



Tecnológico UNIVERSITARIO  
“RUMIÑAHUI”

**CARRERA:**

TECNOLOGÍA EN PETRÓLEO

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de  
TECNÓLOGO SUPERIOR EN PETRÓLEO**

**TEMA:**

“OPTIMIZAR EL LEVANTAMIENTO DEL CRUDO EXTRA PESADO EN EL BLOQUE  
43 A TRAVÉS DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR Y APORTE DE CALOR EN  
EL FONDO EN EL AÑO 2024”.

**AUTORES:**

STEFFANNY MELIZA GAVILANEZ PAZUÑA  
ALFONSO ISMAEL RUMIPAMBA GOMEZ  
EDGAR PATRICIO MIRANDA ENRIQUEZ

**DIRECTORES:**

ING. LUIS ALFREDO ÁLVAREZ LAZO

Sangolquí, agosto, 30 del 2024

## CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2

Sangolquí, 30 de octubre del 2024

**MSc. Elizabeth Ordoñez**  
**DIRECTORA DE DOCENCIA**

**MSc. Mónica Loachamín**  
**COORDINADORA DE TITULACIÓN**

**INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE  
UNIVERSITARIO**

**Presente**

Por medio de la presente, yo, STEFFANNY MELIZA GAVILANEZ PAZUÑA declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado "OPTIMIZAR EL LEVANTAMIENTO DEL CRUDO EXTRA PESADO EN EL BLOQUE 43 A TRAVÉS DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR Y APOORTE DE CALOR EN EL FONDO EN EL AÑO 2024", de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

Esta cesión se otorga de manera no exclusiva y por un periodo indeterminado. Sin embargo, conservo los derechos morales sobre mi obra.

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



STEFFANNY MELIZA GAVILANEZ PAZUÑA  
C.I.: 2101015515

**CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE  
TITULACIÓN**

**CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2**

Sangolquí, 30 de Octubre del 2024

**MSc. Elizabeth Ordoñez  
DIRECTORA DE DOCENCIA**

**MSc. Mónica Loachamín  
COORDINADORA DE TITULACIÓN**

**INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE  
UNIVERSITARIO**

**Presente**

Por medio de la presente, yo, **EDGAR PATRICIO MIRANDA ENRIQUEZ** declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado **OPTIMIZAR EL LEVANTAMIENTO DEL CRUDO EXTRA PESADO EN EL BLOQUE 43, A TRAVÉS DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR Y APORTE DE CALOR EN EL FONDO EN EL AÑO 2024** de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

Esta cesión se otorga de manera no exclusiva y por un periodo indeterminado. Sin embargo, conservo los derechos morales sobre mi obra.

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



---

**EDGAR PATRICIO MIRANDA ENRIQUEZ**  
C.I.: 1600319618

## CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2

Sangolquí, 30 de octubre del 2024

**MSc. Elizabeth Ordoñez**  
**DIRECTORA DE DOCENCIA**

**MSc. Mónica Loachamín**  
**COORDINADORA DE TITULACIÓN**

**INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE  
UNIVERSITARIO**

**Presente**

Por medio de la presente, yo, RUMIPAMBA GOMEZ ALFONSO ISMAEL declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado "OPTIMIZAR EL LEVANTAMIENTO DEL CRUDO EXTRA PESADO EN EL BLOQUE 43 A TRAVÉS DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR Y APORTE DE CALOR EN EL FONDO EN EL AÑO 2024", de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

Esta cesión se otorga de manera no exclusiva y por un periodo indeterminado. Sin embargo, conservo los derechos morales sobre mi obra.

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



RUMIPAMBA GOMEZ ALFONSO ISMAEL  
C.I.: 1805485578

## FORMULARIO PARA ENTREGA DE PROYECTOS EN BIBLIOTECA INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

CT-ANX-2024-ISTER-1

CARRERA:

TECNOLIGIA SUPERIOR EN PETRÓLEOS

AUTOR /ES:

GAVILANEZ PAZUNA STEFFANY MELIZA

RUMIPAMBA GÓMEZ ALFONSO ISMAEL

MIRANDA ENRIQUEZ EDGAR PATRICIO

TUTOR:

ÁLVAREZ LAZO LUIS ALFREDO

CONTACTO ESTUDIANTE:

0960061040

0984193473

0998837186

CORREO ELECTRÓNICO:

[Steffanymeliza2020@hotmail.com](mailto:Steffanymeliza2020@hotmail.com)

[ismaelponcho64@gmail.com](mailto:ismaelponcho64@gmail.com)

[rojopatolin@hotmail.com](mailto:rojopatolin@hotmail.com)

TEMA:

OPTIMIZAR EL LEVANTAMIENTO DEL CRUDO EXTRA PESADO EN EL BLOQUE 43 A TRAVÉS DE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR Y APORTE DE CALOR EN EL FONDO EN EL AÑO 2024

OPCIÓN DE TITULACIÓN:

UNIDAD DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

RESUMEN EN ESPAÑOL:

ABORDA LA PROBLEMÁTICA DE LA EXTRACCIÓN DE CRUDO PESADO EN ECUADOR, ESPECÍFICAMENTE EN EL BLOQUE 43 ITT. ESTE BLOQUE, QUE CONTIENE IMPORTANTES RESERVAS DE CRUDO EXTRA PESADO, HA ENFRENTADO DESAFÍOS SIGNIFICATIVOS DEBIDO A LA ALTA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO, LO QUE HA LLEVADO A PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN Y A LA INEFICACIA DE MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL TRADICIONALES.

LOS AUTORES PROPONEN LA IMPLEMENTACIÓN DE METODOLOGÍAS TÉRMICAS, COMO LA INYECCIÓN DE VAPOR ASISTIDA POR GRAVEDAD (SAGD), PARA MEJORAR LA MOVILIDAD DEL CRUDO Y FACILITAR SU EXTRACCIÓN. SE ANALIZA

**MATRIZ SANGOLQUÍ:** Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero

Tel: 0960052734 / 023524576 / 022331628

 [www.ister.edu.ec](http://www.ister.edu.ec) / [info@ister.edu.ec](mailto:info@ister.edu.ec)

LA VIABILIDAD DE DIFERENTES TÉCNICAS MEDIANTE UN SOFTWARE ESPECIALIZADO, EORGUI, QUE SUGIERE QUE LA INYECCIÓN CONTINUA DE VAPOR ES LA OPCIÓN MÁS EFECTIVA PARA ESTE TIPO DE RESERVORIO.

EL ESTUDIO DESTACA LA NECESIDAD DE UN ENFOQUE INNOVADOR PARA APROVECHAR LAS RESERVAS DE CRUDO PESADO, CONSIDERANDO FACTORES TÉCNICOS, ECONÓMICOS Y AMBIENTALES. ADEMÁS, RESALTA LA IMPORTANCIA DE GENERAR EMPLEO E IMPULSAR LA ECONOMÍA LOCAL A TRAVÉS DE LA EXPLOTACIÓN RESPONSABLE DE ESTOS RECURSOS. LAS CONCLUSIONES SUGIEREN QUE, SI SE IMPLEMENTAN ADECUADAMENTE LAS METODOLOGÍAS PROPUESTAS, SE PODRÍA AUMENTAR SIGNIFICATIVAMENTE EL FACTOR DE RECOBRO DEL CRUDO EN EL BLOQUE 43, BENEFICIANDO TANTO A LA INDUSTRIA COMO AL PAÍS EN SU CONJUNTO.

PALABRAS CLAVE:

RECUPERACIÓN MEJORADA, SAGD, CRUDO PESADO

ABSTRACT:

IT ADDRESSES THE ISSUE OF HEAVY CRUDE EXTRACTION IN ECUADOR, SPECIFICALLY IN THE 43 ITT BLOCK. THIS BLOCK, WHICH CONTAINS SIGNIFICANT RESERVES OF EXTRA-HEAVY CRUDE, HAS FACED SIGNIFICANT CHALLENGES DUE TO THE HIGH VISCOSITY OF THE OIL, LEADING TO PRODUCTION LOSSES AND THE INEFFECTIVENESS OF TRADITIONAL ARTIFICIAL LIFTING METHODS.

THE AUTHORS PROPOSE THE IMPLEMENTATION OF THERMAL METHODOLOGIES, SUCH AS STEAM ASSISTED GRAVITY DRAINAGE (SAGD), TO IMPROVE THE MOBILITY OF THE CRUDE AND FACILITATE ITS EXTRACTION. THE VIABILITY OF DIFFERENT TECHNIQUES IS ANALYZED USING SPECIALIZED SOFTWARE, EORGUI, WHICH SUGGESTS THAT CONTINUOUS STEAM INJECTION IS THE MOST EFFECTIVE OPTION FOR THIS TYPE OF RESERVOIR.

THE STUDY HIGHLIGHTS THE NEED FOR AN INNOVATIVE APPROACH TO LEVERAGE HEAVY CRUDE RESERVES, CONSIDERING TECHNICAL, ECONOMIC, AND ENVIRONMENTAL FACTORS. ADDITIONALLY, IT EMPHASIZES THE IMPORTANCE OF GENERATING EMPLOYMENT AND BOOSTING THE LOCAL ECONOMY THROUGH THE RESPONSIBLE EXPLOITATION OF THESE RESOURCES. THE CONCLUSIONS SUGGEST THAT IF THE PROPOSED METHODOLOGIES ARE IMPLEMENTED ADEQUATELY, THE RECOVERY FACTOR OF CRUDE IN BLOCK 43 COULD BE SIGNIFICANTLY INCREASED, BENEFITING BOTH THE INDUSTRY AND THE COUNTRY AS A WHOLE.

PALABRAS CLAVE:

ENHANCED RECOVERY, SAGD, HEAVY CRUDE

**MATRIZ SANGOLQUÍ:** Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero

Tel: 0960052734 / 023524576 / 022331628

 [www.ister.edu.ec](http://www.ister.edu.ec) / [info@ister.edu.ec](mailto:info@ister.edu.ec)

## SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

**CT-ANX-2024-ISTER-2**  
Sangolquí, 30 de octubre del 2024

Sres.-

**INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE  
UNIVERSITARIO**

**Presente**

A través del presente me permito aceptar la publicación del trabajo de titulación de la Unidad de Integración Curricular en el repositorio digital “DsPace” del estudiante STEFFANNY MELIZA GAVILANEZ PAZUÑA, con C.I.: 2101015515, ALFONSO ISMAEL RUMIPAMBA GOMEZ, con C.I.: 1805485578, EDGAR PATRICIO MIRANDA ENRIQUEZ, con C.I.: 1600319618, alumnos de la Carrera TEGNOLOGIA SUPERIOR EN PETROLEOS (TODO EN MAYÚSCULAS).


Atentamente,



Firma del Estudiante  
C.I.: 2101015515



Firma del Estudiante  
C.I.: 1805485578



Firma del Estudiante  
C.I.: 1600319618

**SÓLO PARA USO DEL ISTER**

# ÍNDICE GENERAL

|   |           |
|---|-----------|
| RESUMEN.....  | 5         |
| <b>CAPITULO I.....</b>  | <b>7</b>  |
| INTRODUCCIÓN.....   | 7         |
| 1.1 Planteamiento del problema .....  | 8         |
| 1.2 Justificación.....  | 9         |
| 1.3 Alcance.....  | 10        |
| 1.4 Objetivos General y EspecíficosObjetivo General.....  | 11        |
| Objetivos Específicos:.....   | 11        |
| <b>CAPITULO II .....</b>  | <b>12</b> |
| MARCO TEÓRICO.....  | 12        |
| 2.1. Ubicación del Bloque 43 ITT.....   | 12        |
| 2.2. Litología del Bloque 43 ITT.....   | 13        |
| 2.3. POES del Bloque 43 ITT .....   | 14        |
| 2.4. Métodos de recobro y sus aplicaciones .....  | 15        |
| 2.5. Características de la roca y fluidos presentes en la arena “U” .....                             | 16        |
| 2.6. Análisis preliminar.....   | 17        |
| 2.7.-Propiedades térmicas de la roca.....   | 18        |
| 2.8.-Propiedades térmicas de los fluidos en el interior del reservorio. ....                          | 19        |
| 2.9.-Propiedades térmicas del agua de inyección. ....   | 19        |
| 2.10.-Procesos de transferencia de calor. ....  | 21        |
| <b>CAPITULO III.....</b>  | <b>22</b> |
| DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN.....  | 22        |
| 3.1.-METODOLOGIAS USADAS PARA TRANSMITIR CALOR A UN RESERVORIO DE<br>CRUDO PESADO Y EXTRA PESADO..... | 26        |
| PRIMERA METODOLOGÍA:.....   | 27        |
| 3.2.-Inyección de vapor (SAGD) .....  | 27        |
| 3.3.-MECANISMO DE OPERACIÓN DE LA METODOLOGÍA SAGD.....   | 28        |
| 3.4.-COMPONENTES DEL SISTEMA SAGD.....  | 30        |
| 3.5.-DISPOSITIVOS INSTALADOS EN LA COMPLETACIÓN DE FONDO (POZO<br>PRODUCTOR) .....                    | 33        |
| SEGUNDA METODOLOGÍA: .....  | 36        |
| 3.6.-USO DE HERRAMIENTA PARA GENERAR CALOR EN FONDO A BASE DE ENERGÍA<br>ELÉCTRICA (THOR) .....       | 36        |
| <b>CAPITULO IV.....</b>   | <b>37</b> |
| PRUEBAS, RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....  | 37        |
| 4.1.-Selección de la metodología Steamflood en el Software .....                                      | 38        |



|   |           |
|---|-----------|
| 4.2.-Capacidad calorífica de la roca .....        | 39        |
| 4.3.-Datos de reservorio.....                     | 39        |
| 4.4.-Datos de Saturación del fluido.....          | 40        |
| 4.5.-Datos de equipos de fondo y superficie ..... | 40        |
| 4.6.-Graficas de Producción .....                 | 41        |
| <b>CAPITULO V.....</b>                            | <b>46</b> |
| <b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>       | <b>46</b> |
| <b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>                          | <b>50</b> |

## LISTA DE TABLAS

|   |           |
|---|-----------|
| <b>TABLA 1.-POES para la arena “U” de del bloque 43 ITT .....</b>                               | <b>13</b> |
| <b>TABLA 2.-Datos del reservorio del pozo ISHB-61 U .....</b>                                   | <b>22</b> |
| <b>TABLA 3.-Resumen de los criterios para seleccionar los métodos de recobro mejorado .....</b> | <b>23</b> |
| <b>TABLA 4.-Peso específico de la roca reservorio .....</b>                                     | <b>37</b> |
| <b>TABLA 5.-Capacidad calorífica de la roca reservorio... ..</b>                                | <b>38</b> |

## LISTA DE FIGURAS

|   |           |
|---|-----------|
| <b>Figura 1. Mapa de bloques e infraestructura petrolera del Ecuador.....</b>   | <b>11</b> |
| <b>Figura 2. Plataformas del Bloque 43 ITT ubicadas en la zona sensible del Yasuni.....</b>   | <b>12</b> |
| <b>Figura 3. Diagrama de Mollier .....</b>  | <b>20</b> |
| <b>Figura 4. Rango API del petróleo adecuado para implementar tecnologías de EOR... ..</b>  | <b>22</b> |
| <b>Figura 5. Resultados de los métodos de recobro sugeridos a implementar en la arena “U”.....</b>                                      | <b>23</b> |
| <b>Figura 6. Matriz de resultados posterior al screening realizado por el pozo ISHB-61 U... ..</b>                                      | <b>24</b> |
| <b>Figura 7. Conectividad longitudinal en el reservorio de la arena “U”.....</b>  | <b>25</b> |
| <b>Figura 8. Esquema básico de las perforaciones de 2 pozos horizontales que se requieren para desarrollar la metodología SAGD.....</b> | <b>26</b> |
| <b>Figura 9. Recamara de vapor que se da entre ambos pozos con vapor inyectado desde superficie.....</b>                                | <b>28</b> |
| <b>Figura 10. Petróleo calentado con movilidad fluyendo hacia la plataforma de producción.....</b>                                      | <b>29</b> |
| <b>Figura 11. Propuesta de perforación de los pozos productor e inyector .....</b>  | <b>30</b> |
| <b>Figura 12. Válvulas de control de flujo.....</b>   | <b>31</b> |

|  |           |
|--|-----------|
| <b>Figura 13. Válvula de control de flujo del pozo superior vista de cerca.....</b>  | <b>31</b> |
| <b>Figura 14. Imagen de las completaciones instaladas, en la parte superior se instaló una FCV y en el pozo inferior se instalaron mallas.....</b> | <b>32</b> |
| <b>Figura 15. Bombas eléctricas sumergibles diseñadas para trabajar a alta temperatura... ..</b>   | <b>32</b> |
| <b>Figura 16. Fibra óptica para monitoreo de temperatura.....</b>  | <b>33</b> |
| <b>Figura 17. Fibra óptica instalada en el pozo inferior.....</b>  | <b>33</b> |
| <b>Figura 18. Sistemas de superficie diseñados para manejar el vapor producido... ..</b>   | <b>34</b> |
| <b>Figura 19. Bombas horizontales para la inyección de vapor al reservorio... ..</b>   | <b>34</b> |
| <b>Figura 20. Carga de datos petrofísicos y de fluidos obtenidos en el pozo ISHB-61 U al software EORGUI... ..</b>                                 | <b>35</b> |
| <b>Figura 21. Screening para la metodología escogida.....</b>  | <b>37</b> |
| <b>Figura 22. Ingreso de datos de la roca reservorio U.....</b>  | <b>39</b> |
| <b>Figura 23. Ingreso de datos de fluidos que saturan la roca reservorio U... ..</b>   | <b>40</b> |
| <b>Figura 24. Ingreso de datos de conductividad térmica de los alrededores de la roca reservorio U... ..</b>                                       | <b>40</b> |
| <b>Figura 25. Grafica de producción de petróleo por año.....</b>   | <b>40</b> |
| <b>Figura 26. Grafica de Vapor Inyectado.....</b>  | <b>41</b> |

## RESUMEN

A nivel mundial, las grandes reservas hidrocarburíferas de crudo liviano y mediano han ido declinando debido a su acelerada extracción para satisfacer la alta demanda de petróleo crudo y sus derivados, por esta razón, se ha planteado explotar los yacimientos de crudo pesado y extra pesado los cuales tienen una cantidad atractiva de reserva, pero que se habían dejado de lado durante mucho tiempo debido al gran desafío que representan para producirlos a superficie, transportarlos, deshidratarlos y refinarlos.

