

**EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DEL CALENTAMIENTO ELÉCTRICO  
PARA EL ASEGURAMIENTO DE FLUJO Y EL MEJORAMIENTO DE LOS  
PROCESOS DE PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS**

**JESÚS ANTONIO VARGAS TOLOZA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2021**

**2021EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DEL CALENTAMIENTO ELÉCTRICO  
PARA EL ASEGURAMIENTO DE FLUJO Y EL MEJORAMIENTO DE LOS  
PROCESOS DE PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS**

**JESÚS ANTONIO VARGAS TOLOZA**

**Trabajo de grado para optar el título de  
Magister en Ingeniería de Petróleos y Gas**

**Director**

**ÉDISON ODILIO GARCÍA NAVAS, M.Sc.**

**Codirector**

**BERNARDO ALBERTO SILVA DE JESÚS, M.Sc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2021**

## DEDICATORIA

*A mi amado hijo Joaquín, mi más preciado regalo de Dios, quien me motiva desde su llegada a este mundo a mejorar cada día para ser el padre que del cual se sienta orgulloso.*

*A mi amada esposa Lissett, por acompañarme y apoyarme para alcanzar juntos, nuestros sueños y proyectos de vida.*

## **AGRADECIMIENTOS**

A mi Dios Jesucristo gracias, por acompañarme siempre, motivarme y permitirme disfrutar de este importante objetivo de formación y crecimiento profesional.

A mi amada madre Evelia y amadas hermanas Ruby y Olga, que con su ejemplo me ha enseñado a prevalecer y superar las oportunidades de crecimiento que la vida nos presenta en el camino hacia nuestras metas.

A todos los familiares, amigos que, con su apoyo y colaboración, me han ayudado para la realización de tan importante proyecto.

A mi director M.Sc Edison García por su apoyo y profesional orientación para la realización del proyecto de grado.

A mi codirector M.Sc Bernardo Silva por su sabio consejo y motivación durante la realización del proyecto de grado.

Al Dr. Emiliano Ariza, Coordinador de Postgrados de la Escuela Ingeniería de Petróleos, por su permanente apoyo y motivación para realizar con éxito el programa de Maestría y proyecto de grado.

A todos los profesores del programa de Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas por su entrega en el ejercicio de transmitir eficazmente el conocimiento.

A la Universidad Industrial de Santander y Escuela de Ingeniería de Petróleos por el acompañamiento brindado desde cada uno de los miembros de apoyo al programa de Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas.

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN .....	16
1. CARACTERÍSTICAS DE LOS CRUDOS PESADOS NACIONALES....	21
1.1 CIFRAS DE PRODUCCIÓN DE PETROLEO NACIONAL.....	21
1.2 GRAVEDAD API DE CRUDOS NACIONALES.....	22
1.3 VISCOSIDAD DEL PETROLEO.....	25
1.4 VISCOSIDAD DE LOS CRUDOS NACIONALES .....	28
1.5 CORTES DE AGUA EN LOS CRUDOS NACIONALES .....	30
2. ESCENARIOS DE APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE CALENTAMIENTO ELÉCTRICO EN LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS.....	32
2.1 TECNOLOGÍAS DE CALENTAMIENTO ELÉCTRICO POR CABLE RESISTIVO.....	35
2.1.1 Cables de tecnología de Aislamiento Mineral.. ..	36
2.1.2 Cables Paralelos de potencia constante .....	37
2.1.3 Cables Paralelos de tecnología autorregulable.....	38
2.1.4 Sistema de calentamiento por efecto piel .....	40
2.2 CALENTAMIENTO ELÉCTRICO EN PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS.....	42
2.2.1 Calentamiento Eléctrico sobre líneas de producción y superficie .....	42
2.2.1.1 Aseguramiento de flujo en campo Kharyaga de Siberia, Rusia .....	43
2.2.2 Calentamiento Eléctrico en fondo de pozo.....	44
2.2.2.1 Calentamiento eléctrico frente a la formación .....	45
2.2.2.2 Proceso de conversión Insitu por calentamiento eléctrico. ....	51
2.2.2.3 Calentamiento anticipado y uniforme para procesos SAGD .....	53

3.	MODELADO DE ALTERNATIVAS DE APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE CALENTAMIENTO ELÉCTRICO.....	57
3.1	DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS DE CALENTAMIENTO ELECTRICO .....	58
3.1.1	Facilidades Eléctricas de los sistemas de calentamiento.....	59
3.1.1.1	Transformador de Potencia Eléctrica.....	59
3.1.1.2	Panel de monitoreo y control de potencia .....	60
3.1.1.3	Acometida de suministro eléctrico.....	60
3.1.2	Sistemas de Calentamiento en fondo de pozo.....	60
3.1.3	Sistemas de Calentamiento en tubería de producción.....	62
3.1.4	Sistemas de calentamiento en tubería de recolección .....	63
3.2	HERRAMIENTA DE MODELAMIENTO .....	64
3.3	CASO BASE PARA EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA.....	66
3.3.1	Propiedades del Fluido .....	67
3.3.2	Completamiento Mecánico.....	69
3.3.3	Datos operativos y de producción .....	70
3.3.4	Datos de superficie .....	72
3.3.5	Datos de Costos de Producción.....	73
3.4	SIMULACIÓN CASO BASE SIN CALENTAMIENTO ELÉCTRICO .....	73
3.5	SIMULACIÓN CASO BASE CON CALENTAMIENTO ELÉCTRICO ....	79
3.5.1	Calentamiento eléctrico en fondo de pozo .....	79
3.5.2	Calentamiento eléctrico en tubería de producción .....	85
3.5.3	Calentamiento eléctrico en tubería de recolección en superficie .....	89
4.	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL MODELO DE APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE CALENTAMIENTO ELÉCTRICO.....	94
4.1	EVALUACIÓN TÉCNICA .....	94
4.1.1	Variables técnicas de cambio .....	94
4.1.1.1	Variación de la gravedad °API y la Viscosidad del crudo.....	95
4.1.1.2	Variación del diámetro de la tubería de recolección.....	97

