crudos Pesados con la Implementación de Generadores de Vapor de Fondo en el Campo Tiputini” El método SAGD es una tecnología de recuperación mejorada de petróleo para la producción de crudo pesado, extrapesado y bitumen.

El crudo pesado se define de 22.3° API a menor densidad, el petróleo crudo de 10° API a menor se conoce como petróleos extrapesados. Según UNITAR el crudo extrapesado tiene una gravedad API mayor de 0.975, teniendo más de 10000 cp.

Esta es una técnica que consigue alrededor del 60 al 70% aproximadamente del petróleo original in situ, desde el punto de vista económico es lo que lo hace atractivo ya que en comparación a otras técnicas que logran un recobro promedio del 18%. Esta técnica es basada fundamentalmente en la inyección continua de vapor saturado, es una forma de estimulación que consiste en perforar dos pozos horizontales en el reservorio, uno de ellos se encuentra a pocos metros por encima de otro. Por el pozo superior se inyecta vapor continuamente, el vapor sube en el yacimiento y calienta el crudo, reduciendo su viscosidad, luego este fluye hacia el pozo de producción inferior y comienza la producción del mismo por gravedad.

Existen muchas técnicas para la recuperación de crudo pesado con inyección de vapor, pero estos sistemas solo son aplicables para pozos someros. Debido que en la actualidad se han descubierto yacimientos de crudo pesado a grandes profundidades, es la razón de la colocación de generadores eléctricos en el fondo del pozo, esto va a permitir la aplicación del método SAGD de manera eficiente en pozos con una profundidad mayor a 3000 ft.

CAPÍTULO I

1.1 ANTECEDENTES

El método por segregación gravitacional SAGD fue considerada en el inicio por el Dr. Roger Butler. En el año 1975, Imperial Oil lo transfirió a Calgary, Alberta, en una significativa investigación sobre esta idea. Puso a prueba su teoría en un piloto en Cold Lake, este es uno de los primeros pozos perforados de manera horizontal, con inyectores verticales. En la década de los 80, se dio la oportunidad de ejecutar pruebas de pozos horizontales dobles con el método SAGD, en el Underground Test Facility (UTF) en las Oil Sands de Athabasca, donde se probó la factibilidad del proceso. Los pozos iniciales con el proceso SAGD realizados en el UTF fueron perforados de manera horizontal desde un túnel, accediendo desde el túnel vertical de una mina. Este concepto coincidió con el progreso del desarrollo de técnicas de perforación direccional.

Este método comienza con una etapa de precalentamiento, esta consiste en inyectar vapor por un pozo inyector y productor, esta operación permite el establecimiento de intercambio calórico entre los dos pozos horizontales. Cuando culmina el precalentamiento, se procede a inyectar vapor por el pozo inyector.

Cuando sucede el calentamiento del petróleo por medio del vapor inyectado, causa que la viscosidad disminuya, esta acción proporciona que el hidrocarburo fluya a través de la interface vapor-arena bituminosa por diferencia de densidades hacia el pozo horizontal productor, quiere decir que el recorrido que hace el hidrocarburo hacia el pozo productor es causada por la fuerza de gravedad y la geometría de una zona saturada de vapor, de esta manera es que el hidrocarburo se mueve casi paralelo a la interface que es formada por la frontera de la cámara de vapor que incrementa sus dimensiones continuamente. Esta acción permite que el petróleo y los condensados

que se localizan en la parte baja de la cámara de vapor, se remuevan de forma continua a través del pozo productor, debido a la presión alta que existe en la cámara de vapor.

1.2 EXPOSICIÓN DEL PROBLEMA

Los yacimientos que contienen hidrocarburos pesados y con una viscosidad alta, tienen dificultades para su producción y son poco rentables, ya que estos sistemas de extracción son costosos. A los hidrocarburos con una gravedad API menor a 20° se los considera crudos pesados y a los hidrocarburos menores a 10° se los considera como crudos extrapesados.

El campo Tiputini contiene altas extensiones de depósitos de hidrocarburos, es una de las zonas que contienen crudo con altas viscosidades, son bitúmenes entre 11 a 15° API.

La gravedad API es importante para dar valor al hidrocarburo, esta estima el rendimiento y los costos de refinación, cuando se habla de un petróleo pesado o extrapesado, la dificultad de producción la hace costosa.

Uno de los métodos más usados en la recuperación del hidrocarburo pesado y extrapesado, es la aplicación de vapor por inyección, tiene la gran desventaja de que solo es posible aplicar para pozos somero, debido que a grandes profundidades existen perdidas de presión durante el proceso del flujo de vapor que va desde la superficie hasta el fondo del pozo, por lo que si se inyecta vapor en un yacimiento con una profundidad alta por el cambio de presión solo llegaría agua caliente al fondo del pozo. Esa es la razón de que se trata de buscar nuevos métodos que mejoren la recuperación de crudos pesados y extrapesados que se encuentran en los pozos con altas profundidades.

Con la ejecución del método de segregación gravitacional, se busca solucionar los problemas de movilidad del hidrocarburo del Campo Tiputini, de esta manera su producción será posible sin generar gastos económicos excesivos.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar técnicamente los criterios para la recuperación de crudos pesados en pozos con una profundidad mayor a 3000 ft, proporcionando la movilidad del crudo, aplicando el Método de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor en el Campo Tiputini con la utilización de Generadores Eléctricos en el fondo del pozo.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Definir la viabilidad de la aplicación del método SAGD en el Campo Tiputini.
- Determinar los parámetros de yacimiento y operacionales que se ajusten a la utilización del método SAGD.
- Comprender el método utilizado, su diseño y ventajas al aplicar a pozos profundos del Campo Tiputini.

1.4 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

El proyecto presenta de una manera fundamental un aporte para el área de producción, con el estudio de la aplicación de un método para la recuperación de crudos pesados en el Campo Tiputini.

En comparación a otros métodos que se aplican para la recuperación de crudos pesados que son utilizados en pozos someros, este sistema nos va a permitir la recuperación en pozos con una profundidad mayor a 3000 ft.

El Campo Tiputini contiene una reserva extensa con hidrocarburos pesados que tienen un alto porcentaje de recuperación a profundidades mayores a 4000 ft, debido a que otros métodos de recuperación no son compatibles a estos pozos, por esa razón se deben realizar estudios para la aplicación de métodos que faciliten la recuperación del crudo pesado.

1.5 ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN

Para conseguir un buen estudio del análisis del método de segregación gravitacional asistida por vapor para la recuperación de crudos pesados en el Campo Tiputini con la utilización de generadores eléctricos en el fondo del pozo, se debe constar con la información necesaria de los pozos, comprender de manera clara el método a utilizar, con el fin de lograr la culminación del análisis de manera óptima, verificando y dando a conocer los resultados, para que este método sea aplicable en este Campo.

Para obtener el alcance propuesto se debe analizar datos del yacimiento, conociendo la ubicación, su geología, historial de producción y profundidades de los pozos, con el concerniente estudio se va a realizar la simulación, para lograr verificar el comportamiento y si el factor de recobro es rentable en la utilización de este método.

1.6 VARIABLES

1.6.1 VARIABLE DEPENDIENTE

Utilización del método de segregación gravitacional asistida por vapor para la recuperación de crudos pesados en el Campo Tiputini con la utilización de generadores eléctricos en el fondo del pozo.

1.6.2 VARIABLE INDEPENDIENTE

Utilizando el método de segregación gravitacional asistida por vapor, mediante la utilización de generadores eléctricos ubicados en el fondo del pozo, se logrará crear una cámara de vapor in situ, reduciendo la viscosidad del hidrocarburo, para que se facilite la producción del mismo.

CAPÍTULO II:

MARCO TEÓRICO

La empresa petrolera Shell en 1948 perforó el pozo Tiputini-1 y encontró un petróleo muy pesado de 11° API. En los años 70 la empresa Minas y Petróleos perforó el pozo Tiputini- Minas-1, que produjo 228 barriles de petróleo diariamente de 15° API. Posteriormente, Petroecuador en el año de 1992 perforó 3 pozos exploratorios, Ishpingo, Tambococha y Tiputini, cuyas iniciales dan nombre al proyecto denominado ITT. Estos resultados abarcaron al descubrimiento de reservas de 700 millones de barriles, en el 2001 tras la iniciación de los pozos Ishpingo 3 y 4 se dedujeron en más de 1.500 millones (algunos cifran en más de 2.000 millones de barriles) entre reservas probadas (900 millones) y probables (600 millones).

Las reservas estimadas (probadas y probables en conjunto) en cada campo de este bloque son: campo Ishpingo 716 millones de barriles, campo Tambococha 308 millones de barriles, campo Tiputini 57 millones de barriles.

2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL BLOQUE 43

El Bloque 43 está ubicado al Este de la Región Amazónica, en la Provincia de Orellana, abarca una superficie de 189,889 Has aproximadamente.

El límite Sureste del bloque concierne a la frontera con el Perú, el límite Noreste es la Reserva Cuyabeno.

Al Oeste limita con el Bloque 31, Apaika – Nenke y al Sur con la Zona Intangible del Parque Nacional Yasuní.