En Ecuador se encuentra en la región oriental el bloque 43 ITT, denominado así por las tres áreas que lo conforman (Ishpingo, Tambococha y Tiputini), donde uno de sus reservorios denominado: arena “U”, contiene una reserva probada de crudo pesado y extra pesado que bordean los 3.235´540734 BBLs, la misma que se intentó producir a superficie aplicando sistemas de levantamiento artificial de bombeo eléctrico sumergible, asociado a métodos de recobro primario, pero en corto tiempo posterior al inicio de la producción de esta arena los equipos de fondo instalados para producir el hidrocarburo proveniente de esta arena presentó varios problemas asociados a la alta viscosidad del fluido, terminando en pérdidas de producción y quedando la mayoría de estos pozos que pretendían producir esta arena para W/O.

Se decidió que, hasta no encontrar una metodología confiable para la explotación de esta arena, no se iban a producir más pozos de este reservorio sino del reservorio que usualmente viene explotándose el bloque 43 ITT, sin que el factor de recobro de todo el campo se pueda incrementar.

Un equipo de trabajo conformado por reservoristas, petrofísicos, químicos e ingenieros de producción, se reunieron para analizar cuál sería una alternativa distinta que pueda dar mejores resultados en la explotación de la arena “U”, se realizaron análisis petrofísicos y de fluidos producidos de la arena “U”, se buscó ayuda internacional de países vecinos que también manejen este tipo de crudo extra pesado y se sugirió el uso de un software denominado EORgui, el cual en base a las condiciones del fluido y el reservorio “U”, recomienda las alternativas de recobro más viables a implementar para cumplir el objetivo

deseado, sin tantos inconvenientes como los suscitados a un inicio cuando se implementó bombas eléctricas sumergibles para la extracción de petróleo de la arena “U”.

Este software determinó que debido a las condiciones del reservorio y del fluido producido de “U”, es necesario pasar del recobro primario instalado a un inicio con bombas eléctricas sumergibles a implementar un método de recobro mejorado.

Se presentaron varias alternativas relacionadas pero dos de ellas son las más idóneas, con mayores probabilidades de éxito, una de estas es la implementación de métodos térmicos en el reservorio para producir a superficie de forma eficiente el petróleo pesado y extra pesado que contiene la arena “U” logrando disminuir la viscosidad, lo cual implicaría mejorar su movilidad no solamente en la cara de la arena productora sino en todo el reservorio, además se mostraron también los resultados obtenidos de petróleo incremental y tiempo de vida útil del proyecto; logrando así extraer de forma segura, eficiente y amigable con el medio ambiente generando los ingresos obtenidos por la venta de este crudo para beneficio del Ecuador.

# CAPITULO I

## INTRODUCCIÓN

El petróleo es un recurso no renovable que se ha convertido en uno de los pilares económicos más importantes a nivel mundial debido a la gran cantidad de hidrocarburos que se obtienen a partir de su refinación, tales como combustibles, plásticos, asfaltos, lubricantes, y otros productos que utilizamos en diversas actividades diarias.

Cada día a nivel mundial se extraen grandes cantidades de hidrocarburos, lo cual ha ocasionado que las reservas existentes más fáciles de producir como son las de crudo liviano y mediano vayan disminuyendo y la producción actual vaya declinando, lo que preocupa grandemente a la industria petrolera, porque somos conscientes que el petróleo es un recurso no renovable, y de no descubrirse nuevas reservas considerables que puedan compensar lo producido, llegará un momento en el que no se podrá seguir abasteciendo de derivados a las diferentes industrias dependientes del petróleo.

Las únicas reservas que a un inicio dejaron remanentes en el subsuelo sin producir debido a su dificultad, son las de crudo pesado y extra pesado, pero ante la gran demanda que se tiene actualmente, se ha visto necesario producirlas en su totalidad.

En Ecuador vivimos el mismo escenario, tanto en la región litoral y amazónica se evidencia declinación de la producción de crudo y aumento de la producción de agua asociada, por esta razón, con la finalidad de incrementar la producción de petróleo ecuatoriana, a mediados del 2022 fue necesario desarrollar la reserva de crudo pesado y extra pesado de la arena “U” que se encuentra en el subsuelo del bloque 43 ITT (área Ishpingo), misma que había sido dejada de lado a un inicio de la explotación de este bloque por considerarse compleja su extracción.

En el año 2022, por solicitud presidencial, se impulsó la explotación de las plataformas ishpingo A e Ishpingo B, del bloque 43 ITT, para extraer la reserva de “U”, esto se llevó a cabo con el acuerdo entre el Ministerio del Ambiente, Ministerio de Energía y la Agencia

de Regulación y Control de Energía y Recursos No Renovables (ARCERNNR), diligenciando toda la parte contractual y de permisos para intervenir en esta zona.

### 1.1 Planteamiento del problema

El Bloque 43 ITT, tiene dos reservorios, uno principal denominado arena “M1”, y el reservorio secundario denominado “U”, considerados así por la cantidad de reserva original en sitio determinada por una certificadora. Ambos reservorios poseen como mecanismo de empuje, un acuífero infinito de fondo y lateral, el mismo que ha ayudado a mantener constante la presión de reservorio, incluso ya después de 8 años de producción, pero también en la actualidad la producción de este bloque tiene un **alto corte de agua** asociado, en la mayoría de sus pozos.

El reservorio principal, la arena “M1”, posee crudo pesado de 14° API en promedio, el mismo que se ha venido produciendo con bombas eléctricas sumergibles, lo cual ha permitido extraer grandes caudales de fluido, pero a consecuencia de los excesivos incrementos de frecuencias que se han dado, actualmente la mayoría de los pozos presentan altos cortes de agua, en promedio global de 92% de BSW.

Al momento de empezar la explotación de la zona sur del bloque 43 ITT, denominada Ishpingo, para producir el hidrocarburo de la arena “U”, se evidencia la presencia en superficie de **crudo pesado y extra pesado**, se obtuvieron muestras de crudo de 11,5°API y de 9,8 °API, a pesar de tener este tipo de crudo, debido a la presión del gobierno en producir esta arena y duplicar la producción de petróleo del ecuador, se decidió instalar la misma metodología que se tenía implementada desde el inicio del bloque 43, que es el bombeo eléctrico sumergible, pero fue para extraer el crudo de la arena “M1”.

Posterior a los exámenes realizados al fluido de “U”, se obtuvo la curva de viscosidad del pozo ISBH-061 U, donde a la temperatura de reservorio es de 176 °F, la viscosidad que presenta es de 1090,6 cP, y a la temperatura de cabeza de pozo es de 104°F, presenta una viscosidad de 47121,9 cP.

A nivel de fondo de pozo, por ser alta la viscosidad de “U”, el fluido que salía de esta formación no circulaba a la velocidad necesaria para que refrigerara el motor de fondo y esto produjo que se eleve su temperatura y termine **apagándose el equipo**.

Posterior a esto se intentaban equalizar las presiones de succión y descarga del equipo previo a dar un nuevo arranque del equipo y no llegaba pronto al punto de equalización, tal como ocurre con el fluido de la arena “M1”, haciendo que se enfríe aún más este fluido y al momento de arrancar se evidenciaron altos picos de amperaje y una caída abrupta dando el indicativo de **ruptura de ejes de las bombas**.

Con la finalidad de compensar la pérdida de temperatura del fluido de la arena “U”, se propuso instalar completaciones de tipo dual concéntrico con la finalidad de extraer al mismo tiempo producción de ambas arenas “M1” y “U”, haciendo fluir de manera externa la producción de “M1” para transmitirle temperatura al flujo proveniente de “U”, pero no se obtuvieron buenos resultados.

Seis pozos seguidos donde se instalaron estas completaciones para producir la arena “U”, tuvieron el mismo resultado, **ejes rotos de los equipos** que producían de “U”, y únicamente quedaba produciendo la arena “M1”, **sin poder cumplir el objetivo principal** que era extraer el crudo de la arena “U”.

## 1.2 Justificación

- Considerando la necesidad de incrementar la producción a nivel país y explotar la reserva de crudo de la arena “U”, sumado al precio actual del barril de petróleo, es necesario realizar un estudio adecuado basado en la experiencia de otros países que también producen crudo extra pesado y analizar cuál sería la mejor alternativa para producir a superficie este tipo de crudo.
- Ecuador tiene que pagar deudas al FMI, y la única manera representativa a corto plazo para obtener recursos bastante representativos es explotando y comercializando el crudo de la arena “U” de esta manera se podrá suplir la demanda económica.

- Actualmente los precios de los combustibles están incrementando, los empleos han disminuido ya que al no tener una refinería capaz de procesar el petróleo que producimos a nivel país, es necesario comprar combustibles a otros países, con la explotación de la arena “U”, implícitamente se generarán empleos directos e indirectos, y si se direccionan eficientemente los recursos se podrá construir una nueva refinería, ser capaz de refinar el crudo que actualmente producimos, disminuyendo las compras a otros países y haciendo que las divisas queden en nuestro país.
- El análisis propuesto permitirá analizar cuál es el método que se debe utilizar para producir con la menor cantidad de inconvenientes el petróleo pesado y extra pesado de la arena “U”, y habilitar los pozos que actualmente están a la espera de W/O, y servirá como guía para hacer el proceso de producción de este tipo de crudo más eficiente de forma operativa y amigable con el medio ambiente.

### **1.3 Alcance**

- El alcance de nuestro proyecto estará enfocado a la plataforma ISHB del bloque 43 ITT, donde se encontró como resultado que los 6 primeros pozos que iban a producir de la arena “U”, sufrieron fallas mecánicas atribuidas a la alta viscosidad del crudo presente en esa formación.
- Se espera que luego del análisis que se realizará se determine la forma idónea para producir el crudo pesado y extra pesado que se tiene en la arena “U”, de manera que podamos lograr extraer a superficie este fluido sin dificultades y lograr el incremento del factor de recobro que resultara en el beneficio del país.



## **1.4 Objetivos General y Específicos**

### **Objetivo General:**

- Proponer una nueva metodología de recobro a implementar para extraer la reserva de la arena “U” de forma eficiente, y aumentar el factor de recobro obtenido hasta la actualidad en el bloque 43 ITT.

### **Objetivos Específicos:**

- Analizar si es factible continuar con el mismo método de recobro primario que se tiene hasta el momento o si las condiciones de reservorio y de los fluidos de la arena “U” ameritan la implementación de un método de recobro secundario o terciario.
- Buscar la forma de disminuir la viscosidad del fluido de la arena “U” para mejorar la fluidez del crudo extra pesado y evitar ruptura de ejes de los equipos instalados en fondo de pozo.
- Contribuir a la industria hidrocarburífera ecuatoriana con una investigación sobre la producción de crudo extra pesado en nuestro país, basada en la experiencia de los países que producen actualmente este tipo de crudo como son Colombia, Venezuela, Canadá y Rusia.

# CAPITULO II

## MARCO TEÓRICO

### 2.1. Ubicación del Bloque 43 ITT

Ecuador tanto al este, como al oeste del país posee acumulación de hidrocarburos, estas áreas se han dividido por bloques de producción de petróleo.

El bloque 43 ITT, forma parte de la cuenca oriente, que se extiende desde Venezuela hasta Bolivia, donde se encuentra alojada la mayor parte de reserva hidrocarburífera del Ecuador.

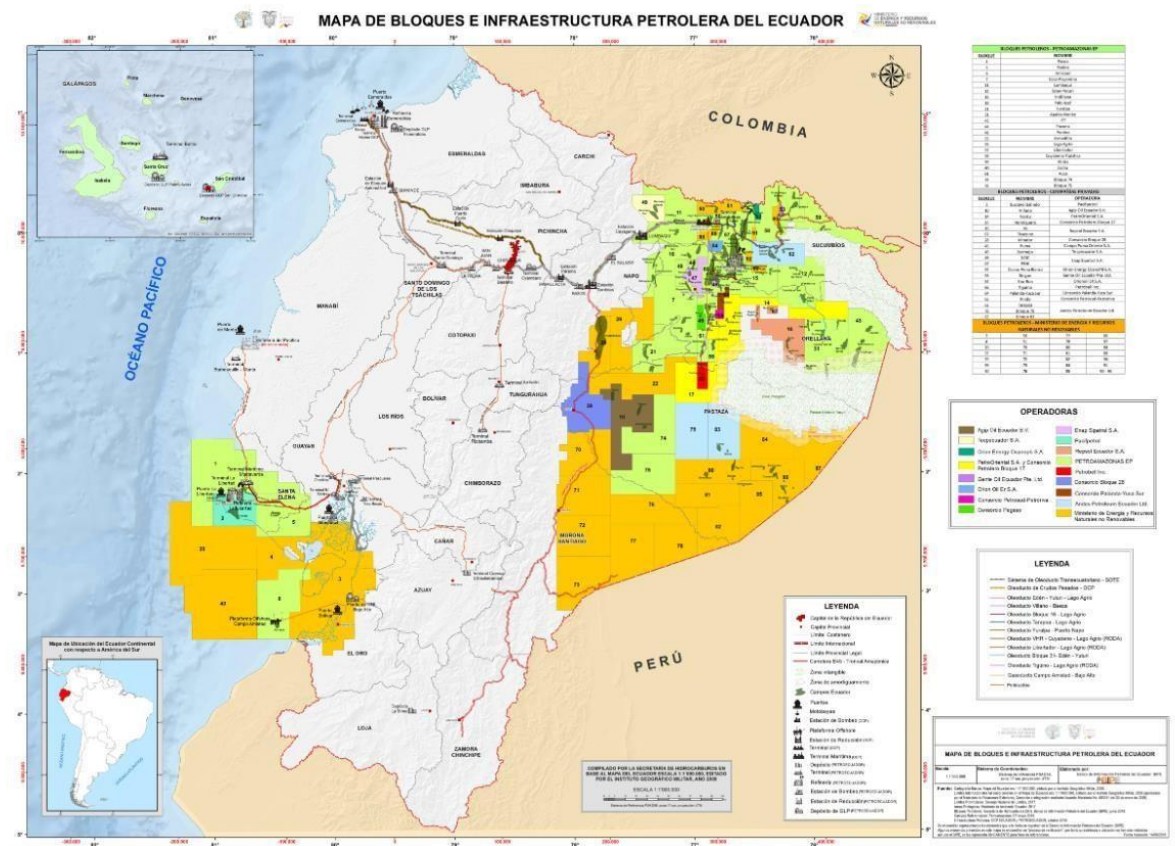


Fig. 1. Mapa de Bloques e infraestructura petrolera del Ecuador.