Este bloque está formado por los campos Ishpingo, Tiputini y Tambococha, localizadas en gran parte dentro del Parque Nacional Yasuní.

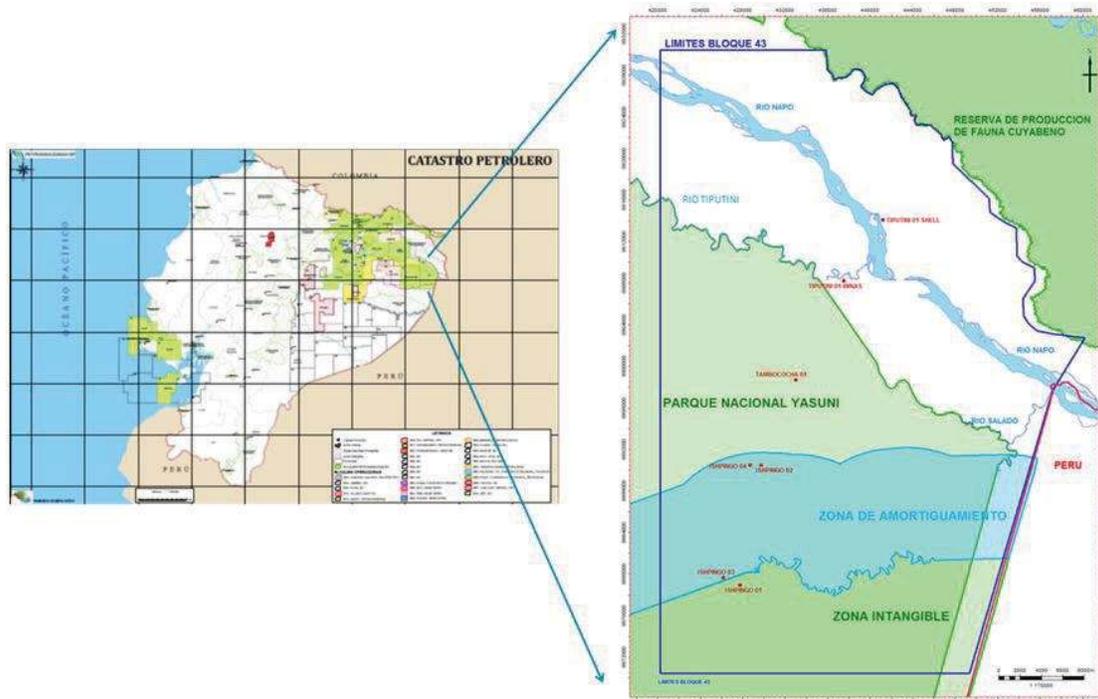


FIGURA 1: UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL BLOQUE 43 ELABORADO POR: PETROAMAZONAS EP

2.2 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA

Para el modelo estructural se interpretó los horizontes Tiyuyacu, Napo M1, Napo U, Napo T y Precretácico.

Según los estudios geológicos que se realizaron en esa época de acuerdo con la baja resolución, horizontes discontinuos de la interpretación sísmica y a la distancia irregular de las líneas 2D, el alto estructural de Ishpingo, Tambococha y Tiputini es interpretada como un solo cuerpo, ya que no se observa lineamientos, pliegues o fallas secundarias transversales, que podrían apartar las estructuras. En este campo se comprobó con la perforación de los pozos que los altos estructurales están alineados a lo largo de un tren de 45 Km de Suroeste a Noreste.

De la interpretación sísmica se obtuvieron los mapas estructurales en tiempo a los horizontes Napo M1, Napo U y Napo T, en esta se visualizan los altos estructurales y la falla principal que

constituyen un solo cuerpo, además se adquirieron los mapas estructurales en profundidad, que se correlacionan con los pozos previamente perforados en este Campo.

2.3 ESTRUCTURA DEL CAMPO ITT

El denominado campo ITT consta de los campos Ishpingo, Tambocochoa y Tiputini, este campo conforma geológicamente cuatro estructuras anticlinales con una dirección cercana Norte Sur, estas están constituidas en la misma dirección por una falla, el eje estructural es regional y es extendida del Norte de la cuenca hasta el Sur Oriente.

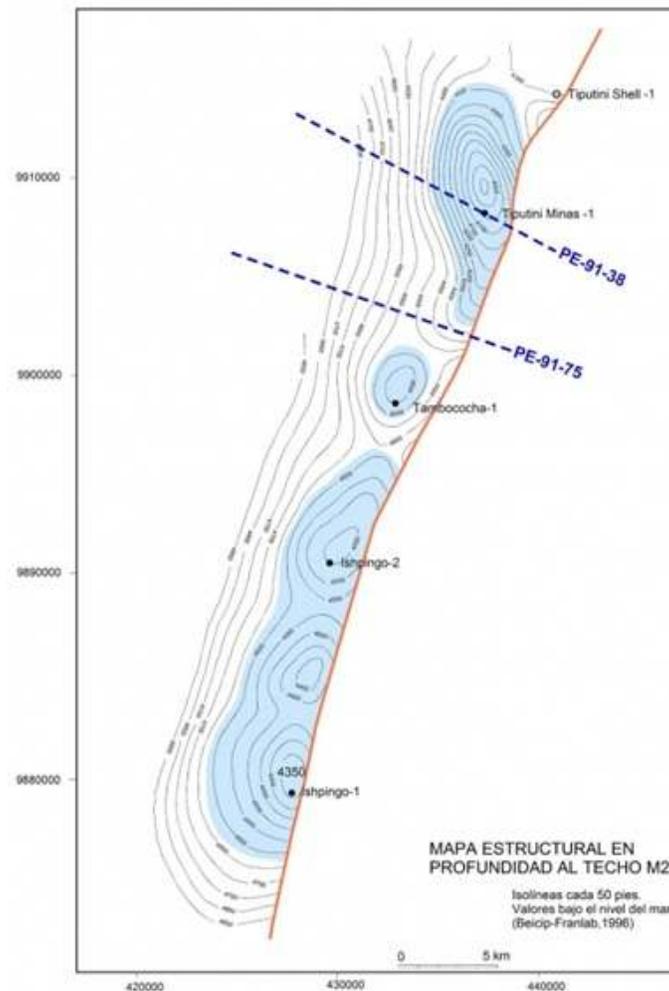


FIGURA 2: MAPA ESTRUCTURAL ISHPINGO, TAMBOCOCHA Y TIPUTINI

2.4 CARACTERÍSTICAS DE LOS RESERVORIOS

Arenisca U

La Arenisca U se formó en un sistema fluvial de canales, unos canales retrabajados por marea fueron evolucionando hacia el techo a un sistema transicional, un ambiente deltaico-estuarino se define como con influencia mareal. En esta formación se perciben ocasionales niveles de lutitas negras y tobáceas blancas.

Arenisca M1

La Arenisca M1 confirmada por la ausencia general de fósiles marinos en algunas muestras estudiadas, hace referencia que el sistema hacia la base corresponde a canales fluviales, Labogeo (1993) sugiere un ambiente transicional. Esta es una arenisca transgresiva que finaliza con la presencia de lutitas de sistema marino somero reductor. Generalmente una arenisca.

Basal Tena

Este reservorio denominado el M2 es desarrollado en situaciones marino-marginales, siendo muy pobre de calidad. El reservorio de Basal Tena esta comprendida por una arenisca cuarzosa, sus granos pasan de grueso a fino y se encuentran ciertas partes con características finas, suelta a la base y contiene cemento calcáreo hacia el techo, al parecer este reservorio se depositó en un sistema fluvial, desarrollándose a marginal marino.

2.5 EL SISTEMA SAGD

El método de Segregación Gravitacional es un proceso donde se crea una cámara de vapor esta técnica permite la expansión de este y todo con un solo sistema de producción. Este proceso consiste en la inyección de vapor continuamente por un pozo horizontal inyector, este vapor forma una cámara que se expande uniformemente, esta cámara se encarga de calentar el crudo pesado reduciendo su viscosidad y adquiriendo movilidad, encaminándose hasta el pozo horizontal productor que se encuentra en la parte inferior.

Esta técnica tiene 3 etapas, comienza con Start up, sigue a la etapa de desarrollo y termina con la etapa de mejoramiento. En la primera etapa se inyecta vapor por los dos pozos horizontales, el inyector y productor, el inyector esta unos pies encima del productor, esto ocasiona una pequeña producción por los anulares de los pozos. Esta etapa tiene como finalidad relacionar los dos pozos para que el crudo que ya está menos viscoso se pueda encaminar hasta el pozo productor, si el crudo pesado ya es móvil esta primera etapa no será necesaria, ya que el crudo ya tiene la facilidad de drenar hacia el pozo productor.

Luego de que ya se obtiene la conexión de los dos pozos se comienza a dar paso a la etapa de desarrollo, esta inicia cuando la producción de hidrocarburo del pozo horizontal inyector baja, por consiguiente, se para lentamente la inyección de vapor por el pozo productor y solo se inyecta vapor por el pozo inyector de manera continua, creando una cámara de vapor que hace que el crudo pesado se caliente y tenga movilidad, este por gravedad se dirige hacia el pozo productor. Al comienzo de este proceso el vapor inyectado asciende hasta el tope de la formación, luego este se expande por los laterales, en este punto se tiene la producción más alta.