El Bloque 43 ITT, está formado por 3 áreas, norte, centro y sur, denominadas: Tiputini, Tambococha e Ishpingo, respectivamente.



Fig. 2. Plataformas del bloque 43 ITT ubicadas en la zona sensible del Yasuní.

Las plataformas Ishpingo “A” e Ishpingo “B” se encuentran en la zona sur y ambas están ubicadas dentro del parque nacional Yasuní, dentro del territorio Waorani.

Se considera un área protegida al Yasuní por su gran biodiversidad de flora y fauna con la que cuenta.

## 2.2. Litología del Bloque 43 ITT

En un estudio geológico realizado por la empresa operadora (PETROAMAZONAS EP) que estaba a cargo de época de sus inicios de la explotación del bloque 43 ITT determinó que en este bloque petrolero posee 2 reservorios importantes, el principal es la arena M1, y el secundario es la arena “U”.

La formación Napo “U” es una arenisca sucia, es decir es una arena con ligeras capas de lutita y cuarzo, el tamaño del grano de su matriz varía de grueso a medio y durante la perforación se evidencia muchas manchas de hidrocarburo de color negro y buen cemento en la matriz.

Posee crudo pesado y extra pesado de grado °API que en ciertos pozos ha dado valores de 11,8 y en otros pozos se ha obtenido valores de 9,8°API.

### 2.3. POES del Bloque 43 ITT

La empresa internacional Ryder Scott, certificó las reservas del bloque 43 ITT, y realizó el cálculo del POES (Petróleo Original En Sitio) de ambas arenas productoras para demostrar que el volumen de hidrocarburo disponible en el subsuelo del bloque 43 ITT justifica la inversión en el desarrollo y explotación de la arena productora napa “U”.

<https://www.vicepresidencia.gob.ec/se-certifica-un-82-mas-de-reservas-de-petroleo-en-el-bloque-43-itt/>

Para calcular el valor del POES, se utilizó la siguiente fórmula:

$$POES = \frac{7758 \times A \times h \times \Phi \times (1 - Sw_i)}{B_{oi}} = \text{BBLs. (1)}$$

Las siglas que intervienen en esta fórmula son:

- A= Área
- H= espesor
- Φ= Porosidad de la roca
- Sw<sub>i</sub>= Saturación de agua inicial
- Bo<sub>i</sub>= Factor volumétrico a condiciones de yacimiento.

#### Cálculo de petróleo original en sitio (POES)

| RESERVORIO | VOLUMEN TOTAL DE ROCA Acre-pie | ESPESOR PROMEDIO NETO pies | N/G  | VOLUMEN NETO DE ROCA acre-pie | POROSIDAD | Sw   | Factor Volumétrico Inicial, Bo <sub>i</sub> By/Bn | Petróleo Original en Sitio POES Bls |
|------------|--------------------------------|----------------------------|------|-------------------------------|-----------|------|---|-------------------------------------|
| M1         | 9'834.518,09                   | 75,12                      | 0,60 | 5'900.710,85                  | 0,22      | 0,21 | 1,060   | 7.505'817.767,14                    |
| U          | 5'871.928,17                   | 133,00                     | 0,59 | 3'464.437,62                  | 0,17      | 0,26 | 1,045   | 3.235'540.734,86                    |

*Tabla #1 POES para la arenisca M1 y U del bloque 43 ITT.*

En esta tabla se evidencia que el bloque 43 ITT, tiene valores altos de reserva por extraer, el reservorio principal es la arena M1 por tener un mayor volumen de reserva y el °API es mayor que el °API de la arena “U”, por esa razón, el bloque 43 inició produciendo de esta arena desde inicios del año 2016 hasta el primer trimestre del año 2022.

A la actualidad se han recuperado 123'722.039 BOPD que representa un factor de recobro del 1,64%, el cual es muy bajo y a pesar de que no se ha recuperado una mayor cantidad de petróleo de esta arena, por haber manejado su producción de forma inadecuada con incrementos abruptos de frecuencia, muchos de los pozos de este campo tienen altos cortes de agua, dejando mucho petróleo remanente en el subsuelo.

En las plataformas Tiputini y Tambococha la mayoría de los pozos tienen entre 14 y 12 °API, pero en las plataformas Ishpingo A e Ishpingo B, los pozos que se logró poner en producción dieron un fluido con °API entre 11 hasta 9,8°API, la profundidad a la que se encuentra el reservorio “U” es en promedio 5000 ft, la viscosidad en fondo es de 1090,6 cP @ 176 °F, pero al momento de llegar a superficie a 47121,9 cP a temperatura de manifold de 104 °F.

#### **2.4. Métodos de recobro y sus aplicaciones**

Los diferentes métodos utilizados para recuperar el petróleo que se encuentra en el subsuelo, dependerá de las propiedades que tenga el yacimiento, como la profundidad, temperatura, presión porosidad y saturación de agua.

Estos métodos se clasifican en **Recobro Primario**, cuando se perfora un pozo y el petróleo fluye sea a superficie por la presión natural que estaba atrapada en el yacimiento, o a su vez si la presión del reservorio no es suficiente para hacerlo fluir a superficie, este llega hasta cierta altura en el interior del pozo y con sistemas de levantamiento artificial como bombeo mecánico, hidráulico, eléctrico sumergible o de cavidades progresivas es ayudado a que fluya y llegue a superficie.

**Recobro Secundario:** Cuando la energía natural del yacimiento decrece de manera significativa y es necesaria la inyección de agua o gas a ciertas partes del yacimiento para ayudar a mantener la presión del reservorio o crear un barrido con un fluido que va

inyectándose y este logra desplazar hacia el pozo productor el petróleo que no se logró producir con el método de recobro primario aplicado previamente.

**Recobro Mejorado:** Esta metodología es usada para alterar las propiedades del hidrocarburo que se encuentra en el reservorio, la misma que puede emplearse en ciertas ocasiones posterior a la recuperación secundaria o posterior a la recuperación primaria de petróleo, es decir no hay un orden para aplicarse este método de recobro sino más bien va a ser dependiendo a las características del fluido.

Teniendo en cuenta que el objetivo de aplicar este tipo de recobro no es solo incrementar o mantener la presión del reservorio, sino mejorar el desplazamiento del petróleo aumentando su movilidad interna entre sus poros, se aplican tres tipos de operaciones como: inundación química (sea con agentes alcalinos o polímeros micelares), desplazamiento miscible (inyectando dióxido de carbono CO<sub>2</sub> o inyectándole crudo de mayor °API), o a través de métodos térmicos como la (inyección de vapor o combustión en sitio).

La eficacia de cada uno de estos métodos de recobro dependerá de la temperatura, presión, profundidad, permeabilidad, espesor neto, petróleo residual, saturación de agua, viscosidad y °API del fluido que se encuentra en el reservorio.

[https://glossary.slb.com/es/terms/e/enhanced\\_oil\\_recovery#:~:text=Los%20tres%20tipos%20principales%20de,inyecc%C3%B3n%20de%20vapor%20o%20combusti%C3%B3n](https://glossary.slb.com/es/terms/e/enhanced_oil_recovery#:~:text=Los%20tres%20tipos%20principales%20de,inyecc%C3%B3n%20de%20vapor%20o%20combusti%C3%B3n)

## 2.5. Características de la roca y fluidos presentes en la arena “U”

### DATOS PETROFÍSICOS DE LA ARENA “U”

- Formación: Napo “U”
- Temperatura del reservorio: 176 °F
- Presión del reservorio: 2000 PSI
- Permeabilidad: +/- 300 mD.
- Porosidad: 28%
- Profundidad=4490 Ft

- Saturación de oil= 55%

#### DATOS DEL FLUIDO DE LA ARENA “U”

- °API= 9,8
- Viscosidad @ temperatura de yacimiento 176 °F = 1090,6 cP
- Viscosidad @ temperatura de manifold 104 °F = 47121.9 cP

### 2.6. Análisis preliminar

En el caso del Bloque 43 ITT, se puede apreciar que el yacimiento Napo “U”, contiene todavía casi el 97% de su crudo original en sitio, ya que, a escala de los poros, el crudo ha alcanzado una saturación residual suficientemente baja y se encuentra en forma de glóbulos discontinuos atrapados por las fuerzas capilares.

Aunque la permeabilidad del reservorio es excelente, la viscosidad del fluido impide que el crudo sea recuperado en superficie.

El objetivo que nos planteamos es *reducir de la viscosidad del crudo*, para esto es necesario analizar con las características petrofísicas del reservorio U y con la ayuda de un software de caracterización nos guiará cual es el mejor método de producción para extraer este crudo de tipo extra pesado.

Posterior a haber realizado este análisis en el software, nos recomienda que un método de recobro con un alto porcentaje de probabilidad de obtener éxito en la misión de extraer el crudo de tipo extra pesado es inyectar vapor al reservorio, transmitiéndole energía en forma de calor con el fin de calentar el crudo extra pesado y darle movilidad, de esta manera el equipo eléctrico sumergible no realizará sobre esfuerzos para desplazar este hidrocarburo a superficie.

¿Cómo lo logramos?

Se presentan dos opciones; la primera es la implementación de inyección de vapor de forma continua aplicando la metodología de inyección de vapor asistida y extracción

por drenaje gravitacional denominada SAGD, la misma que por estudios realizados únicamente ha tenido éxito en yacimientos no mayores a 4500 FT de profundidad.

Como sabemos no todos los yacimientos de crudo pesado y extra pesado están a esta misma profundidad, sino que muchas veces están a mayor profundidad, entonces para este tipo de escenarios, se propone como segunda alternativa la implementación de una herramienta de calentamiento a nivel de fondo del reservorio para incrementar aún más la temperatura del reservorio y que el ayude a mejorar la fluidez del crudo, se propone el uso de una herramienta que es capaz de conducir energía en forma de calor al reservorio y a los fluidos creada por la empresa CAVITAS, la misma que se denomina THOR.

## **2.7.-Propiedades térmicas de la roca.**

**1.-CONDUCTIVIDAD TÉRMICA:** Es la capacidad de la roca de transferir energía, esto dependerá de los minerales de la roca reservorio, así como de su densidad, porosidad, y de los fluidos de los que este saturada esta roca.

**2.-CALOR ESPECIFICO:** Es la cantidad de calor que se requiere para aumentar en 1°C la temperatura de una unidad de masa, y calculo cuanta energía necesito yo para incrementar 1 grado centígrado de temperatura.

**3.-CALOR SENSIBLE:** Si la presión aumenta entonces es necesario mayor calor sensible aumenta es decir va a necesitar más energía para poder mantener el vapor en calidad de sobrecalentado.

**4.-CALOR LATENTE:** Es la cantidad de energía necesaria para llevar un líquido a su temperatura de saturación y mantenerlo como vapor.

Transfiere más calor al reservorio, no requiere mucha presión de saturación y no requiere cantidades muy altas de energía para alcanzar una buena eficiencia de vapor.



**5.-CAPACIDAD CALORÍFICA:** Es la capacidad de un material para almacenar energía interna en forma de calor.

## **2.8.-Propiedades térmicas de los fluidos en el interior del reservorio.**

Es muy importante conocer las propiedades térmicas de los fluidos que se encuentran dentro de la roca reservorio para conocer cómo se van a comportar al verse sometidos a temperatura.

Recordando que los fluidos que saturan la roca por lo general son petróleo, agua y gas.

**1.-CALOR ESPECIFICO:** Es importante para conocer cuál es la temperatura idónea para que el crudo empiece a tener movilidad.

**2.-CAPACIDAD CALORÍFICA:** Es necesario conocer los fluidos que están saturando la roca ya que no es lo mismo trabajar con una roca saturada por petróleo que trabajar con una roca saturada por agua ya que van a generar o requerir diferentes cantidades de calor específico y para esto va a ser necesario consumir mayor o menor energía lo cual va a ser económicamente más o menos rentable.

Cuando se transmite energía en forma de calor a la roca reservorio, esta se expande, la expansión térmica incide directamente en los poros comprimiéndolos, el fluido en el interior del poro se dilata ayudando a que el fluido contenido en el interior sea obligado a salir.

Cuando la temperatura de un fluido aumenta, incide directamente sobre varias propiedades del fluido tales como la viscosidad, densidad, presión capilar, y movilidad, lo cual hará que se reduzcan las fuerzas de cohesión entre las moléculas y va a permitir que haya un mejor movimiento de fluidos.

## **2.9.-Propiedades térmicas del agua de inyección.**

Cuando se calienta el agua incrementa la energía cinética entre las moléculas de agua,

rompiendo los enlaces de hidrogeno.

En el estado **sólido** del agua (hielo) las moléculas tienen una baja energía cinética, por esta razón las moléculas están inmóviles.

En el estado **líquido** la energía cinética de las moléculas aumenta produciendo ruptura de los enlaces de hidrogeno, pero solo quedan algunas moléculas sueltas y la mayoría inmóviles.

En el estado gaseoso la energía cinética de las moléculas es alta de manera que se rompen todos los enlaces de hidrogeno quedando todas las moléculas libres.

### **ENTALPIA**

La entalpia expresa la cantidad de energía cedida o absorbida por un sistema termodinámico.

La entalpia se representa con la letra “H”, solo dependerá de sus estados iniciales y finales.

El agua utilizada para transformarla en vapor primero debemos llevarla a su punto de saturación, mediante el calor latente, ya que es el que más calor transfiere convirtiendo de estado líquido a gaseoso, pero se puede apreciar que en esta etapa aún se puede ver un vapor húmedo o gas húmedo, después se lo lleva al calor sensible para mantenerlo en la parte de la envolvente del vapor sobrecalentado que tenga una mayor calidad de la masa total de vapor.

En esta etapa todo será vapor y tendríamos una mayor temperatura, pero al desaparecer toda el agua todos los minerales van a precipitar y a quedarse en el serpentín del intercambiador de calor.

Por esta razón el vapor sobrecalentado en superficie no es muy usado ya que se requiere de mucha energía y presenta los problemas mencionados.

## 2.10.-Diagrama de mollier para analizar la calidad del vapor y la energía necesaria a implementar.

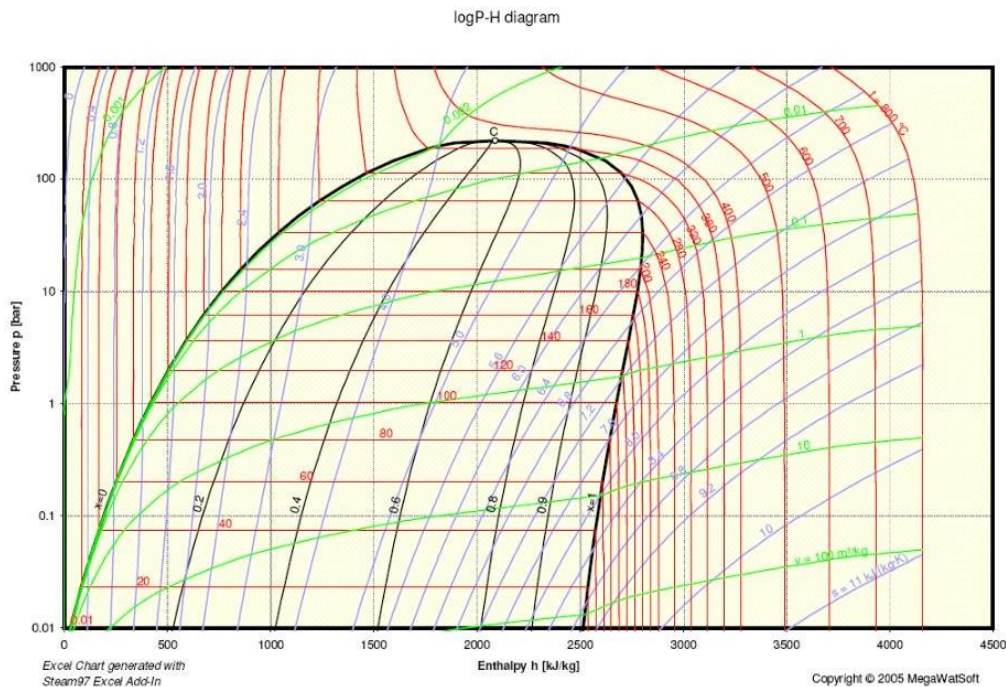


Fig. 8.-Diagrama de Mollier.