Llega un punto donde la producción declina, por esa razón se da la existencia de la tercera etapa, que consiste en el mejoramiento y tiene como propósito crear gradientes de presión entre los pozos

para que una cámara de vapor se expanda rápidamente y así poder alcanzar más área del yacimiento.

2.6 GENERACIÓN DE VAPOR EN EL FONDO DEL POZO

Debido a que este sistema no es apropiado para pozos con una profundidad mayor a 3000 ft y gracias a las nuevas implementaciones que se le da a este método, se ha logrado una opción viable para la generación de vapor en el fondo, con la utilización de generadores de vapor, existen dos alternativas para el uso de este sistema: los que empleados por electricidad y los que funcionan por combustión.

2.7 GENERADORES DE COMBUSTIÓN

Estos generadores que se usan por combustión poseen una gran complejidad en la instalación y funcionamiento, ya que utilizan la combustión para generar el vapor. Requiere varias tuberías de alimentación para el agua, combustible, aire y para manejar los gases de combustión.

hay dos tipos de generadores por combustión de vapor de fondo: los de contacto directo, en los cuales los gases de combustión se unen con el vapor que es inyectado a la formación del yacimiento, y los de contacto indirecto, en los que existe una tubería para retornar los gases de combustión a superficie evitando que se mezclen con el vapor.

2.8 GENERADORES DE VAPOR DE CONTACTO DIRECTO

El generador de vapor por contacto directo consta de 4 partes principales: el vaporizador, la cámara de combustión, el atomizador y el mezclador.

el atomizador es un dispositivo pequeño, su función es que el combustible disminuya a partículas muy diminutas, este tiene como finalidad dar facilidad a la combustión.

La combustión es la reacción química entre el aire y el combustible, esto ocurre en la cámara, originando los gases ocasionados por esta reacción química.

En el mezclador pasan los gases de combustión, ocasionando que el agua disminuya uniformemente en los gases calientes provocados.

Posteriormente, la evaporización del agua ocurre gracias a la energía generada, esto es ocasionado por el vaporizador.

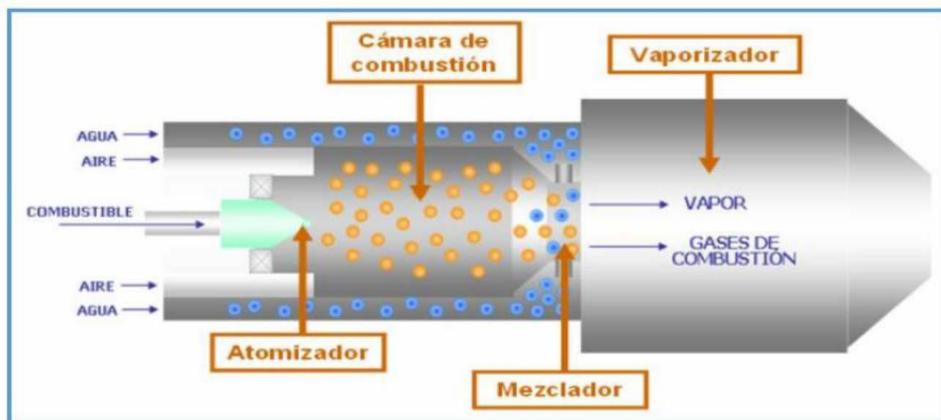


FIGURA 3: GENERADOR DE VAPOR DE CONTACTO DIRECTO

2.9 GENERADORES DE VAPOR DE CONTACTO INDIRECTO

Los generadores de vapor de contacto indirecto se maneja con dos tuberías, estas llegan hasta la cámara de combustión alimentándola con aire y combustible, en esta sección se produce una reacción química, esta libera la energía necesaria para que el agua se evapore, luego se bombea por medio de otra tubería hacia al equipo que lo conduce a través de la región externa de la cámara de combustión, esta tiene la función de actuar como un intercambiador de calor y hace que suceda la evaporación del agua gracias al calor de los gases de combustión.

Luego, los gases ocasionados por la combustión salen por el exhosto, este está ubicado en la parte superior del generador, y se dirigen a la superficie mientras que el vapor se dirige por la parte inferior del equipo hacia la cara del pozo.

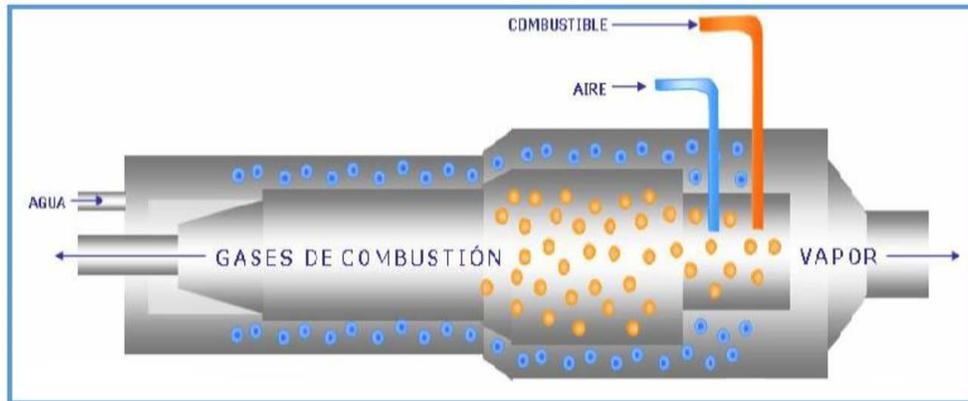


FIGURA 4: GENERADOR DE VAPOR DE CONTACTO INDIRECTO

2.10 GENERADORES ELÉCTRICOS

Los generadores eléctricos presentan una mayor simplicidad a comparación que los generadores por combustión, puesto que sólo precisan de una tubería para la conducción de agua y de un cable para la corriente eléctrica. Estos tipos de generadores no emiten gases que puedan llegar a generar impacto sobre el medio ambiente, esta es otra ventaja a comparación con los generadores por combustión.

Está constituido por una carcasa (cuya longitud depende directamente de la cantidad de vapor que puede ser generado), un cable, dos electrodos y dos tuberías.

El agua es bombeada en este proceso, se dirige a través de una tubería hasta la carcasa encontrándose con los electrodos, estos van a generar el calor necesario para que el agua se evapore, el vapor de agua generada sale por una tubería del equipo y se dirige hasta la formación de interés.

La carcasa es revestida internamente con un material aislante, esto impide el flujo de calor hacia afuera del generador. También se emplean tubería aisladas térmicamente en la sarta que dirige el vapor inyectado hacia el yacimiento, esto es para reducir las pérdidas de calor que se dan.

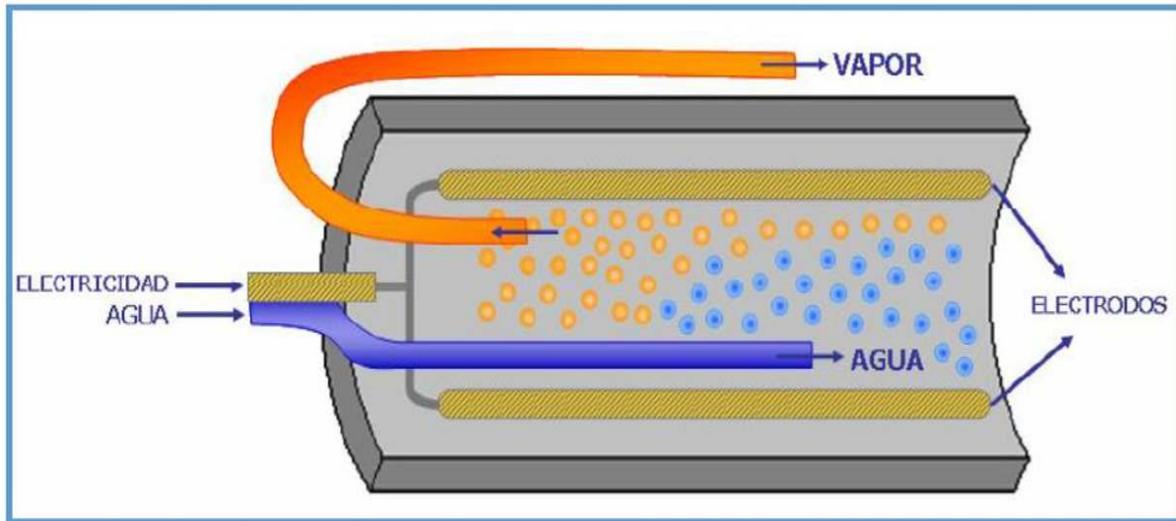


FIGURA 5: ESQUEMA DE LA CONFIGURACIÓN INTERNA DEL GENERADOR ELÉCTRICO

2.11 CMG TECHNOLOGIES LAUNCHER

Launcher es una aplicación de gestión de proyectos que le permite realizar un seguimiento de sus simulaciones CMG y lanzar trabajos desde una ubicación. Usando Launcher, puede configurar proyectos y carpetas en su computadora para contener archivos de simulación relacionados.