En los procesos de EOR cuando se va a realizar inyección de vapor, es necesario que la presión disminuya para que sea rentable el proceso.

## 2.10.-Procesos de transferencia de calor.

El calor se transfiere por medio de los siguientes procesos:

- Conducción: se transmite el calor por contacto sin transferencia de la materia.
- Convección: se transmite calor por transferencia propia de la materia portadora de calor.
- Radiación: transmisión de energía por medio de la emisión de ondas electromagnéticas o fotones.

# CAPITULO III

## DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN

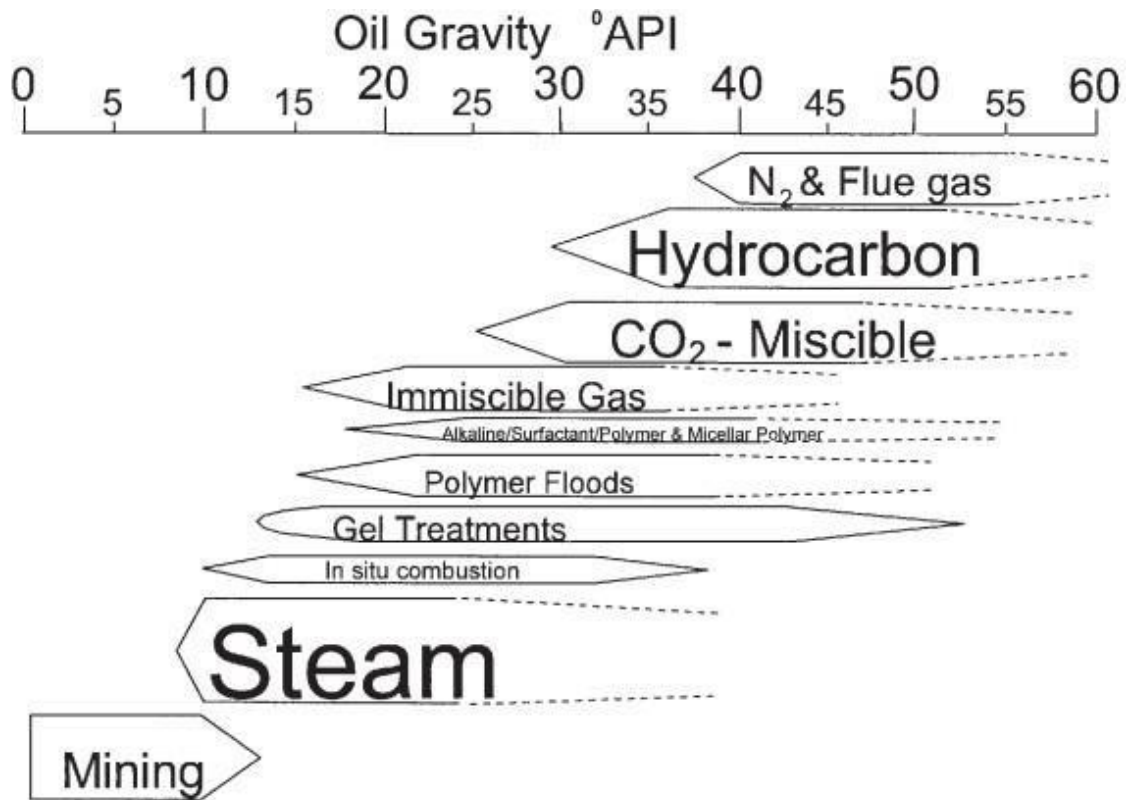
El principal problema presentado al momento de explotar la reserva de la arena “U”, es la extracción y levantamiento del crudo desde el pozo hasta superficie debido a la alta viscosidad del fluido, ya que luego de haber intentado producir esta reserva con sistemas de bombeo eléctrico sumergible, debido a la viscosidad del fluido, conforme iba produciendo el pozo, los motores de fondo se sobrecalentaban y se apagaban al llegar al set de alta temperatura.

Previo al arranque del VSD del equipo eléctrico sumergible, hay que observar que no exista el efecto back spin en el conjunto del eje entre motor y bombas, por esa razón, mientras se espera a que se equalicen las presiones de succión y descarga de la bomba, el fluido se iba enfriando, y al disminuir la temperatura, su viscosidad aumentaba considerablemente de tal manera que al momento de dar arranque, los ejes de los equipos eléctricos sumergibles sufrían rupturas quedando sin producción en superficie.

Por otra parte, también se analizó la implementación de bombas de cavidades progresivas, tal como se ha venido llevando a cabo la producción de este tipo de crudo en Colombia, en los campos Chichimene, y La Castilla. pero existen 2 limitantes, la profundidad del reservorio de “U” es muy alta y los equipos que se disponen a nivel mercado no logran llegar a esas profundidades, adicional, por política ambiental del bloque 43 ITT, ningún motor eléctrico de un equipo de levantamiento artificial puede estar en superficie, sino que debe estar en fondo.

La tercera opción es implementar métodos de recuperación mejorada en este reservorio, para esto usaremos los datos petrofísicos que disponemos y los resultados de análisis del fluido para introducirlos en un software denominado “EORgui”, el cual es basado en los estudios y deducciones encontradas por J.J Taber, F.D. Martin, & R.S. Seright sobre el criterio y condiciones que deben de cumplir los reservorios para que sean candidatos para aplicar métodos de recobro mejorado.

Como se había mencionado uno de los principales condicionantes para aplicar el método de recobro es el °API, según la siguiente tabla mostrada:



**Fig. 2—Oil gravity range of oil that is most effective for EOR methods. Relative production (B/D) is shown by size of type.**

Fig 4.-Rango API del petróleo adecuado para implementar metodologías de EOR

Adicional a esto, se presentan en una tabla los criterios de selección de cada uno de los métodos de recobro mejorado que utiliza el software recomendado por Ecopetrol, el mismo que nos dará una guía de cuál de todos los métodos de recobro mejorado es el más idóneo acorde a las propiedades del reservorio “U” y a los fluidos extraídos.

Las características petrofísicas y de fluidos del pozo que escogeremos son:

| ISHB-061 “U” |           |         |        |           |             |       |       |           |
|--------------|-----------|---------|--------|-----------|-------------|-------|-------|-----------|
| °API         | $\mu$ oil | Sat.oil | $\Phi$ | Thickness | Composition | Depth | T     | K         |
| 9,8          | 1090,6    | 55%     | 28 %   | 30        | C5-C12      | 4490  | 176 F | 300<br>mD |

Tabla #2.-Datos de reservorio del pozo ISHB-61 U

A continuación, presentamos la tabla en la cual se basa el screening presentado por el software EORgui.

| TABLE 3—SUMMARY OF SCREENING CRITERIA FOR EOR METHODS |   |                                 |                   |   |                                 |                               |   |                                     |                                |                  |
|---|---|---------------------------------|-------------------|---|---------------------------------|-------------------------------|---|-------------------------------------|--------------------------------|------------------|
| Detail Table in Ref. 16                               | EOR Method                                    | Oil Properties                  |                   |   | Reservoir Characteristics       |                               |   |                                     |                                |                  |
|   |   | Gravity (°API)                  | Viscosity (cp)    | Composition   | Oil Saturation (% PV)           | Formation Type                | Net Thickness (ft)                              | Average Permeability (md)           | Depth (ft)                     | Temperature (°F) |
| Gas Injection Methods (Miscible)                      |   |                                 |                   |   |                                 |                               |   |                                     |                                |                  |
| 1   | Nitrogen and flue gas                         | > 35 / <u>48</u> / <sup>a</sup> | < 0.4 \ 0.2 \     | High percent of C <sub>1</sub> to C <sub>7</sub>            | > 40 / <u>75</u> / <sup>a</sup> | Sandstone or carbonate        | Thin unless dipping                             | NC                                  | > 6,000                        | NC               |
| 2   | Hydrocarbon                                   | > 23 \ <u>41</u> / <sup>a</sup> | < 3 \ 0.5 \       | High percent of C <sub>2</sub> to C <sub>7</sub>            | > 30 \ <u>80</u> / <sup>a</sup> | Sandstone or carbonate        | Thin unless dipping                             | NC                                  | > 4,000                        | NC               |
| 3   | CO <sub>2</sub>                               | > 22 / <u>36</u> / <sup>a</sup> | < 10 \ 1.5 \      | High percent of C <sub>5</sub> to C <sub>12</sub>           | > 20 \ <u>55</u> / <sup>a</sup> | Sandstone or carbonate        | Wide range                                      | NC                                  | > 2,500 <sup>a</sup>           | NC               |
| 1-3   | Immiscible gases                              | > 12                            | < 600             | NC  | > 35 / <u>70</u> / <sup>a</sup> | NC                            | NC if dipping and/or good vertical permeability | NC                                  | > 1,800                        | NC               |
| (Enhanced) Waterflooding                              |   |                                 |                   |   |                                 |                               |   |                                     |                                |                  |
| 4   | Micellar/ Polymer, ASP, and Alkaline Flooding | > 20 / <u>35</u> / <sup>a</sup> | < 35 \ 13 \       | Light, intermediate, some organic acids for alkaline floods | > 35 / <u>53</u> / <sup>a</sup> | Sandstone preferred           | NC  | > 10 / <u>450</u> / <sup>a</sup>    | > 9,000 \ 3,250                | > 200 \ 80       |
| 5   | Polymer Flooding                              | > 15                            | < 150, > 10       | NC  | > 50 / <u>80</u> / <sup>a</sup> | Sandstone preferred           | NC  | > 10 / <u>800</u> / <sup>b</sup>    | < 9,000                        | > 200 \ 140      |
| Thermal/Mechanical                                    |   |                                 |                   |   |                                 |                               |   |                                     |                                |                  |
| 6   | Combustion                                    | > 10 / <u>16</u> → ?            | < 5,000 \ 1,200   | Some asphaltic components                                   | > 50 / <u>72</u> / <sup>a</sup> | High-porosity sand/ sandstone | > 10  | > 50 °c                             | < 11,500 \ 3,500               | > 100 / 135      |
| 7   | Steam   | > 8 to 13.5 → ?                 | < 200,000 \ 4,700 | NC  | > 40 / <u>66</u> / <sup>a</sup> | High-porosity sand/ sandstone | > 20  | > 200 / <u>2,540</u> / <sup>d</sup> | < 4,500 \ 1,500                | NC               |
| —   | Surface mining                                | 7 to 11                         | Zero cold flow    | NC  | > 8 wt% sand                    | Mineable tar sand             | > 10 °e   | NC                                  | > 3:1 overburden to sand ratio | NC               |

NC = not critical.  
 Underlined values represent the approximate mean or average for current field projects.  
<sup>a</sup>See Table 3 of Ref. 16.  
<sup>b</sup>> 3md from some carbonate reservoirs if the intent is to sweep only the fracture system.  
<sup>c</sup>Transmissibility > 20 md-ft/cp  
<sup>d</sup>Transmissibility > 50 md-ft/cp  
<sup>e</sup>See depth.

Tabla # 3.-Resumen de los criterios para seleccionar los métodos de recobro mejorado

Con la información petrofísica presentada del reservorio U la ingresamos en el software EORgui de Petroleum Solutions y nos da el siguiente screening.

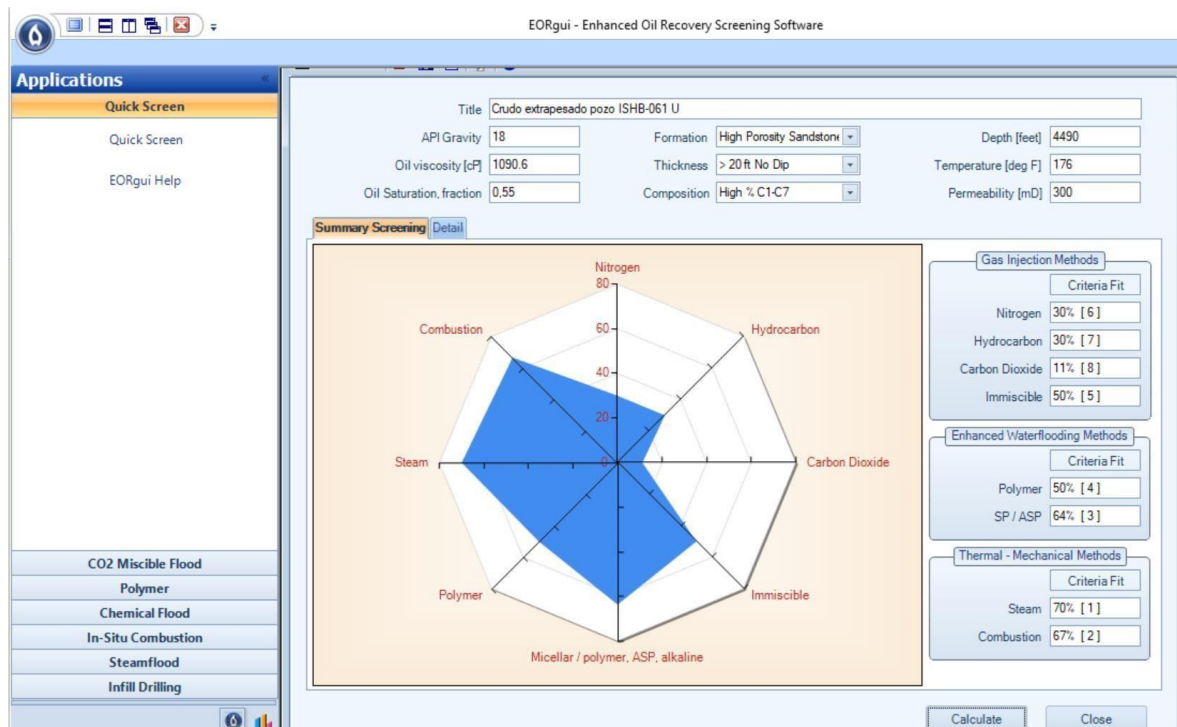


Fig.5 Resultados de los métodos de recobro sugeridos a implementar en la arena “U”

En la fig.3 podemos apreciar que para los datos del reservorio “U” y fluidos obtenidos del pozo ISHB-61 “U”, sugiere implementar inyección de vapor (STEAM), por sus siglas en inglés, como método térmico de recobro mejorado.

La inyección de vapor es una manera robusta de inyectar vapor a todo el reservorio usando la metodología sugerida por el software, se transmitir temperatura del vapor al crudo, para que este disminuya la viscosidad del fluido y mejore la movilidad del mismo para que el eje del equipo eléctrico sumergible no sufra los mismos esfuerzos que en los primeros equipos que sufrieron rupturas.

Se muestra la siguiente tabla donde se muestran los criterios para escoger o descartar la metodología sugerida.

Figure 6 shows the screening matrix results for well ISHB-61 U. The table below summarizes the key parameters and their screening status.

| Properties                   | Nitrogen and flue gas  | Hydrocarbon            | Carbon Dioxide         | Immiscible Gases        | Miscellar/polymer, ASP, and alkaline flooding               | Polymer flooding          | Combustion                | Steam                       |
|------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|-------------------------|---|---------------------------|---------------------------|-----------------------------|
| Oil API Gravity              | > 35<br>Average 48     | > 23<br>Average 41     | > 22<br>Average 36     | > 12                    | > 20<br>Average 35  | > 15 < 40                 | > 10<br>Average 16        | > 8 to 13.5<br>Average 13.5 |
| Oil Viscosity (cp)           | < 0.4<br>Average 0.2   | < 3<br>Average 0.5     | < 10<br>Average 1.5    | < 600                   | < 25<br>Average 13  | < 10 < 150                | < 5,000<br>Average 1,200  | < 200,000<br>Average 4,700  |
| Composition                  | High % C1-C7           | High % C2-C7           | High % C5-C12          | Not critical            | Light, Intermediate, Some organic acids, or alkaline floods | Not critical              | Some asphaltic components | Not critical                |
| Oil Saturation (PV fraction) | > 0.40<br>Average 0.75 | > 0.30<br>Average 0.80 | > 0.20<br>Average 0.55 | > 0.35<br>Average 0.70  | > 0.35<br>Average 0.53                                      | > 0.70<br>Average 0.90    | > 0.50<br>Average 0.72    | > 0.40<br>Average 0.66      |
| Formation Type               | Sandstone or Carbonate | Sandstone or Carbonate | Sandstone or Carbonate | Not critical            | Sandstone preferred   | Sandstone preferred       | High porosity sandstone   | High porosity sandstone     |
| Net Thickness (ft)           | Thin unless dipping    | Thin unless dipping    | Wide range             | Not critical if dipping | Not critical  | Not critical              | > 10 feet                 | > 20 feet                   |
| Average Permeability (md)    | Not critical           | Not critical           | Not critical           | Not critical            | > 10 md<br>Average 450 md                                   | > 10 md<br>Average 800 md | > 50 md                   | > 200 md                    |
| Depth (ft)                   | > 600                  | > 4000                 | > 2500                 | > 1800                  | < 9000<br>Average 3250                                      | < 9000                    | < 11500<br>Average 3500   | < 4500                      |
| Temperature (deg F)          | Not critical           | Not critical           | Not critical           | Not critical            | < 200   | < 200                     | > 100                     | Not critical                |

Fig.6 Matriz de resultados posterior al screening realizado al pozo ISHB- 61 U

El software nos sugiere implementar la inyección continua de vapor en un 70%, se debe analizar la continuidad horizontal del reservorio para analizar si se perforan pozos horizontales o pozos direccionales en paralelo para ambos casos.

Algo importante a analizar es la profundidad del reservorio, el cual menciona que en caso de que la profundidad sea mayor a 5500 FT, la metodología de inyección de vapor no es

viable ya que la pérdida de energía es muy alta en las paredes de la tubería, y al final no llegará vapor de alta temperatura, sino que llegará condensado, lo cual no es lo que se desea.

Para nuestro caso de estudio, el pozo ISHB-61 “U” tiene una profundidad de 4490 FT, la continuidad longitudinal no presenta barreras por esta razón, se podría maximizar la producción, perforando dos pozos horizontales distanciados a 15 ft el uno del otro, donde el pozo superior va a actuar como inyector y el pozo inferior actuara como productor.

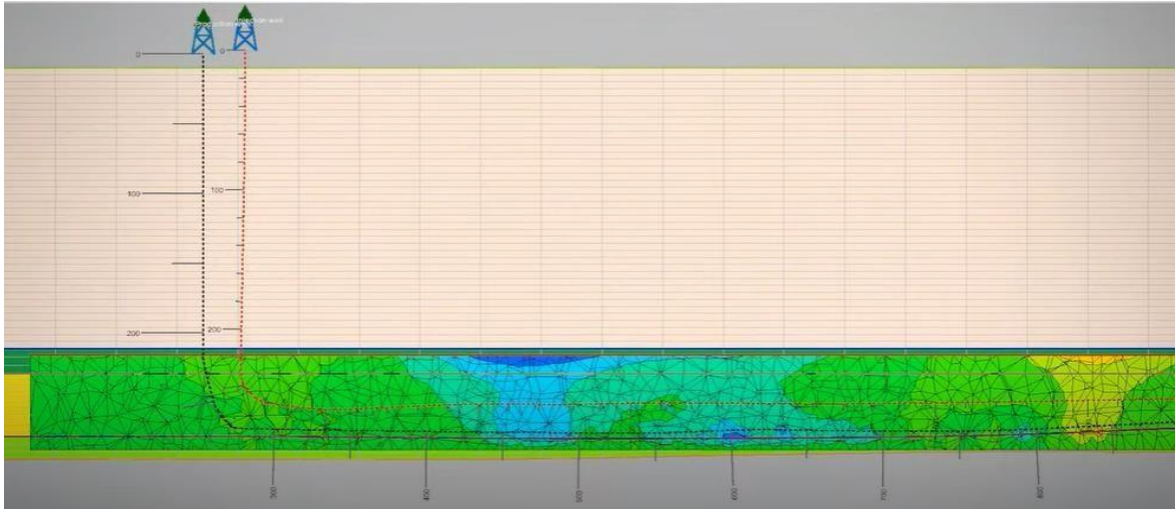


Fig.7.- Conectividad longitudinal en el reservorio de la arena U

### **3.1.-METODOLOGIAS USADAS PARA TRANSMITIR CALOR A UN RESERVORIO DE CRUDO PESADO Y EXTRA PESADO.**

En este análisis desarrollado se van a analizar dos alternativas para transmitir calor a un reservorio de crudo con alta viscosidad y baja movilidad.

Una de las condicionantes para determinar qué tipo de metodología se va a implementar es la profundidad del reservorio.

- a). -Si el reservorio tiene una profundidad hasta los 5500 FT, es recomendable aplicar inyección de vapor desde superficie sea este de forma continua o cíclica.
- b). -Si el reservorio tiene profundidades mayores a los 5500 FT, ya no se recomienda aplicar inyección de vapor porque ya no llega un vapor con el debido poder calorífico como para transmitir temperatura al petróleo y este pueda disminuir su viscosidad, sino que, al contrario, tendremos condensado del vapor, y no generaría ningún beneficio al objetivo deseado.



## PRIMERA METODOLOGÍA:

### 3.2.-Inyección de vapor (SAGD)

- Esta técnica consiste en inyectar desde superficie vapor a alta temperatura de forma continua al reservorio, desde un pozo denominado “pozo inyector”, el vapor viajará a lo largo de toda la tubería y llegará a expandirse hasta la parte superior del reservorio y detendrá su viaje hacia la parte superior cuando llegue a la roca sello, luego empezará a expandirse de forma lateral, durante este proceso, el vapor entrará en contacto con el crudo extra pesado, generando un térmico, el vapor por estar a mayor temperatura cederá calor al crudo que se encuentra a menor temperatura, lo cual ocasionará que la viscosidad del crudo disminuya y su movilidad aumente, haciendo posible que sea más fácil para el equipo eléctrico sumergible desplazar un fluido de mediana viscosidad.
- SAGD, son las siglas en ingles de lo que representa STEAM ASSISTED GRAVITY DRAINAGE, la misma que es una técnica utilizada para extraer crudo pesado y crudo bituminoso desde el subsuelo que será diluido parcialmente gracias al calor transferido por el vapor y fluirá hacia abajo por gravedad, haciendo que llegue hacia las mallas instaladas debajo de este pozo e ingrese en la bomba eléctrica sumergible y pueda llegar a superficie con facilidad.
- En la siguiente figura, se muestra un esquema del proceso SAGD.



Fig #8.- Esquema básico de la perforación de los 2 pozos horizontales que se requieren para desarrollar la metodología SAGD

### **3.3.-MECANISMO DE OPERACIÓN DE LA METODOLOGÍA SAGD**

Para obtener un buen resultado durante un proceso de segregación gravitacional, se requiere implementar tres fases:

- Pre calentamiento del reservorio.
- Desarrollo.
- Declinación.

Veamos cómo funcionan cada una de ellas.

#### **3.3.1.- ETAPA DE PRECALENTAMIENTO**

Posterior a la perforación y completación de ambos pozos horizontales, es necesario realizar un pre calentamiento, esto consiste en inyectar vapor por ambos pozos para crear una cámara de vapor, este se ira expandiendo uniformemente calentando el hidrocarburo, de manera que el crudo adquiere movilidad, para posteriormente fluir hacia abajo por gravedad hacia el pozo productor ubicado unos pocos pies por debajo del pozo inyector.



Fig.12 Comunicación entre ambos pozos con vapor inyectado desde superficie

### 3.2.2.- ETAPA DE DESARROLLO

En esta fase el vapor asciende rápidamente hasta alcanzar el tope de la formación generando un aumento gradual en el caudal de petróleo producido, luego va expandiéndose de forma lateral aumentando gradualmente el contacto del vapor con el hidrocarburo que no tenía suficiente movilidad.

La temperatura en el interior de la formación causada por el vapor llega hasta los 220 °C, y esto significa que al reservorio le llegan 428°F, lo cual casi duplica la temperatura del reservorio actual, con esta temperatura de seguro logramos transferir calor al petróleo que se encontraba en el subsuelo y brindarle movilidad.

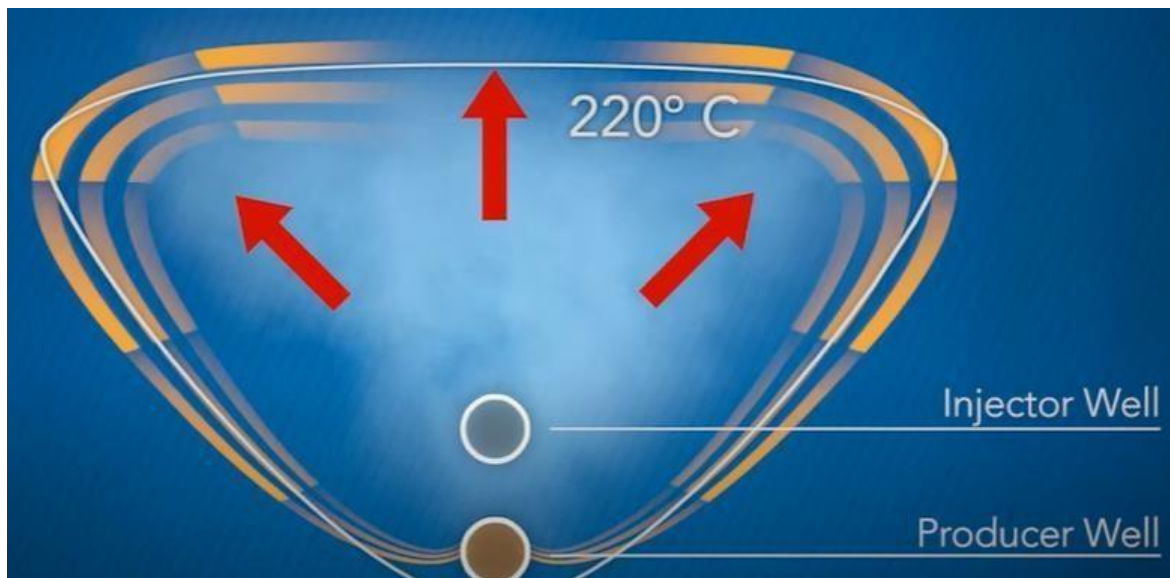


Fig.#9.- Recamara de vapor que se da entre ambos pozos con vapor inyectado desde superficie en corte lateral.

Ahora mostraremos una imagen en vista lateral del vapor inyectado a través de la válvula de control de flujo instalada en el pozo inyector, sumado a esto como el petróleo calentado empieza a migrar por gravedad hacia el pozo productor.



Fig. 10.- Petróleo calentado con movilidad fluyendo hacia el pozo productor.

### **3.3.3.-ETAPA DE DECLINACIÓN**

Finalmente llega un punto donde se alcanza la expansión del vapor en todo el reservorio y por más que se inyecte vapor, no se observará incremento en el caudal de producción de petróleo, y este empezará a declinar, hasta llegar a la etapa donde ya no es económicamente rentable, aquí podemos decir que el proyecto finalizó.

### **3.4.-COMPONENTES DEL SISTEMA SAGD.**

#### **3.4.1-MODELAMIENTO DEL RESERVORIO.**

Previo a la perforación de pozos horizontales para aplicar la metodología de inyección de vapor asistido por drenaje gravitacional, es necesario analizar la continuidad longitudinal del reservorio, en caso de existir más de 1000 ft, es viable la perforación de este tipo de pozos e implementación de esta metodología, junto a una saturación de más del 40% de petróleo original en sitio.

En nuestro caso ya teniendo el modelo estático del reservorio “U”, se proceden a analizar la continuidad presentada en los 6 pozos que estaban inicialmente para workover y ahora queremos implementar la metodología SAGD.

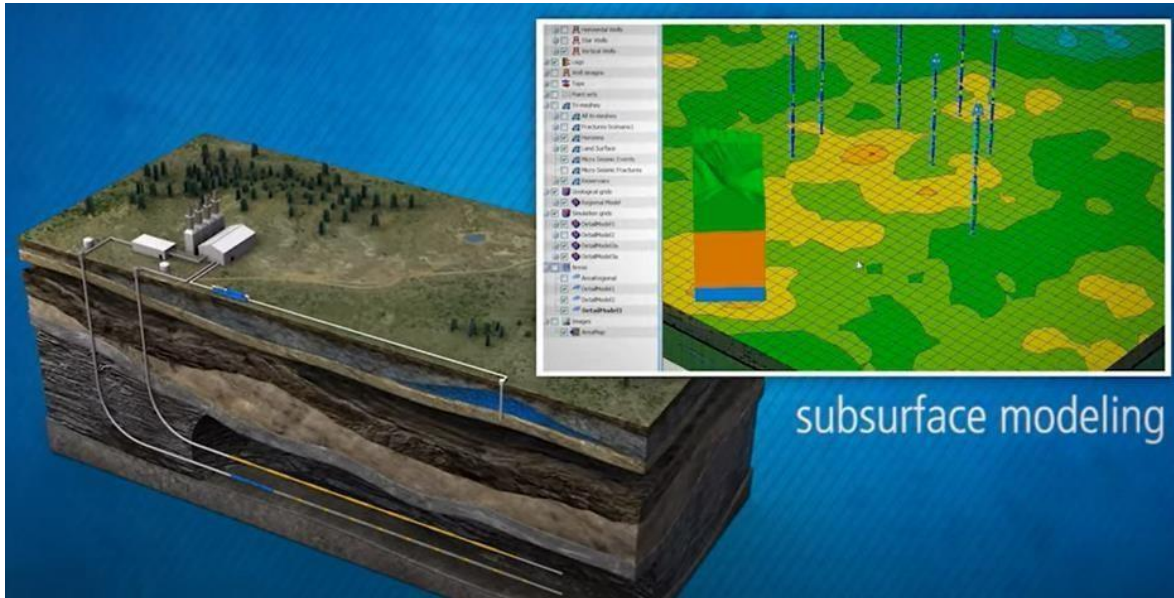


Fig.11 Propuesta de perforación de los pozos productor e inyector

En la figura #11, se pueden observar las instalaciones de superficie y de fondo requeridas para llevar a cabo esta metodología.

En superficie tenemos una sala de control, una planta de tratamiento de agua para poder generar el vapor, una caldera, y su estación de remoción de sedimentos, bombas para tomar el agua del río Tiputini el mismo que será utilizado como fuente hídrica en el proceso de generación de vapor, el VSD, las líneas de inyección de químicos adecuados para evitar el deterioro de la inyección y producción.

### 3.4.2-TECNOLOGIA DE CONTROL DE FLUJO (POZO INYECTOR).

Para poder inyectar el vapor por el pozo superior, es necesario el uso de dispositivos de control de flujo denominadas flow control valves, las mismas que servirán para poder cumplir con la etapa #1 que consiste en inyectar vapor de forma controlada para establecer comunicación entre los pozos inyector y productor.

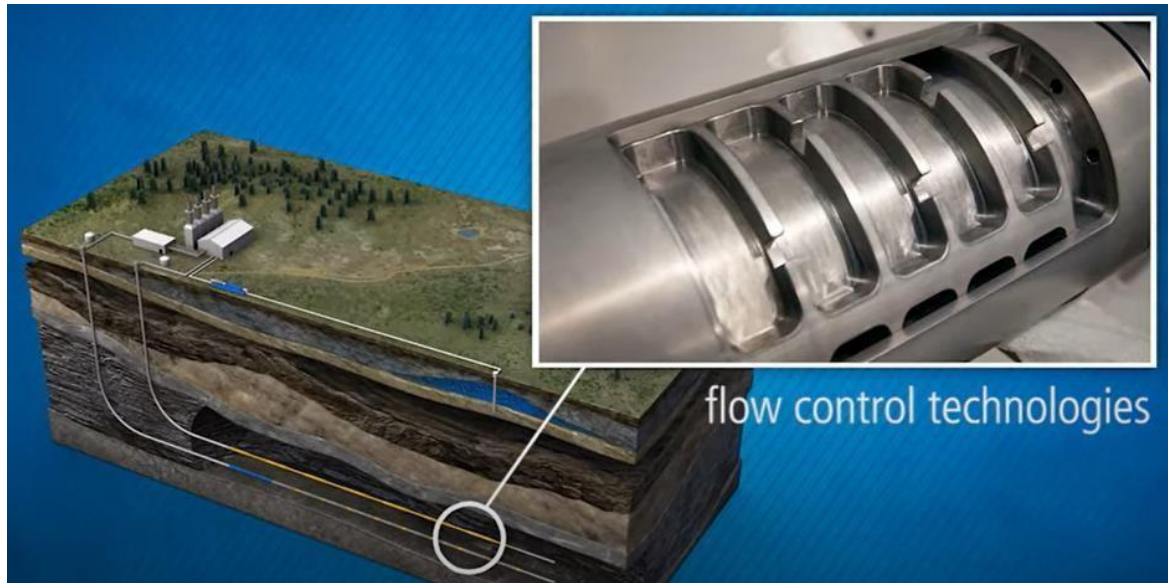


Fig.12.- Válvulas de control de flujo



Fig.13 Válvula de control de flujo del pozo superior vista de cerca.