A partir de estos proyectos, puede:

- Iniciar Builder para configurar su conjunto de datos.
- Iniciar un trabajo de simulador.
- Cargar gráfico de resultados o resultados 3D para analizar resultados de simulación.

Launcher garantizará que los trabajos se ejecuten en orden para que cada trabajo tenga acceso a los recursos informáticos que necesita. Puede usar el Iniciador para enviar trabajos a tecnologías de clúster informático como Microsoft HPC Server o IBM Platform LSF, o a una colección de computadoras que ejecutan el Servicio de trabajos CMG. Launcher utiliza arrastrar y soltar para iniciar simuladores y aplicaciones. Puede agregar iconos para otras aplicaciones al área de iconos de la aplicación Launcher.

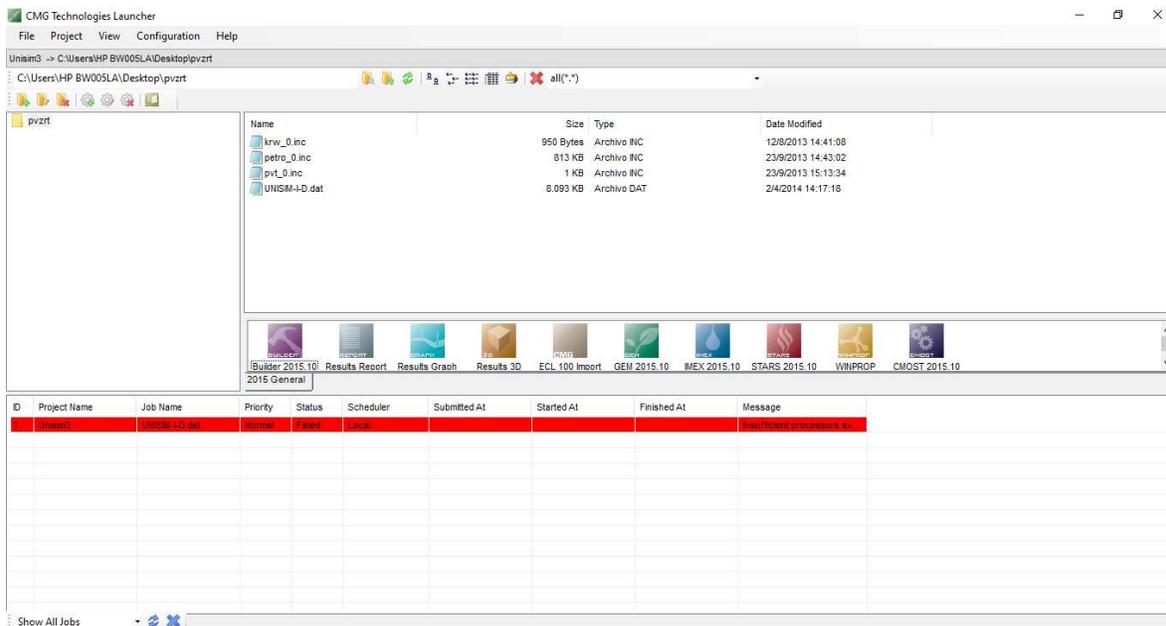


FIGURA 6: PANTALLA PRINCIPAL CMG TECHNOLOGIES LAUNCHER

2.11.1 WINPROP - CMG

WinProp es la ecuación de CMG del paquete de propiedades de equilibrio de estado multifásico que ofrece caracterización de fluidos, agrupamiento de componentes, comparación de datos de laboratorio mediante regresión, simulación de procesos de contacto múltiple, construcción de diagramas de fase, precipitación de sólidos y más. Los experimentos de laboratorio considerados en WinProp incluyen recombinación de separador de petróleo y gas, mediciones de compresibilidad, expansión de composición constante, liberación diferencial, prueba de separador, agotamiento de volumen constante y prueba de hinchamiento. Puede usar WinProp para analizar el comportamiento de fase de los sistemas de gas y petróleo de yacimientos, y para generar propiedades de componentes para el simulador de composición CMG GEM, el simulador de aceite negro IMEX y el simulador térmico de vapor y aditivos STARS. WinProp presenta una interfaz gráfica de usuario que le permite preparar datos, ver diagramas de la entrada, ejecutar el motor de

cálculo de propiedades de fase, luego ver el texto y los resultados gráficos dentro de la ventana del programa.

2.11.1.1 ELEMENTOS DE LA VENTANA DEL PROGRAMA WINPROP

La siguiente pantalla muestra las áreas principales de la ventana del programa WinProp:

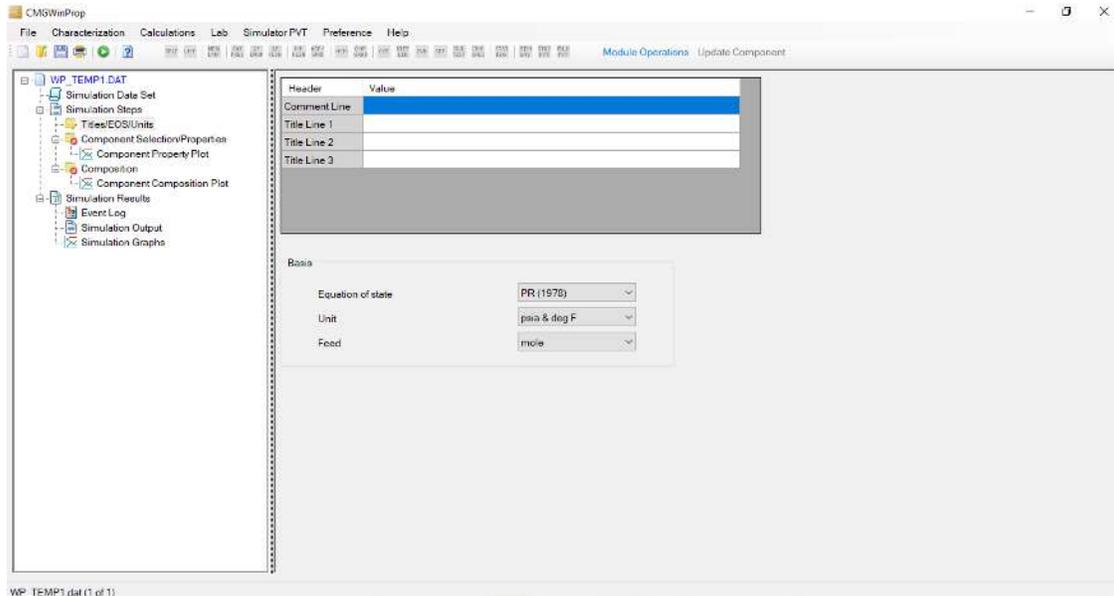


FIGURA 7: PANTALLA PRINCIPAL DE LA VENTANA DEL PROGRAMA WINPROP

La vista de árbol en el lado izquierdo de la ventana del programa muestra la estructura del conjunto de datos. Al seleccionar cualquier nodo en la vista de árbol haciendo clic con el mouse o usando las teclas de flecha, se muestra la información asociada con ese nodo en el área de Entrada de datos y resultados a la derecha.

El nivel superior proporciona el nombre del conjunto de datos en mayúsculas, "Data Set Name" en el ejemplo anterior. El nombre del archivo que contiene el conjunto de datos es el nombre del conjunto de datos seguido de .dat, por ejemplo, "Data Set Name.dat". Debajo del nivel superior hay tres nodos:

- Simulation Data Set: muestra el archivo de entrada de palabras clave para la ejecución de la simulación.
- Simulation Results: muestra los resultados de la simulación.
- De forma predeterminada, Pasos de simulación contiene tres nodos, en orden:
- Titles/EOS/Units: para documentar la ejecución, seleccione el sistema de unidades y elija la ecuación de estado (EOS) que se utilizará para todos los cálculos incluidos en el conjunto de datos.
- Component Selection/Properties: para seleccionar y editar componentes.
- Composition: para especificar la composición del sistema. Tenga en cuenta que se pueden agregar nuevos pasos de definición de composición en cualquier punto del conjunto de datos.

BUILDER - CMG

Builder es una herramienta de software basada en Microsoft Windows que puede usar para crear archivos de entrada de simulación (conjuntos de datos) para simuladores CMG. Los tres simuladores CMG: IMEX, GEM y STARS, son compatibles con Builder. Builder cubre todas las áreas de entrada de datos, incluida la creación e importación de cuadrículas y propiedades de cuadrícula, ubicación de pozos, importación de datos de producción de pozos, importación o creación de modelos de fluidos, propiedades de fluidos de roca y condiciones iniciales. Builder contiene una serie de herramientas para la manipulación de datos, la creación de tablas a partir de correlaciones y la verificación de datos. Le permite visualizar y verificar sus datos antes de ejecutar una simulación.

STARTING BUILDER

Antes de iniciar Builder, debe configurar un directorio de proyecto dentro del CMG Technologies Launcher. Si necesita convertir cualquier mapa de contorno o archivos de mapa de malla, esto también debe hacerse antes de iniciar Builder. Para iniciar Builder desde CMG Technologies Launcher para crear un nuevo conjunto de datos:

1. En CMG Technologies Launcher, abra el Generador haciendo doble clic en el icono del Generador.
2. Haga clic en Archivo | New. Se muestra el cuadro de diálogo Configuración del simulador de depósito:
3. En Simulador, seleccione el simulador que usará.
4. En Unidades de trabajo, seleccione el sistema de unidades a utilizar.
5. Si estaba creando un conjunto de datos STARS, se habilitará el botón Avanzado ... Actualmente, esto se utiliza para especificar las unidades "Except" (consulte la palabra clave * EXCEPT en la Guía del usuario de STARS). Consulte Especificación de unidades "Except" en STARS.
6. En Porosidad, seleccione Porosidad simple o una de las opciones de porosidad dual. Algunas de las opciones de doble porosidad permitirán la entrada de Factor de forma o Subdivisiones para la entrada de Bloques de matriz.
7. Ingrese la Fecha de inicio de la simulación. Esta suele ser la fecha de inicio de la producción o inyección en el pozo más temprano.
8. Haga clic en Aceptar para aplicar su configuración.

SIMULADOR START – CMG

Este es un simulador numérico que se encarga de simular métodos de recuperación de petróleo que son ejecutados a través de procesos térmicos y avanzados como la inyección de vapor, solventes, productos químicos y aire.

Es un simulador completo de la industria petrolera y es usado para modelar los siguientes procesos de recuperación mejorada.

- **Procesos Térmicos:** Inyección de agua caliente, inyección continua de vapor, inyección cíclica de vapor, Drenaje Gravitacional Asistida por Vapor SAGD, combustión in situ convencional y en reverso.
- **Procesos Químicos:** Inyección de polímeros, surfactantes, álcalis, ASP (álcalis, surfactantes y polímeros).
- **Modelización de pozos complejos** (dispositivos de control de flujo, flujo transitorio).

CAPÍTULO III

DESARROLLO DE LA SIMULACIÓN

El método de segregación gravitacional asistida por vapor SAGD, es aplicado a yacimientos que cuentan con crudos pesados y extrapesados, este garantiza un barrido eficiente y económico debido a que la fuerza motriz de empuje lo realiza por gravedad, sin embargo, hay casos en las que no puede ser aplicado este método de forma tradicional, debido a esto, las industrias petroleras buscan dar un plus a este método, implementando nuevas tecnologías o estrategias que puedan ser aplicados al SAGD, tales como: Operaciones SAGD a baja presión, Implementación de generadores de vapor en fondo y la combinación de otro métodos térmicos de recuperación.

En el desarrollo de este capítulo, se ampliará un tema importante para la industria petrolera, con el fin de explotar yacimientos con una profundidad mayor a 3000 ft con crudo pesados y extrapesados, ya que con el Método SAGD tradicional no es posible de recuperar, esto trata de “La implementación de generadores de vapor en fondo” debido a que los generadores en su totalidad se ubican en superficie, por lo cual, existe una gran pérdida de vapor en su recorrido a su objetivo.

3.1 SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL MÉTODO SAGD EN POZOS CON

PROFUNDIDADES MAYORES A 3000 FT

Para la simulación numérica de este caso, es necesario la utilización de un simulador numérico comercial de la compañía Computer Modelling Group, Ltd. CMG. Se van a usar herramientas de trabajo brindadas por este simulador, como:

WINPROD, nos va a permitir crear un modelo de crudo pesado de 14°API para la generación de la simulación numérica.

BUILDER, nos ayudará a diseñar el reservorio y modelar el Método SAGD en el simulador START.

RESULT GRAPHS, nos mostrará los resultados, mediante procesadores gráficos, todo esto nos brinda el mismo programa de la compañía (Versión 2015.10)

los datos necesarios para la simulación numérica, se los tomó de artículos, tesis, artículos científicos, libros relacionados a crudos pesados y métodos de recuperación mejorada.

3.2 CREACIÓN DEL CRUDO PESADO PARA LA SIMULACIÓN

Para la simulación se creó un crudo pesado en el programa WINPROP esta nos permite crear modelos de fluidos. Para la creación se necesitó información con datos experimentales como por ejemplo, la composición del fluido, la viscosidad, el factor de volumen de la formación del aceite, la densidad del aceite en función de la presión, la relación de gas-petróleo (GOR), la gravedad API y la presión de saturación. Luego se crean los pseudo componentes, estas son agrupaciones para la creación de otro componente. A partir de estos datos es posible caracterizar el fluido presente en el reservorio. Después del modelado del fluido, WINPROP proporciona un archivo de salida que posteriormente se importa a la herramienta de modelado del depósito (Builder).

Parámetro	Dato
Presión del reservorio	1500 Psi
Presión de burbuja	212 Psi
Profundidades de la Arena M1	5428 ft – 5494 ft
temperatura	130° F

TABLA 1: PARÁMETROS DEL CAMPO

Componente	Fracción molar
Dióxido de carbono	1.095
Metano	16.6
Etano	1.2
Propano	0.51
i - butano	0.85
n - butano	5.02
I - pentano	9.7
N - pentano	8.8
N - hexano	10.3
Agua	0.065

TABLA 2: COMPONENTES DEL CRUDO

Este es un modelo de flujo de fluidos con las características de la región del campo Tiputini, ajustando pseudo componentes y realizando pruebas de liberación diferencial para determinar las propiedades del fluido de la tabla anterior en el simulador WINPROP. En la siguiente grafica se observa el archivo de salida para el modelo de fluido donde se utilizó regresiones y pruebas de liberación diferencial.



FIGURA 8: ARCHIVO DE SALIDA DEL SIMULADOR WINPROP

3.3 DISEÑO DEL RESERVORIO

La construcción del reservorio se lo realizará luego del diseño del fluido, por lo que, el propósito de este apartado es utilizar BUILDER para crear un modelo que se usará para evaluar las diferentes capacidades del Método SAGD en el Campo Tiputini.

El modelo tiene dos pozos horizontales de 1512 ft de longitud, con profundidades de 5438 ft – 5494 ft, debido que la arena productora M1 se encuentra en ese rango de profundidad.

CARACTERÍSTICAS DEL RESERVORIO	
Porosidad	0.3
Permeabilidad horizontal	5000 mD
Permeabilidad vertical	2500 mD
Presión del yacimiento	1500 Psi
Conductividad térmica	24 BTU/(ft-día-°F)
Capacidad calorífica	35 BTU/(ft-ft-ft-°F)

TABLA 3: CARACTERÍSTICAS DEL RESERVORIO

Después de la inserción de estos datos se realizó la perforación para configuración inicial de los dos pozos. Se perforaron dos pozos horizontales paralelos el uno al otro, siendo uno de carácter inyector y otro productor, ubicados en el centro del depósito para mantener la simetría y expandir el fluido inyectado de igual forma por el depósito. Como se muestra en la figura.

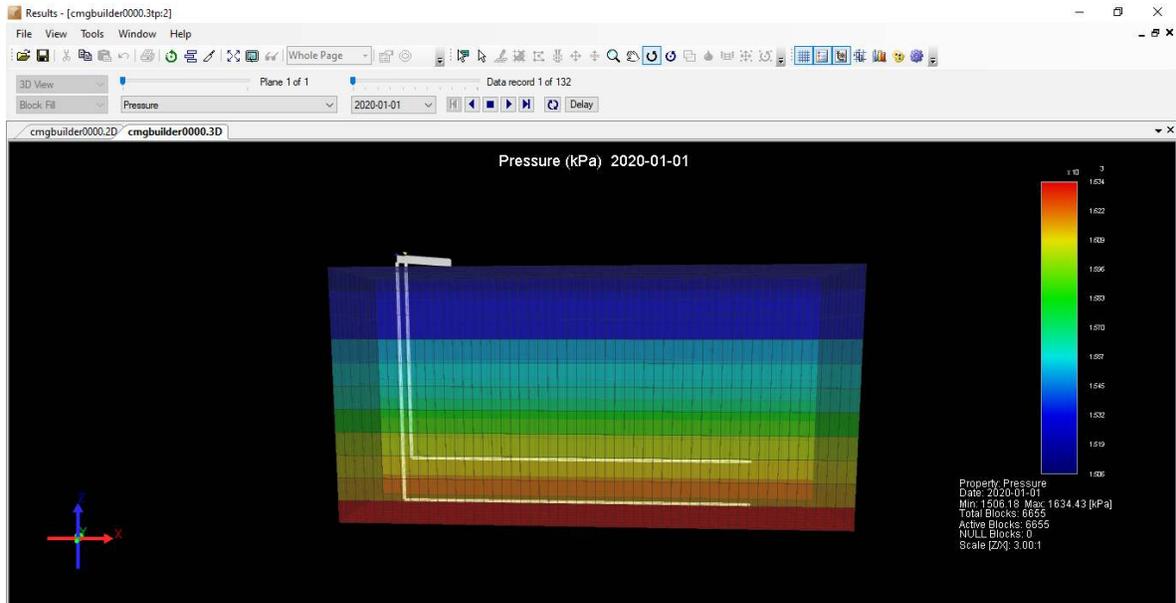


FIGURA 9: REPRESENTACIÓN DEL ESQUEMA DE LA COMPLETACIÓN DE LOS POZOS DE INYECCIÓN Y PRODUCTOR

CAPÍTULO IV

RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN

En este capítulo, se presentan los resultados obtenidos a través de las simulaciones, donde se discuten todos los parámetros operativos, en estudio, que influenciaron en la aplicación del Método SAGD en pozos con una profundidad mayor a 3000 ft.