Fig.#14.- Imagen de las completaciones instaladas, en el pozo superior se instaló FCV, y en el pozo inferior instaladas las mallas.

### 3.5.-DISPOSITIVOS INSTALADOS EN LA COMPLETACIÓN DE FONDO (POZO PRODUCTOR)

Algo muy importante a considerar es la temperatura a la que va a estar el vapor 428° Fahrenheit, es bastante alta, casi el 80% adicional a la temperatura del reservorio, entonces hay que considerar escoger las bombas con elementos elastoméricos que soporten mayor temperatura, metalurgia de mayor dureza, ejes de los equipos de fondo, de mayor diámetro, ya no de 1 pulgada sino de 1,5 pulgada , lo cual es una de las ventajas de las nuevas tecnologías desarrolladas para los sistemas de levantamiento artificial para crudos extra pesados.

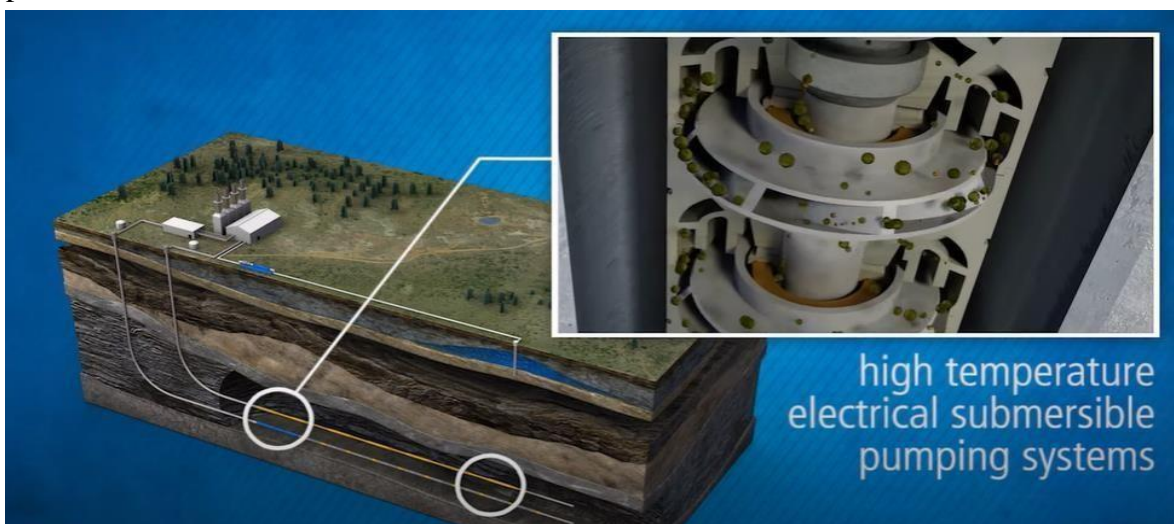


Fig.15.- Bombas eléctricas sumergibles diseñadas para trabajar a alta temperatura.

El monitoreo de los parámetros de fondo para detectar el calor se lo realizará a través de fibra óptica la misma que es muy resistente a altas temperaturas debido a su encapsulamiento de protección que cuenta.

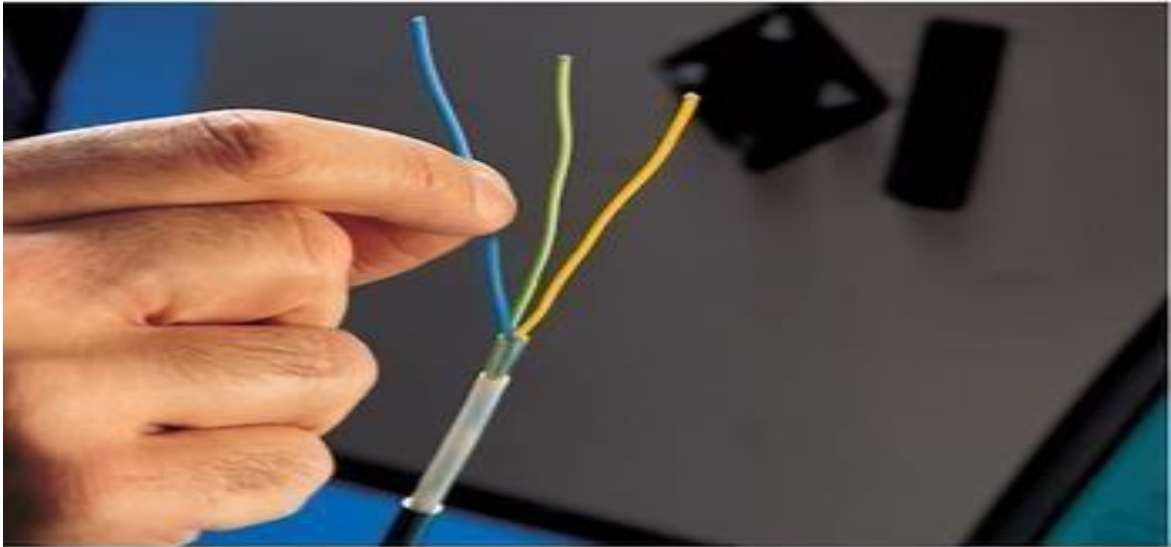


Fig.16.- Fibra óptica para monitoreo de temperatura



Fig.17.- Fibra óptica instalada en el pozo inferior.

Para el tratamiento del agua dulce captada del río, se debe brindar un tratamiento previo a usarse en las calderas, se debe flocular, esta agua, estará lista para ser calentada y el vapor será enviado a altos caudales para enviarse a través del pozo inyector, de igual manera cuando regrese en conjunto con el crudo producido, también se deshidratará y volverá a ser reutilizada parcialmente y otra parte irá a reinyección.



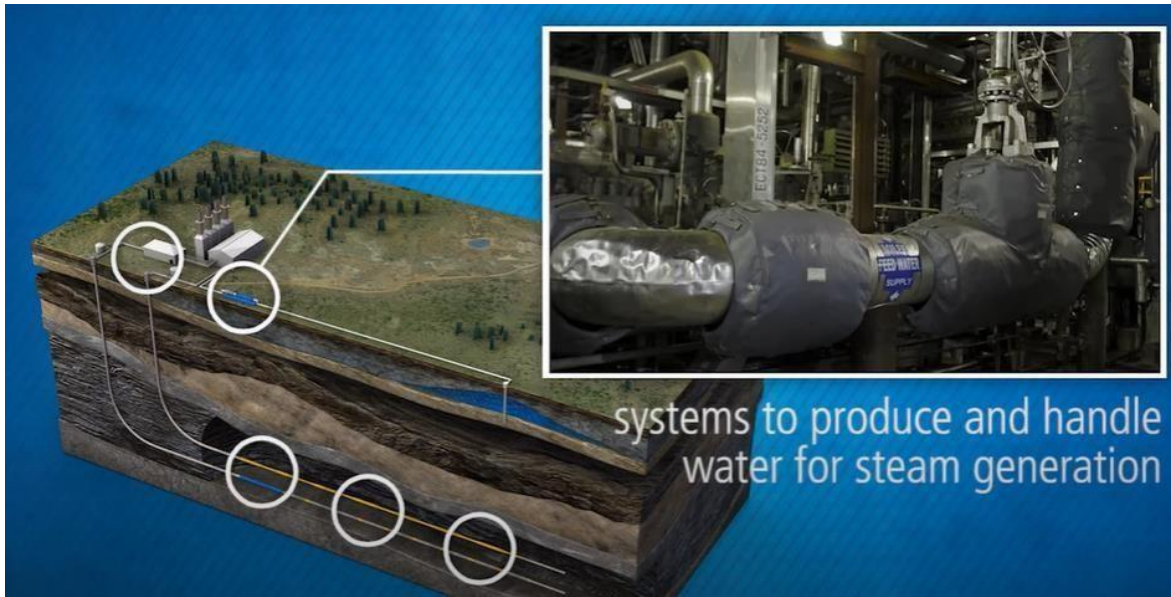


Fig.18.- Sistemas de superficie diseñados para manejar el vapor producido.



Fig.19.- Bombas horizontales para la inyección de vapor al reservorio.

## **SEGUNDA METODOLOGÍA:**

### **3.6.-USO DE HERRAMIENTA PARA GENERAR CALOR EN FONDO A BASE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (THOR)**

- Cuando la profundidad de los reservorios que contienen crudo de tipo extra pesado supera los 5500 FT, inyectar vapor desde superficie es inútil. No se han obtenido buenos resultados previos debido a las grandes pérdidas de temperatura durante el viaje.
- Para mantener la temperatura del vapor es necesario mantener este vapor en las condiciones de vapor seco o sobrecalentado, donde a las gotas de vapor que se han condensado, se les vuelve a agregar calor adicional, esto se logra únicamente con un dispositivo que se ubique en la profundidad donde se ha monitoreado que la temperatura que adquiere el vapor es donde vuelve a existir el punto de rocío, convirtiendo a este vapor en gotas de agua.
- La tecnología THOR, es usada en pozos productores donde las profundidades de los reservorios son superiores a los 5500 FT, el principio de funcionamiento consiste en un motor alimentado de forma eléctrica, hace que esta energía pase por unas resistencias y generan calor y estas aumentan la temperatura del vapor para nuevamente hacerlo eficiente y que sirva para calentar y diluir el crudo bituminoso.

# CAPITULO IV

## PRUEBAS, RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En la plataforma Ishpingo “B” del bloque 43 ITT, se realizó el estudio con la nueva metodología propuesta para lograr incrementar el calor en fondo del petróleo de tipo pesado y extra pesado previamente obtenido.

Se ingresan los datos previos petrofísicos y de fluidos obtenidos en el software EORGUI. El estudio se lo realizará considerando un escenario adiabático, donde no se consideren las pérdidas de calor con los medios externos

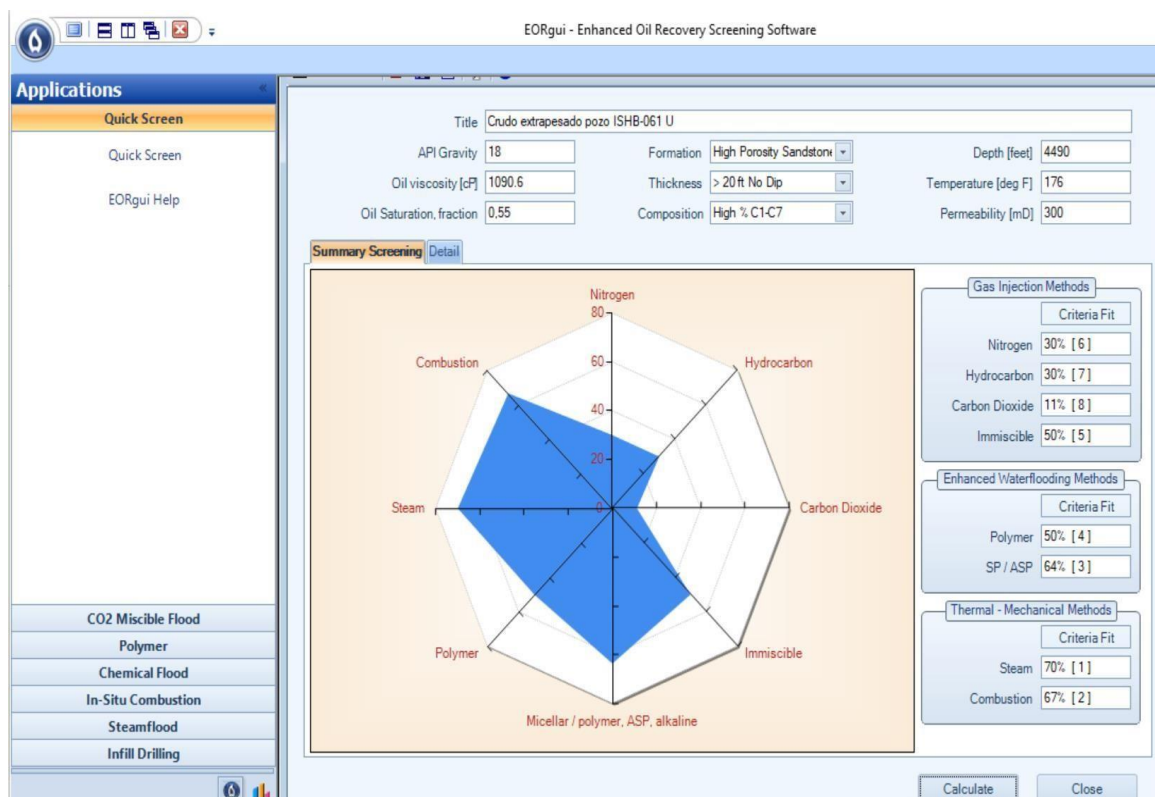


Fig.# 20.-Carga de datos petrofísicos y de fluido obtenidos en el pozo ISHB-61 U al software EORgui.

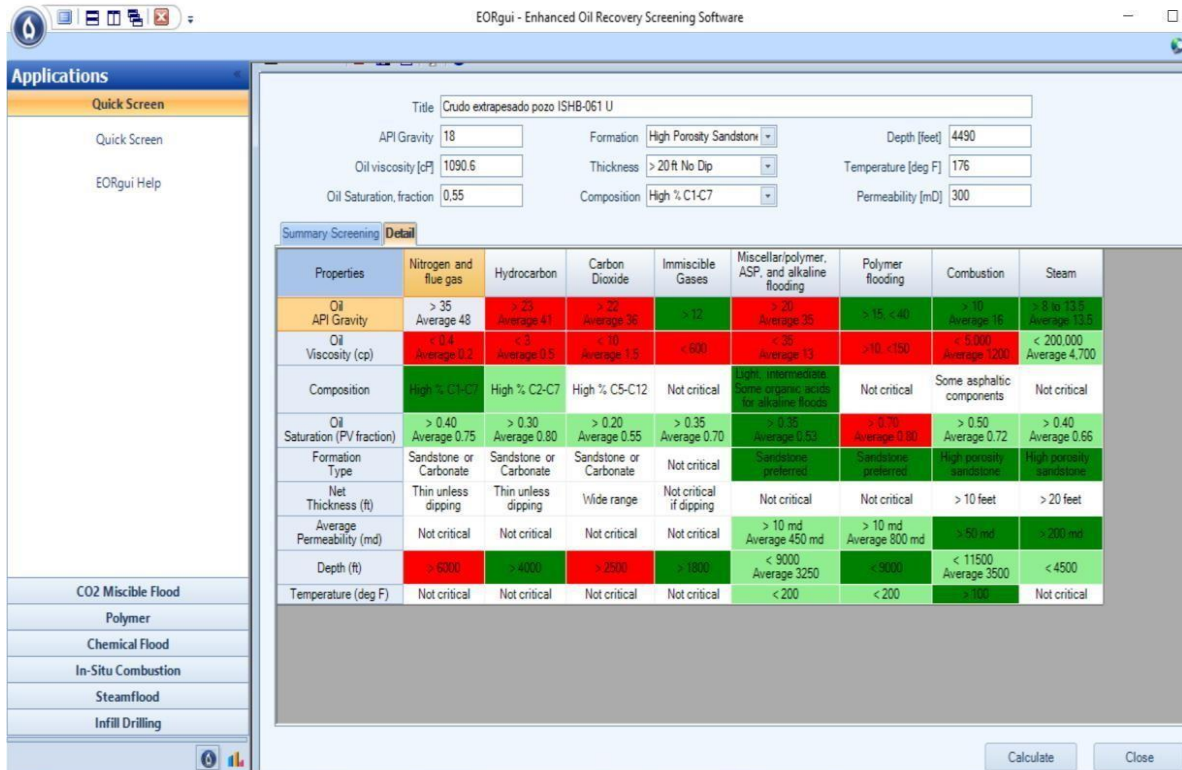


Fig. # 21.-Screening guía para la metodología escogida.