4.1 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA ACUMULADA

En la gráfica, se da muestra de las curvas de la producción de petróleo y agua acumulada en un periodo de 10 años, dando como resultado un producción de petróleo mayor a la del agua, desde el año 2020 hasta el 2030, la grafica muestra como la producción de petróleo va incrementando considerablemente, teniendo una producción de 631064 bbl en 3987 días; Por otra parte la producción del Agua acumulada se mantiene constante sin producción durante los 639 días, aumentando su producción hasta 166254 bbl en 3987 días, tal como se muestra en la gráfica.

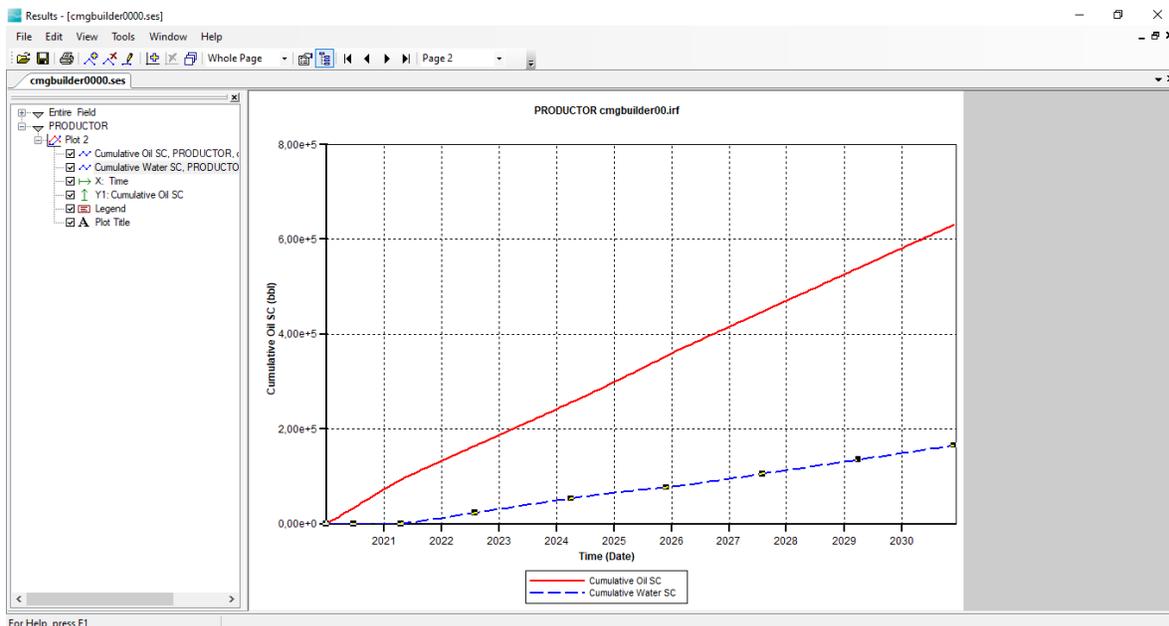


FIGURA 10: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA ACUMULADA

4.2 FACTOR DE RECOBRO (FR)

El factor de recobro del proceso SAGD se obtuvo el 34.2 % del total recuperable.

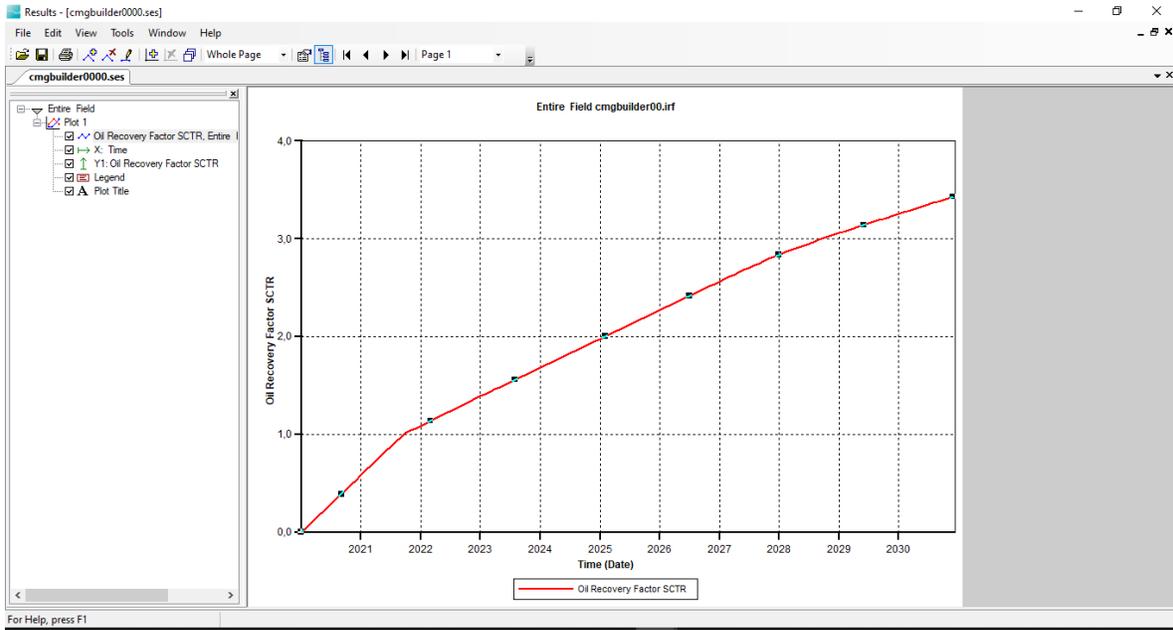


FIGURA 11: FACTOR DE RECOBRO

4.3 PRESIÓN DEL YACIMIENTO DURANTE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

La gráfica muestra la curva de presión en el fondo al inicio y durante su vida productiva, la presión baja de manera constante desde el inicio de la simulación hasta cumplir 540 días de producción con 508 Psi, luego al 2027 la presión se mantiene casi constante a llegar a 480 Psi, del 2027 al 2030 la presión baja hasta 400 Psi.

La producción de petróleo es constante durante los primeros 443 días, luego baja y se mantiene constante hasta el año 2024, hay un repunte del 2024 al 2027, luego baja ligeramente hasta mantenerse constante nuevamente.

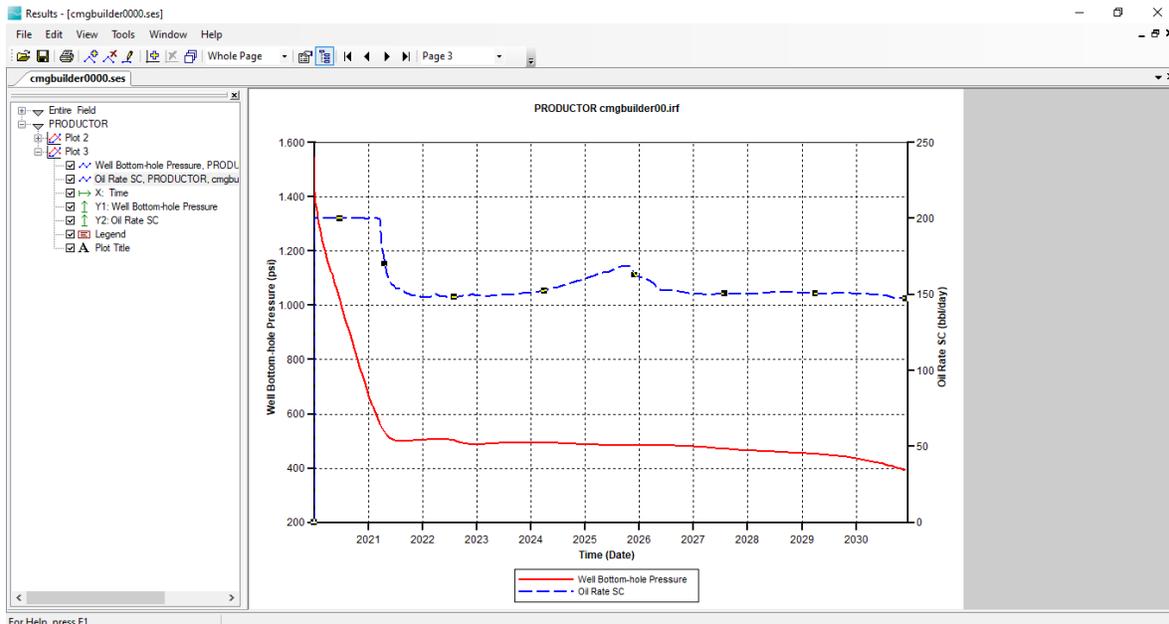


FIGURA 12: PRESIÓN DEL YACIMIENTO DURANTE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

4.4 CORTE DE AGUA

En la gráfica refleja el corte de agua en el periodo de producción de petróleo, muestra un corte de agua de 0% durante los 443 primeros días, luego aumenta y se mantiene casi constante con un 51 % aproximadamente, del 2024 al 2027 hay un ligero bajón, luego aumenta hasta llegar al 52 % manteniéndose constante.