#### 4.1.-Selección de la metodología Steamflood en el Software

### Pesos Específicos de Rocas y Piedras Naturales

| Tipo de Piedra                  | Peso Específico (kg/m <sup>3</sup> ) |
|---------------------------------|--------------------------------------|
| Arenisca                        | 2600                                 |
| Arenisca porosa y caliza porosa | 2400                                 |
| Granito, siena, pórfido         | 2800                                 |
| Basalto, diorita                | 3000                                 |
| Mármol, pizarra                 | 2800                                 |
| Piedra caliza compacta          | 2700                                 |
| Piedra caliza porosa            | 2400                                 |
| Pizarra de tejados              | 2800                                 |
| -                               | -                                    |

Tabla #4.-Tabla de pesos específicos de las rocas

## 4.2.-Capacidad calorífica de la roca

| Product   | Specific Heat - $c_p$ -    |                |
|-----------|----------------------------|----------------|
|           | (Btu/(lb <sub>m</sub> °F)) | (kcal/(kg °C)) |
| Sandstone | 0.22                       | 0.92           |
| Sawdust   | 0.21                       | 0.9            |
| Selenium  | 0.078                      | 0.33           |

Tabla #5.-Capacidad calorífica de la roca reservorio

## 4.3.-Datos de reservorio

The screenshot shows a software window titled "Crudo pesado y extrapesado ISHB-61 U". The interface is divided into several sections:

- Title:** Crudo pesado y extrapesado ISHB-61 U
- Heat Production Calculation:** Produced Heat accounted for
- Reservoir Calculations Output:** Output only Final Results
- Steam Table Options:** Use Internal Steam Tables
- Surface Line Heat Loss Method:** Adiabatic (No Heat Loss)
- Reservoir Performance Method:** Default Method

Below these settings are tabs for "Reservoir Data", "Fluid and Saturation Data", "Surface and Wellbore Data", "Time Step Data", and "Results". The "Reservoir Data" tab is active and contains two main input panels:

- Required Data:**
  - Reservoir Depth [ft]: 4490
  - Pattern Area: 10 Acres
  - Net Pay Thickness [ft]: 50
  - Porosity [fraction]: 0.28
  - Permeability [mD]: 300
  - Reservoir Dip, degrees: 0
  - Area heated at heat breakthrough [fraction]: 0.6
- Optional Data:**
  - Reservoir Pressure [psia]: 2000
  - Reservoir Temperature [deg F]: 176
  - Gross Thickness [ft]: 50
  - Rock Density [lb/ft³]: 161.97
  - Rock Heat Capacity [BTU/lb]: 0.22
  - Rock Thermal Diffusivity [ft²/hr]: 0.58
  - Initial Injectivity Index [bpd/psi]: 1.5
  - Steam temperature increase applied to hot zone [fraction]: 0.5

Buttons for "Clear All" and "Calculate Optional Data" are located to the right of the Optional Data section. At the bottom of the window are "Calculate" and "Close" buttons.

Fig. #22.-Ingreso de datos de la roca reservorio "U"

#### 4.4.-Datos de Saturación del fluido.

The screenshot shows the 'Fluid and Saturation Data' tab in a software application. The title is 'Crudo pesado y extrapesado ISHB-61 U'. The 'Heat Production Calculation' is set to 'Produced Heat accounted for'. The 'Reservoir Calculations Output' is 'Output only Final Results', 'Steam Table Options' is 'Use Internal Steam Tables', 'Surface Line Heat Loss Method' is 'Adiabatic (No Heat Loss)', and 'Reservoir Performance Method' is 'Default Method'.

The 'Fluid and Saturation Data' section includes the following fields:

- Oil API Gravity: 9.8
- Oil Density in cold reservoir [lb/ft<sup>3</sup>]: 111.56
- Oil Density at steamflood conditions [lb/ft<sup>3</sup>]: 104.79
- Water Specific Gravity (wrt. water) [fraction]: 1.00
- Gas Specific Gravity (wrt. air) [fraction]: 0.80
- Oil Viscosity in cold reservoir [cP]: 47121
- Oil Viscosity at steamflood conditions [cP]: 180
- Heat Capacity of Oil [BTU/lb-deg. F]: 0.51
- Heat Capacity of Water [BTU/lb-deg. F]: 1
- Residual Oil Saturation in cold oil zone [fraction]:
- Residual Oil Saturation in hot liquid zone [fraction]:
- Residual Oil Saturation in steam zone [fraction]:
- Residual Water Saturation in cold oil zone [fraction]: 0.20
- Residual Water Saturation in hot liquid zone [fraction]:
- Residual Water Saturation in steam zone [fraction]:
- Current Oil Saturation in reservoir [fraction]:
- Current Gas Saturation in reservoir [fraction]: 0.00
- Current Water Saturation in reservoir [fraction]:
- Minimum Steam Saturation in steam zone [fraction]: 0.50
- Current Solution Gas/Oil Ratio [scf/stb]:

Buttons for 'Clear All' and 'Reset Defaults' are located at the bottom left.

Fig. #23.-Ingreso de datos de los fluidos que saturan la roca reservorio "U"

#### 4.5.-Datos de equipos de fondo y superficie

The screenshot shows the 'Surface and Wellbore Data' tab in the same software application. The title is 'Crudo pesado y extrapesado ISHB-61 U'. The 'Heat Production Calculation' is 'Produced Heat accounted for'. The 'Reservoir Calculations Output' is 'Output only Final Results', 'Steam Table Options' is 'Use Internal Steam Tables', 'Surface Line Heat Loss Method' is 'Adiabatic (No Heat Loss)', and 'Reservoir Performance Method' is 'Default Method'.

The 'General Data' section includes the following fields:

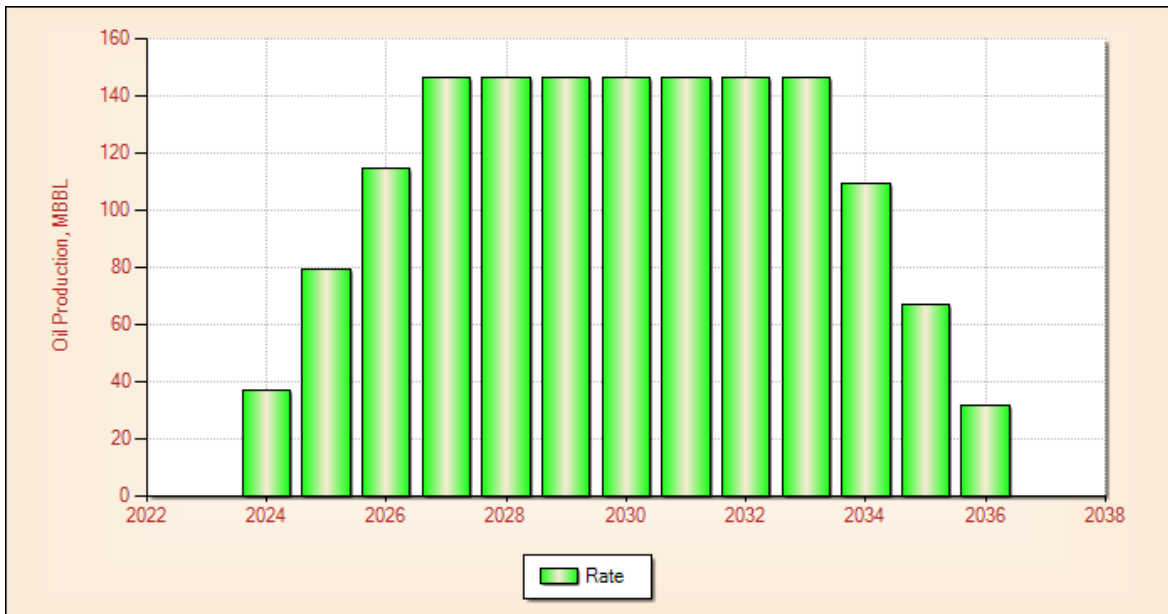
- Number of increments in Wellbore: 20
- Cement thermal conductivity [BTU/hr-ft-deg.F]: 0.50
- Reservoir rock thermal conductivity [BTU/hr-ft-deg.F]: 1.00
- Annulus fluid thermal conductivity [BTU/hr-ft-deg.F]: 0.10
- Tubing insulation thermal conductivity [BTU/hr-ft-deg.F]: 0.04
- Override Wellbore HTC [BTU/hr-ft<sup>2</sup>-deg.F]:
- Outer tubing emissivity for radiant heat flux: 0.90
- Inner tubing emissivity for radiant heat flux: 0.40
- Convergence tolerance for HTC calculation: 0.01
- Hole radius, r<sub>w</sub> [ft]: 0.25
- Outer casing radius [ft]: 0.2915
- Inner casing radius [ft]: 0.2655
- Radius to outside of insulation [ft]: 0.1020
- Outer tubing radius [ft]: 0.1170
- Inner tubing radius [ft]: 0.1020
- Roughness of wellbore pipe [inches]: 0.0008
- Density of annular fluid [lb/ft<sup>3</sup>]: 0.10
- Viscosity of annular fluid [cP]: 0.05
- Heat capacity of annular fluid [BTU/lb-deg.F]: 0.20
- Temperature of annular fluid [deg.F]:
- Geothermal gradient [deg.F/ft]:

Buttons for 'Clear All' and 'Reset Defaults' are located at the bottom left.

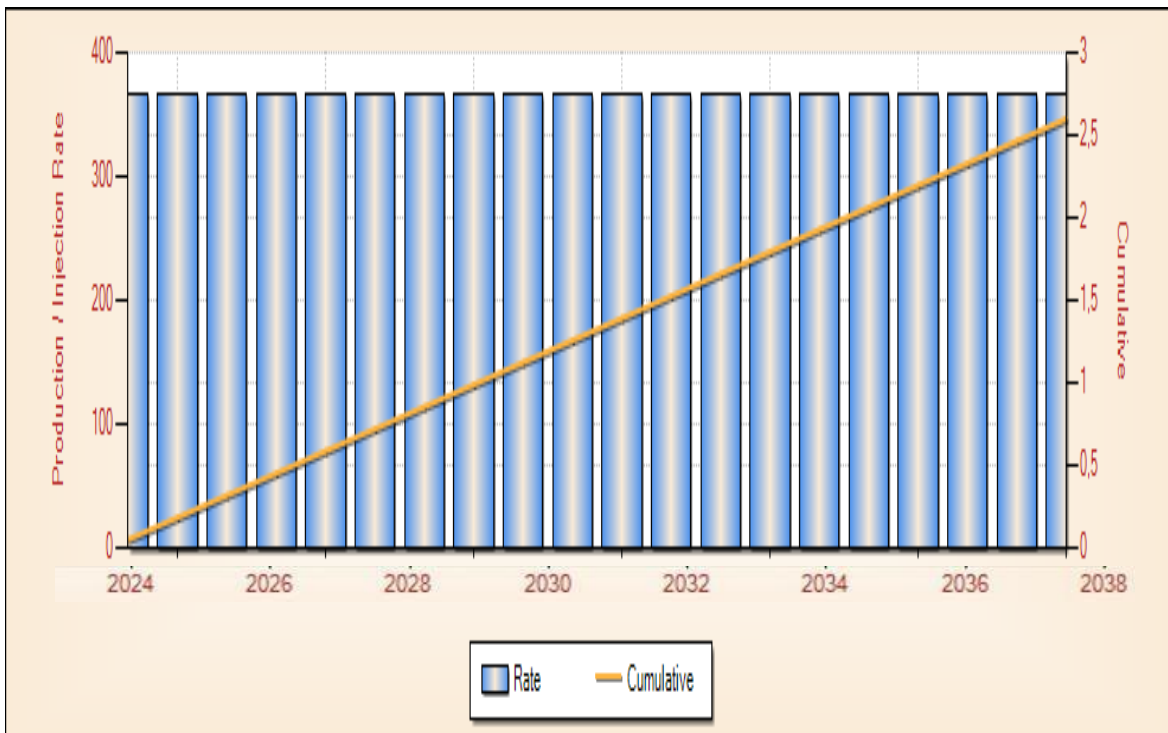
Fig. #24.-Ingreso de datos de conductividad térmica de los alrededores de la roca reservorio "U"

## 4.6.- Graficas de Producción

### Producción de petróleo por año



### Vapor inyectado.



**Tabla de resultados de petróleo producido por año**

| <b>DATE</b>   | <b>OIL RATE</b>     | <b>GAS RATE</b> | <b>WATER RATE CONSUMED</b> | <b>STEAM RATE</b> | <b>CUMM OIL</b> | <b>CUMM GAS</b> | <b>CUMM WATER</b> | <b>CUMM STEAM</b> |
|---------------|---------------------|-----------------|----------------------------|-------------------|-----------------|-----------------|-------------------|-------------------|
| <b>(Year)</b> | <b>(MBbl / Day)</b> | <b>(Mscf/d)</b> | <b>(Bbl/Day)</b>           | <b>Ton /d</b>     | <b>MMBBL</b>    | <b>MMSCF</b>    | <b>MBBL</b>       | <b>Ton</b>        |
| 2024          | 0,00                | 0,00            | 400                        | 367,50            | 0,00            | 0,00            | 56,23             | 56,23             |
| 2025          | 50,85               | 11,10           | 400                        | 367,50            | 18,56           | 4,05            | 172,03            | 190,37            |
| 2026          | 493,97              | 107,82          | 400                        | 367,50            | 198,86          | 43,41           | 178,00            | 324,50            |
| 2027          | 487,37              | 106,38          | 400                        | 367,50            | 376,75          | 82,24           | 178,00            | 458,64            |
| 2028          | 795,67              | 173,70          | 400                        | 367,50            | 667,96          | 145,81          | 178,00            | 593,15            |
| 2029          | 741,05              | 161,76          | 400                        | 367,50            | 938,45          | 204,85          | 178,00            | 727,28            |
| 2030          | 1052,67             | 229,79          | 400                        | 367,50            | 1322,67         | 288,73          | 178,00            | 861,42            |
| 2031          | 1005,49             | 219,52          | 400                        | 367,50            | 1689,68         | 368,85          | 178,00            | 995,56            |
| 2032          | 1233,88             | 269,35          | 400                        | 367,50            | 2141,28         | 467,43          | 178,00            | 1130,06           |
| 2033          | 1102,08             | 240,57          | 400                        | 367,50            | 2543,54         | 555,24          | 178,00            | 1264,20           |
| 2034          | 1370,19             | 299,10          | 400                        | 367,50            | 3043,66         | 664,41          | 178,00            | 1398,34           |
| 2035          | 1067,26             | 233,02          | 400                        | 367,50            | 3433,21         | 749,46          | 178,00            | 1532,48           |
| 2036          | 1113,17             | 243,01          | 400                        | 367,50            | 3840,63         | 838,40          | 178,00            | 1666,98           |
| 2037          | 1073,15             | 234,26          | 400                        | 367,50            | 4232,32         | 923,91          | 178,00            | 1801,12           |
| 2038          | 986,96              | 215,43          | 400                        | 367,50            | 4592,56         | 1002,54         | 178,00            | 1935,26           |
| 2039          | 610,19              | 133,21          | 400                        | 367,50            | 4815,28         | 1051,16         | 178,00            | 2069,39           |
| 2040          | 620,27              | 135,40          | 400                        | 367,50            | 5042,30         | 1100,71         | 178,00            | 2203,90           |
| 2041          | 651,92              | 142,31          | 400                        | 367,50            | 5280,25         | 1152,66         | 178,00            | 2338,04           |
| 2042          | 476,69              | 104,05          | 400                        | 367,50            | 5454,24         | 1190,64         | 178,00            | 2472,17           |
| 2043          | 429,22              | 93,68           | 400                        | 367,50            | 5610,91         | 1224,83         | 178,00            | 2606,31           |

**TOTAL 15362,05 3353,46 701,13 7350,00 55243,11 12059,33 3432,26 26625,40**



Los resultados brindados por el software son los siguientes:

- Tiempo de vida útil del proyecto= 20 años
- Cantidad de petróleo producido en todo este tiempo= 552'430.000 BBS
- Inversión en activos necesarios para instalar SAGD= 18 MM USD.
- Costos operativos fijos= 21 MM USD.
- Costo de combustible del generador= 17 MM USD
- Costo de operación del generador= 5 MM USD
- Costo del tratamiento de agua y químicos asociados= 10 MM USD
- Cantidad de reserva remanente =  $3.235'540.734 - 552'243.000 = 2.683'297.734$  BBS de OIL aún por producir.
- Cantidad de dinero proyectada a obtener adicional a causa de la producción adicional de petróleo= \$ 33.134'580.000 USD.