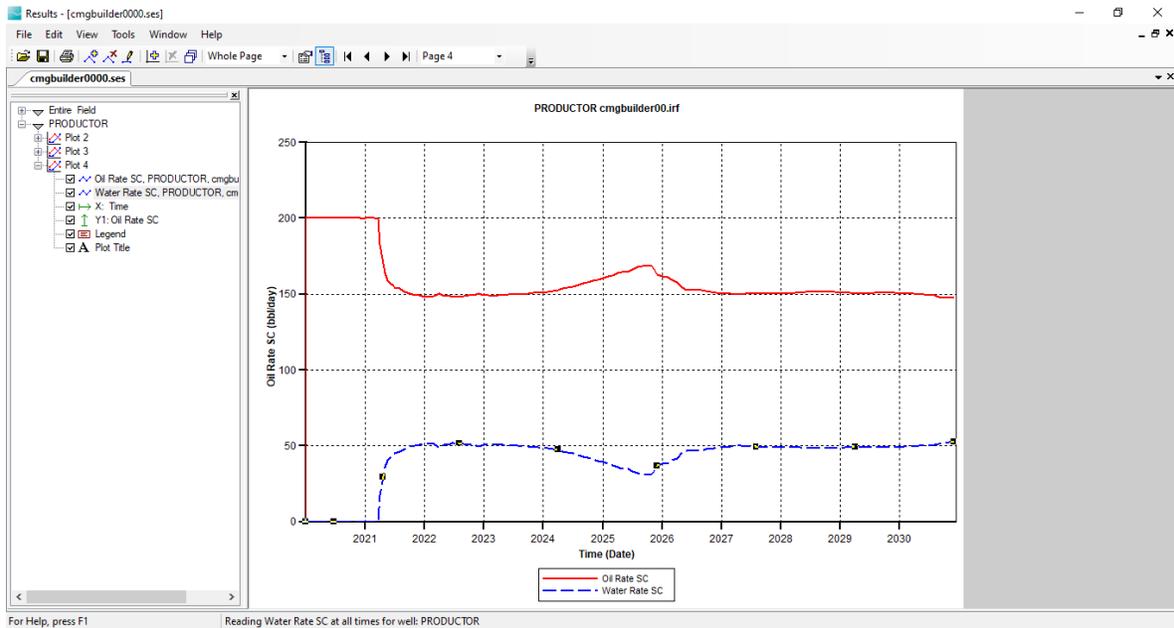


FIGURA 13: PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA DURANTE LA PRODUCCIÓN

4.5 ANÁLISIS ECONÓMICO

Durante la planeación del proyecto es importante tener en consideración el análisis económico, con la finalidad de verificar si el proyecto es viable y rentable, ya que las ganancias de producción deben cubrir los costos de operación e ingresos a la empresa.

El siguiente análisis económico se basa en verificar las ganancias durante la vida productiva del pozo, haciendo una estimación con valores que son considerados en la actualidad.

4.5.1 PROYECCIÓN COSTO DE PETRÓLEO DEL ORIENTE ECUATORIANO

Para la proyección del costo del petróleo se tomó como referencia el precio promedio actual basándose en datos del sector petróleo del banco central del Ecuador, asumiendo que desde el 2020 al 2030 el precio se mantendrá en \$55 promedio.

AÑOS	PRECIO PROMEDIO
2020	55
2021	55
2022	55
2023	55
2024	55
2025	55
2026	55
2027	55
2028	55
2029	55
2030	55

TABLA 4: PROYECCIÓN DEL COSTO DEL PETRÓLEO

La inversión que se da inicialmente se la genera por los siguientes costos, exploración de pozos, pozo productor, pozo inyector, plata de tratamiento de agua, si la empresa contratistas logran un descuento del 20% el costo de inicio será de \$7.245682.08.

AÑOS DE PRODUCCIÓN	BARRILES DE PRODUCCION ANUAL	COSTO DEL BARRIL ANUAL	INGRESOS (PRODUCCIÓN ANUAL)	EGRESOS		EGRESOS TOTALES	FLUJO EFECTIVO NETO
				COSTOS DE PRODUCCIÓN	COSTOS DE MANTEN. DE AGUA		INGRESOS - EGRESOS
AÑOS	Bbls	\$ x Bbls	\$ x Bbls	18 \$/Bbls	\$	\$	INVERSIÓN INICIAL
							-\$7.245682.08
2020	73.200,00	\$55,00	\$4.026.000,00	\$1.317.600,00	\$500.000,00	\$1.817.600,00	\$2.208.400,00
2021	73.199,40	\$55,00	\$4.025.967,00	\$1.317.589,20	\$500.000,00	\$1.817.589,20	\$2.208.377,80
2022	60.083,60	\$55,00	\$3.304.598,00	\$1.081.504,80	\$500.000,00	\$1.581.504,80	\$1.723.093,20
2023	54.425,20	\$55,00	\$2.993.386,00	\$979.653,60	\$500.000,00	\$1.479.653,60	\$1.513.732,40
2024	54.740,30	\$55,00	\$3.010.716,50	\$985.325,40	\$500.000,00	\$1.485.325,40	\$1.525.391,10
2025	57.000,40	\$55,00	\$3.135.022,00	\$1.026.007,20	\$500.000,00	\$1.526.007,20	\$1.609.014,80
2026	60.305,90	\$55,00	\$3.316.824,50	\$1.085.506,20	\$500.000,00	\$1.585.506,20	\$1.731.318,30
2027	56.240,10	\$55,00	\$3.093.205,50	\$1.012.321,80	\$500.000,00	\$1.512.321,80	\$1.580.883,70
2028	54.890,80	\$55,00	\$3.018.994,00	\$988.034,40	\$500.000,00	\$1.488.034,40	\$1.530.959,60
2029	55.334,30	\$55,00	\$3.043.386,50	\$996.017,40	\$500.000,00	\$1.496.017,40	\$1.547.369,10
2030	55.027,10	\$55,00	\$3.026.490,50	\$990.487,80	\$500.000,00	\$1.490.487,80	\$1.536.002,70
	654.447,10	\$605,00	\$35.994.590,50	\$11.780.047,80	\$5.500.000,00	\$17.280.047,80	\$18.714.542,70

TABLA 5: FLUJO DE EFECTIVO NETO DEL PROYECTO DURANTE SU VIDA PRODUCTIVA

Después de realizar el análisis del Flujo Efectivo Neto, se calculan los valores del VAN (Valor Actual Neto) cuyo resultado dio \$4.181.082,32 donde es aceptable ya que el valor es positivo, por otra parte, el TIR (Tasa Interna de Retorno) es de 23%.

INVERSIÓN INICIAL	AÑOS DE PRODUCCIÓN	TASA DE DESCUENTO	VAN (VALOR ACTUAL NETO)	TIR (TASA INTERNA DE RETORNO)
\$	Número de años	i	\$	%
\$7.245682.08	10 años	10 %	\$4.181.087,32	23%

TABLA 6: CÁLCULOS DEL VAN Y TIR

CONCLUSIONES

- El Método SAGD, es usada para la recuperación en yacimientos someros con crudos pesados y extrapesados. Para los pozos con profundidades mayores a 3000 ft no es factible el proceso SAGD tradicional debido a que, durante su inyección de vapor, existen grandes pérdidas en la entalpía de vapor desde superficie hasta el fondo.
- Para la recuperación de petróleo en estos pozos en su mayoría usa el sistema de Bombeo Electro sumergible, en el caso del Campo Tiputini, este Campo es objeto para estudio, para la aplicación del Método SAGD con generadores eléctricos en el fondo del pozo, ya que tiene los parámetros para la utilización de este método.
- Con la creación de un fluido de 14° API similar al de pozo, los datos para el diseño del fluido se recolectaron de documentos con casos similares, luego se realizó la construcción del mallado en la herramienta de Builder del simulador, para comprobar la viabilidad del proyecto.
- Los campos petroleros del Oriente Ecuatoriano por lo general se encuentran a grandes profundidades, con una gravedad API baja, abriendo campos de visión para que este método sea estudiado a fondo y sea aplicado.

RECOMENDACIONES

- Es recomendable que, para la simulación de un pozo o yacimiento, se debe tener y buscar la mayor información necesaria de los parámetros y características, con el fin de obtener los mejores resultados del objetivo.
- El Método SAGD es usado para la recuperación de crudo pesado en pozos someros, pero no es aplicable para pozos con una profundidad mayor a 3000 ft, a menos que se agreguen sistemas adicionales que ayudaran a la recuperación de crudo en pozos con una profundidad mayor a 3000 ft, tal es el caso del uso de generadores de vapor en el fondo del pozo.
- Durante el análisis este método resulto viable para ser ejecutado en este tipo de campos, que contengas similares características, se recomienda que, para futuros estudios, tomar en cuenta la información precisa para la ejecución.

BIBLIOGRAFÍA

- Acosta, B. (2018). *EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE MEDIANTE ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS: TPTC-002, TPTC-009, TPTC-010, DEL CAMPO “TIPUTINI” PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.*
- Astrid Xiomara Rodriguez Castelblanco, J. M. (2016). *DRENAJE GRAVITACIONAL ASISTIDO CON VAPOR, SAGD, APLICADO A YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS.*
- Carranza, G., & Merejildo, G. (2018). *OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS DE CRUDOS PESADOS, MEDIANTE SIMULACIÓN DE INYECCIÓN CÍCLICA DE VAPOR E INYECCIÓN DE CO₂, UTILIZANDO UN SOFTWARE DE INGENIERÍA.*
- Computer Modelling Group, L. (s.f.). *Ajustando la Ecuación de Estado (EOS) de Peng Robinson para Cotejar un PVT de Petróleo Pesado. .*
- Dorador, E., & Gonzalez, I. (2014). *NUEVAS TECNOLOGÍAS APLICADAS A SAGD PARA MEJORAR LA RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS .*
- Lopez, M. (2017). *OPTIMIZACIÓN DEL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO, MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE CALENTAMIENTO DE FLUIDO EN EL CAMPO ISHPINGO-TAMBOCOCHA-TIPUTINI (ITT) .*
- Orrala, S. (2019). *RECUPERACIÓN DE CRUDO PESADO EN POZOS PROFUNDOS MEDIANTE EL MÉTODO DE SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL ASISTIDA POR VAPOR UTILIZANDO GENERADORES ELÉCTRICOS EN EL FONDO DEL POZO DRRE-04.*
- Torres, C. (s.f.). *ESTUDIO COMPARATIVO DE LOS METODOS DE RECUPERACION MEJORADA SAGD Y VAPEX EN EL CAMPO PUNGARAYACU MEDIANTE SOFTWARE DE INGENIERIA. 2018.*

ANEXOS

COSTOS DEL POZO PRODUCTOR	
DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	COSTO
PROTECCIÓN DEL MEDIO AMBIENTE	\$ 100.000,00
SUB-TOTAL	\$ 100.000,00
PERFORACIÓN	
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO PERFORACIÓN	\$ 61.250,00
SERVICIO DE DIRECCIONAL	\$ 357.956,00
SERVICIO LODOS PERFORACIÓN	\$ 276.382,00
SERVICIO DE CONTROL DE SÓLIDOS PERFORACIÓN	\$ 70.000,00
SERVICIO DE MUD LOGGING TRANSMISIÓN TIEMPO REAL	\$ 20.000,00
SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACIÓN	\$ 55.000,00
SERVICIO DE GYRO	\$ 22.000,00
SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACIÓN	\$ 42.000,00
SERVICIO CEMENTACIÓN PERFORACIÓN (INC EQU FLOTACIÓN)	\$ 240.364,00
SERVICIO DE REINYECCIÓN DE SÓLIDOS	\$ 552.876,00
SERVICIO DE REGISTROS ELÉCTRICOS A HOYO ABIERTO WIRELINE	\$ 94.287,00
SERVICIO DE LINER HANGER	\$ 101.000,00
SERVICIO LUMP SUM BROCAS PERFORACIÓN	\$ 114.000,00
SERVICIOS INTEGRADOS DE PERFORACIÓN	\$ 454.557,00
RENTA DE EQUIPOS PERFORACIÓN (CANASTA DE PESCA)	\$ 22.000,00
MATERIALES CABEZAL DE POZO PERFORACIÓN	\$ 95.000,00
COMBUSTIBLES PERFORACIÓN	\$ 69.993,00
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	\$ 219.692,00

PERMISOS DNH	\$ 25.000,00
MEDIO AMBIENTE (EVACUACIÓN DE DESECHOS)	\$ 13.125,00
SERVICIO DE BASE PERMANENTE OBREROS Y GUARDIAS	\$ 2.427,00
NÓMINA	\$ 24.568,00
BENEFICIOS SOCIALES	\$ 6.142,00
SUB-TOTAL	\$ 2.939.619,00
COMPLETACIÓN	
Perfilaje hueco Abierto entubado y Punzm.	\$ 35.000,00
Casing 13 3/8"	\$ 30.272,00
Casing 9 5/8" térmico	\$ 90.375,00
Casing 5 1/2" térmico	\$ 62.400,00
Tubería de Producción Térmica	\$ 305.000,00
Unidad de Servicios de Pozos	\$ 500,00
SUB-TOTAL	\$ 523.547,00
FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	
Bombas ESP	\$ 400.000,00
Tubing 3 1/2"	\$ 52.500,00
SUB-TOTAL	\$ 452.500,00
TOTAL SIN IMPREVISTOS	\$ 4.015.666,00
IMPREVISTOS 5%	\$ 200.783,30
TOTAL	\$4.216.449,30

TABLA 7: COSTOS DEL POZO PRODUCTOR

COSTOS DEL POZO INYECTOR	
DESCRIPCIÓN DEL SERVICIO	COSTO
PERFORACIÓN	
SERVICIO DE GERENCIAMIENTO PERFORACIÓN	\$ 61.250,00
SERVICIO DE DIRECCIONAL	\$ 357.956,00
SERVICIO LODOS PERFORACIÓN	\$ 276.382,00
SERVICIO DE CONTROL DE SÓLIDOS PERFORACIÓN	\$ 70.000,00
SERVICIO DE MUD LOGGING TRANSMISIÓN TIEMPO REAL	\$ 20.000,00
SERVICIO DE MUD LOGGING PERFORACIÓN	\$ 55.000,00
SERVICIO DE GYRO	\$ 22.000,00
SERVICIO DE CORRIDA DE TUBULARES PERFORACIÓN	\$ 42.000,00
SERVICIO CEMENTACIÓN PERFORACIÓN (INC EQU FLOTACIÓN)	\$ 240.364,00
SERVICIO DE REINYECCIÓN DE SÓLIDOS	\$ 552.876,00
SERVICIO DE REGISTROS ELÉCTRICOS A HOYO ABIERTO WIRELINE	\$ 94.287,00
SERVICIO DE LINER HANGER	\$ 101.000,00
SERVICIO LUMP SUM BROCAS PERFORACIÓN	\$ 114.000,00
SERVICIOS INTEGRADOS DE PERFORACIÓN	\$ 454.557,00
RENTA DE EQUIPOS PERFORACIÓN (CANASTA DE PESCA)	\$ 22.000,00
MATERIALES CABEZAL DE POZO PERFORACIÓN	\$ 95.000,00
COMBUSTIBLES PERFORACIÓN	\$ 69.993,00
TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	\$ 219.692,00
PERMISOS DNH	\$ 25.000,00

MEDIO AMBIENTE (EVACUACIÓN DE DESECHOS)	\$ 13.125,00
SERVICIO DE BASE PERMANENTE OBREROS Y GUARDIAS	\$ 2.427,00
NÓMINA	\$ 24.568,00
BENEFICIOS SOCIALES	\$ 6.142,00
SUB-TOTAL	\$ 2.939.619,00
COMPLETACIÓN	
Perfilaje hueco Abierto entubado y Punzm.	\$ 30.000,00
Casing 13 3/8"	\$ 23.512,00
Casing 9 5/8" térmico	\$ 90.375,00
Casing 5 1/2" térmico	\$ 61.400,00
Tubería Térmica 4 1/2"	\$ 214.872,00
Unidad de Servicios de Pozos	\$ 7.500,00
SUB-TOTAL	\$ 427.659,00
INSTALACIÓN DE GENERADOR	
Generadores de Vapor	\$ 240.000,00
Servicios de registros con Fibra óptica por año	\$ 320.000,00
Termocuplas de fondo, sensores de presión en fondo	\$ 85.000,00
Instrumentación en superficie	\$ 10.500,00
Equipos RTU y gabinetes	\$ 9.300,00
Inyección de agua	\$ 78.068,00
SUB-TOTAL	\$ 742.868,00
TOTAL SIN IMPREVISTOS	\$4.110.146,00
IMPREVISTOS 5%	\$ 205.507,30
TOTAL	\$4.315.653,30

TABLA 8: COSTOS DEL POZO INYECTOR

EGRESOS				
COSTOS DE EXPLORACIÓN DE LOS POZOS	COSTOS DEL POZO PRODUCTOR	COSTOS DEL POZO INYECTOR	PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA	INVERSIÓN INICIAL
\$	\$	\$	200 M3/DÍA	\$
\$200,000.0	\$4.216.449,30	\$4.315.653,30	\$325,000.0	\$9.057.102,6
DESCUENTO POR PARTE DE LAS EMPRESAS A LA INVERSIÓN INICIAL (20%)				\$1.811.420,52
VALOR TOTAL DE INVERSIÓN INICIAL				\$7.245682.08

TABLA 9: VALOR TOTAL DE INVERSIÓN INICIAL