En la siguiente tabla se mostrará los valores correspondientes a ingresos, egresos y utilidad del proyecto de inyección de vapor metodología SAGD, y el tiempo en el que se paga toda la inversión.

## ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA PRIMERA METODOLOGÍA SAGD

| DATE   | OIL RATE     | STEAM RATE | VENTA OIL | RENTA ESP | COSTO ENERGÍA | CALDERAS + EQUIPOS SAGD | OPERATIVOS | QUÍMICOS |
|--------|--------------|------------|-----------|-----------|---------------|-------------------------|------------|----------|
| (Year) | (MBbl / Day) | Ton /d     | \$ USD    | \$ USD    | \$ USD        | \$ USD                  | \$ USD     | \$ USD   |
| 2024   | 0,00         | 367,50     | 0         | 25000     | 55000         | 15000000                | 5000       | 10000    |
| 2025   | 50,85        | 367,50     | 1113600   | 25000     | 55000         | 0                       | 5000       | 10000    |
| 2026   | 493,97       | 367,50     | 11931600  | 25000     | 55000         | 0                       | 5000       | 10000    |
| 2027   | 487,37       | 367,50     | 22605000  | 25000     | 55000         | 0                       | 5000       | 10000    |
| 2028   | 795,67       | 367,50     | 40077600  | 25000     | 55000         | 0                       | 5000       | 10000    |
| 2029   | 741,05       | 367,50     | 56307000  | 25000     | 55000         | 0                       | 5000       | 10000    |
| 2030   | 1052,67      | 367,50     | 79360200  | 25000     | 55000         | 0                       | 5000       | 10000    |
| 2031   | 1005,49      | 367,50     | 101380800 | 25000     | 55000         | 0                       | 5000       | 10000    |
| 2032   | 1233,88      | 367,50     | 128476800 | 25000     | 55000         | 0                       | 5000       | 10000    |
| 2033   | 1102,08      | 367,50     | 152612400 | 25000     | 55000         | 0                       | 5000       | 10000    |
| 2034   | 1370,19      | 367,50     | 182619600 | 25000     | 55000         | 0                       | 5000       | 10000    |
| 2035   | 1067,26      | 367,50     | 205992600 | 25000     | 55000         | 0                       | 5000       | 10000    |
| 2036   | 1113,17      | 367,50     | 230437800 | 25000     | 55000         | 0                       | 5000       | 10000    |
| 2037   | 1073,15      | 367,50     | 253939200 | 25000     | 55000         | 0                       | 5000       | 10000    |
| 2038   | 986,96       | 367,50     | 275553600 | 25000     | 55000         | 0                       | 5000       | 10000    |
| 2039   | 610,19       | 367,50     | 288916800 | 25000     | 55000         | 0                       | 5000       | 10000    |
| 2040   | 620,27       | 367,50     | 302538000 | 25000     | 55000         | 0                       | 5000       | 10000    |
| 2041   | 651,92       | 367,50     | 316815000 | 25000     | 55000         | 0                       | 5000       | 10000    |
| 2042   | 476,69       | 367,50     | 327254400 | 25000     | 55000         | 0                       | 5000       | 10000    |
| 2043   | 429,22       | 367,50     | 336654600 | 25000     | 55000         | 0                       | 5000       | 10000    |

NOTA: SE CONSIDERA EL ESCENARIO DONDE EL BARRIL DE PETRÓLEO ESTA A \$ 60 USD

|       |    |                 |           |             |              |    |            |            |
|-------|----|-----------------|-----------|-------------|--------------|----|------------|------------|
|       | \$ |                 |           |             |              |    |            |            |
| TOTAL |    | \$3.314.586.600 | \$500.000 | \$1.100.000 | \$15.000.000 | \$ | \$ 100.000 | \$ 200.000 |

INGRESOS      \$  
3.314.586.600

EGRESOS      \$  
16.900.000

UTILIDAD      \$  
3.297.686.600

TIR              **3.5 AÑOS**

#### 4.7.-ANÁLISIS ECONÓMICO PARA LA SEGUNDA METODOLOGÍA (HERRAMIENTA DE CALENTAMIENTO TÉRMICO EN FONDO. (THOR))

Con la herramienta de conducción de calor en fondo denominada THOR, se tendrá también que considerar la cantidad de energía consumida y la cantidad de petróleo producido en el mismo tiempo de vida de la metodología SAGD = 20 AÑOS.

| AÑO | BFPY    | BOPY    | VENTA OIL | RENTA ESP | ENERGIA | THOR   | GENERADOR | OPERATIVOS |
|-----|---------|---------|-----------|-----------|---------|--------|-----------|------------|
| 1   | 1200000 | 1188000 | 71280000  | 25000     | 15000   | 500000 | 200000    | 25000      |
| 2   | 1000000 | 990000  | 59400000  | 25000     | 15000   | 200000 |           | 25000      |
| 3   | 700000  | 679000  | 40740000  | 25000     | 15000   | 200000 |           | 25000      |
| 4   | 600000  | 576000  | 34560000  | 25000     | 15000   | 200000 |           | 25000      |
| 5   | 650000  | 624000  | 37440000  | 25000     | 15000   | 200000 |           | 25000      |
| 6   | 560000  | 532000  | 31920000  | 25000     | 15000   | 150000 |           | 25000      |
| 7   | 420000  | 394800  | 23688000  | 25000     | 15000   | 150000 |           | 25000      |
| 8   | 340000  | 319600  | 19176000  | 25000     | 15000   | 150000 |           | 25000      |
| 9   | 230000  | 213900  | 12834000  | 25000     | 15000   | 150000 |           | 25000      |
| 10  | 180000  | 165600  | 9936000   | 25000     | 15000   | 150000 |           | 25000      |
| 11  | 150000  | 138000  | 8280000   | 15000     | 15000   | 80000  |           | 25000      |
| 12  | 127000  | 115570  | 6934200   | 15000     | 15000   | 80000  |           | 25000      |
| 13  | 109000  | 98100   | 5886000   | 15000     | 15000   | 80000  |           | 25000      |
| 14  | 80000   | 72000   | 4320000   | 15000     | 15000   | 80000  |           | 25000      |
| 15  | 70000   | 63000   | 3780000   | 15000     | 15000   | 80000  |           | 25000      |
| 16  | 63000   | 56700   | 3402000   | 15000     | 15000   | 50000  |           | 25000      |
| 17  | 40000   | 36000   | 2160000   | 15000     | 15000   | 50000  |           | 25000      |
| 18  | 18000   | 16200   | 972000    | 15000     | 15000   | 50000  |           | 25000      |
| 19  | 5000    | 4500    | 270000    | 15000     | 15000   | 50000  |           | 25000      |
| 20  | 4000    | 3600    | 216000    | 15000     | 15000   | 50000  |           | 25000      |

|       |              |         |                |            |            |              |            |            |
|-------|--------------|---------|----------------|------------|------------|--------------|------------|------------|
| TOTAL | \$ 6.546.000 | 6286570 | \$ 377.194.200 | \$ 400.000 | \$ 300.000 | \$ 2.700.000 | \$ 200.000 | \$ 500.000 |
|-------|--------------|---------|----------------|------------|------------|--------------|------------|------------|

|          |                |
|----------|----------------|
| INGRESOS | \$ 377.194.200 |
| EGRESOS  | \$ 4.100.000   |
| UTILIDAD | \$ 373.094.200 |

INVERSION 765000

**El proyecto se paga en menos de 1 año.**

# CAPITULO V

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Se van a explicar las conclusiones y recomendaciones siguiendo los factores que se analizan en el análisis PESTEL de una empresa, estos son: Políticos, Económicos, Sociales, Tecnológicos, Ecológicos, Legales.

### **FACTOR POLÍTICO**

El inicio del proyecto de la explotación de ishpingo A y B, fue incentivado netamente por solicitud del presidente Guillermo Lasso en el mes de junio del año 2022, ya que la meta era duplicar la producción petrolera del Ecuador, actualmente al 2024, nos encontramos inmersos en el inicio del cierre del campo ITT, por una solicitud de un grupo de ambientalistas que sin fundamentos culpan de contaminación y de que a causa de la intervención petrolera se vulneran los derechos de los pueblos de nacionalidad Waorani, de seguro que si se demostrara la eficacia de la metodología propuesta y diera buenos resultados con la extracción del crudo extrapesado, inclusive políticamente se diera la orden de descartar el cierre progresivo del campo ITT para obtener en superficie esta reserva de crudo proveniente de la arena “U”.

### **FACTOR ECONÓMICO**

Económicamente implementar el proyecto de inyección de vapor con el objetivo de mejorar las condiciones visco elásticas del crudo extrapesado de la arena U es viable, ya que según los cálculos efectuados se obtiene una rentabilidad de \$ 3.297'686.600 USD en todo el tiempo de vida del proyecto haciendo posible la generación de ingresos adicionales para beneficio del Ecuador, lo cual hará que se generen muchas plazas de trabajo y mantendrá una economía dinámica en la zona oriente del país, donde la mayor cantidad de recursos son los provenientes de la extracción hidrocarburífera.

El factor de recobro con la metodología SAGD incremento desde 0.02% al 17% en el reservorio “U”, y el factor de recobro de la metodología de calentamiento en fondo THOR el incremento del factor de recobro va desde el 0,02% al 1,94% en el reservorio “U”, en ambos casos representan un gran ingreso de dólares a las arcas fiscales.

## **FACTOR SOCIAL**

Desarrollar el proyecto sugerido por nosotros de inyección de vapor al reservorio “U” que contiene crudo pesado y extrapesado para poder extraer a superficie el petróleo pesado y extrapesado encontrado generará una alta demanda de empleos directos e indirectos, no solamente en el área de extracción, sino también en el área del transporte y bombeo, además de esto dinamizará la economía de las comunidades que se encuentran dentro de la zona de influencia, además de que el éxito de esta metodología, nos servirá como modelo base para el desarrollo de otro campo denominado Pungarayacu, donde también se tiene crudo de tipo extrapesado, beneficiando a las comunidades de la zona sur oriente del país.

Bien se conoce que lo que necesita nuestro país es generación de empleo, creación de industrias, para poder dar empleo a la gran cantidad de personas que día a día se gradúan y desean laborar, por esta razón el desarrollo de los campos que contienen crudo extrapesado, debe ser efectuado para el beneficio de la sociedad.

## **FACTOR TECNOLÓGICO**

En Ecuador previo al intento del desarrollo del reservorio “U”, en el bloque 43 ITT, se conoce que en el campo Pungarayacu se intentó también explotar este reservorio de crudo extrapesado, pero por no contar con las herramientas tecnológicas se tuvo que desistir de producir ese campo generando pérdidas económicas para la empresa a la cual se adjudicó ese campo.

La aplicación de nuevas tecnologías para la extracción de crudo extrapesado, es muy necesaria ya que la cantidad de crudo de este tipo es muy alta, los calderos utilizados para generar el vapor que debe ser inyectado es un reto ya que nunca antes han sido utilizados calderos de las dimensiones y que soporten presiones para inyectar a la presión requerida para que llegue a fondo.

Además de esto la tecnología que se debe usar líneas de superficie y fondo hasta que llegue a la cara de la arena productora, y los químicos que se deben inyectar para poder mantener el vapor en esas condiciones sin que se generen condensados luego de viajar a la profundidad del reservorio, sumado a las válvulas inteligentes de accionamiento desde superficie, equipos electro sumergibles de mayores diámetros, y accesorios de fondo que sean los adecuados

para soportar mayores temperaturas, nuevas tecnologías de aislamiento térmico para recubrir tuberías y evitar generación de condensados en la inyección, tecnologías de filtros para retirar los minerales del agua previo a la alimentación del caldero y que todo esto sea económicamente rentable, es netamente un reto ya que nunca antes se había implementado todos estos tipos de accesorios en el país.

### **FACTOR ECOLÓGICO**

Por encontrarse el bloque 43 ITT dentro del parque nacional Yasuní es de suma importancia evitar la contaminación ambiental lo cual implica tener un mayor cuidado con el ecosistema considerando flora y fauna silvestre que se encuentra alrededor de la zona donde se va a llevar a cabo esta actividad.

El agua utilizada para el suministro de vapor, será tomada de una fuente hídrica cercano y el agua producto del condensado no se desperdicia, se vuelve a procesar en una planta de tratamiento en superficie y se la vuelve a utilizar en el proceso de generación de vapor, evitando así causar daños al medio ambiente.

En caso de alguna ida a tierra del cable que alimenta la herramienta THOR se debe sacar la completación instalada, pudiendo generar contaminados producto del crudo adherido en la tubería, en cambio en el caso de la inyección de vapor, es más fácil reparar cualquier facilidad o caldera en superficie que en subsuelo, por esta razón sugerimos la instalación de esta metodología de inyección de vapor.

### **FACTOR LEGAL**

Legalmente esta actividad de explotación y extracción de crudo extrapesado de la arena “U” está contemplado en el reglamento ambiental de actividades hidrocarburíferas, en el Art.31, literales s) y t), de la Ley de Hidrocarburos que obliga a PETROECUADOR, sus contratistas o asociados en exploración y explotación de hidrocarburos, refinación, transporte y comercialización, a ejecutar sus labores sin afectar negativamente a la organización económica y social de la población asentada en su área de acción, ni a los recursos naturales renovables y no renovables locales; así como conducir las operaciones petroleras de acuerdo a las leyes y reglamentos de protección del medio

ambiente y de seguridad del país, lo cual se está cumpliendo a cabalidad y se seguirá cumpliendo al momento de desarrollar la tecnología propuesta en el análisis realizado de implementar la inyección de vapor a la arena reservorio “U”.

Por otra parte, legalmente estamos incumpliendo con el mandato dado del cese de actividades del bloque 43 ITT, determinado en la consulta popular, se va a dar un cierre simbólico del bloque, cerrando pozos que estaban sin producir por sus altos cortes de agua y otros pozos que salieron secos, mientras llega la fecha de nuevas elecciones presidenciales, para luego volver a solicitar una nueva consulta únicamente dirigida a la población del área de influencia, como son únicamente las provincias de Orellana y Sucumbíos.

## BIBLIOGRAFÍA

- FUNDAMENTOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR  
<https://dspace.scz.ucb.edu.bo/dspace/bitstream/123456789/4437/1/4379.pdf>  
JR Welty, CE Wicks, RE Wilson, CS Franchini - 1999 - dspace.scz.ucb.edu.bo
- INNOVATIVE DUAL COMPLETION APPLICATION TO OVERCOME HIGH OIL VISCOSITY CHALLENGES-CASE STUDY FROM PAÑACocha FIELD, ECUADOR  
[https://scholar.google.es/scholar?hl=es&as\\_sdt=0%2C5&q=INVERTED+DUAL+COMPLETIONS&btnG=](https://scholar.google.es/scholar?hl=es&as_sdt=0%2C5&q=INVERTED+DUAL+COMPLETIONS&btnG=)  
R Almeida, J Lomas, C Madrunero, M Castillo... - SPE Latin American ..., 2015 - onepetro.org
- OPTIMIZACIÓN DEL TRANSPORTE DE CRUDO PESADO, MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE CALENTAMIENTO DE FLUIDO EN EL CAMPO ISHPINGO-TAMBOCOCHA-TIPUTINI (ITT)  
<http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/12694>  
MS López Gómez - 2017 - dspace.uce.edu.ec