4.1.1.3	Variación de la longitud de la tubería de recolección.....	101
4.1.1.4	Variación del BSW del fluido.....	104
4.2	EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	112
5	CONCLUSIONES .....	118
6	RECOMENDACIONES .....	121
7	BIBLIOGRAFÍA .....	124
8	ANEXOS .....	129

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
<b>Tabla 1.</b> Correlaciones para estimación de la viscosidad del crudo .....	27
<b>Tabla 2.</b> Características básicas del fluido del campo Bakersfield, California .....	46
<b>Tabla 3.</b> Completamiento mecánico promedio de pozos Bakersfield, California ...	47
<b>Tabla 4.</b> Características básicas de pozo piloto, faja del Orinoco, Venezuela .....	48
<b>Tabla 4.</b> Características mecánicas básica pozo faja del Orinoco, Venezuela .....	49
<b>Tabla 6.</b> Propiedades del fluido .....	68
<b>Tabla 7.</b> Completamiento mecánico – Casing .....	70
<b>Tabla 8.</b> Completamiento mecánico – Tubing / Pump .....	70
<b>Tabla 9.</b> Datos operativos y de producción .....	71
<b>Tabla 10.</b> Datos de superficie .....	72
<b>Tabla 11.</b> Datos costos de producción caso base .....	73
<b>Tabla 12.</b> Datos Simulación Caso Base – Interior de Pozo .....	75
<b>Tabla 13.</b> Datos Simulación Caso Base – Superficie .....	75
<b>Tabla 14.</b> Resultados de simulación de calentamiento en fondo de pozo versus caso base – Datos al interior del pozo.....	80
<b>Tabla 15.</b> Resultados de simulación de calentamiento en fondo de pozo versus caso base – Datos de superficie .....	80
<b>Tabla 16.</b> Resultados de simulación de calentamiento sobre tubería de producción versus caso base – Datos al interior del pozo.....	86
<b>Tabla 17.</b> Resultados de simulación de calentamiento sobre tubería de producción versus caso base – Datos de superficie .....	86
<b>Tabla 18.</b> Simulación interior de pozo con calentamiento en superficie .....	90
<b>Tabla 19.</b> Simulación calentamiento en tubería de recolección.....	90
<b>Tabla 20.</b> Flujo Máximo y presión en cabeza de pozo según la gravedad °API ....	95
<b>Tabla 21.</b> Potencia eléctrica versus variación de la gravedad °API.....	97

<b>Tabla 22.</b> Efecto de la variación del diámetro de la tubería sobre el flujo y la presión en cabeza de pozo WHP. ....	98
<b>Tabla 23.</b> Variación de diámetro de tubería con gravedad de 8 a 12°API .....	100
<b>Tabla 24.</b> Efecto de la longitud de la tubería de superficie sobre el flujo y presión en cabeza de pozo.....	102
<b>Tabla 25.</b> Modelos referencia de correlación de viscosidad relativa.....	105
<b>Tabla 26.</b> Efecto de variación de BSW en tubería de hasta 500m .....	108
<b>Tabla 27.</b> Efecto de variación de BSW en tubería de hasta 1500m .....	109
<b>Tabla 28.</b> Efecto de variación de BSW en tubería de hasta 2500m .....	110
<b>Tabla 29.</b> Parámetros de evaluación económica.....	114
<b>Tabla 30.</b> Parámetros de Producción, Capex y Opex.....	115
<b>Tabla 31.</b> Indicadores de rentabilidad de evaluación económica .....	117

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
<b>Figura 1.</b> Historia y pronóstico de los descubrimientos mundiales de petróleo convencional.....	16
<b>Figura 2.</b> Distribución de reservas de petróleo del mundo .....	17
<b>Figura 3.</b> Efectos de la alta viscosidad en la producción de crudos pesados .....	18
<b>Figura 4.</b> Tecnologías para la fluidización de crudos pesados.....	19
<b>Figura 5.</b> Producción de crudos pesados en Colombia por gravedad °API.....	23
<b>Figura 6.</b> Campos de crudos pesados en Colombia por gravedad °API .....	23
<b>Figura 7.</b> Relación de Producción/Campos de crudo pesado en Colombia por gravedad °API.....	24
<b>Figura 8.</b> Perfil de viscosidad de crudos referencia.....	25
<b>Figura 9.</b> Perfil de viscosidad de crudos pesados nacionales en función de la temperatura.....	28
<b>Figura 10.</b> Perfil de viscosidad de crudos pesados nacionales en función de la temperatura y la gravedad °API.....	29
<b>Figura 11.</b> Correlación de viscosidad de crudos pesados nacionales.....	29
<b>Figura 12.</b> Tecnología de calentamiento eléctrico en la industria de hidrocarburos. ....	33
<b>Figura 13.</b> Detalle de los cables de aislamiento mineral MI. ....	37
<b>Figura 14.</b> Detalle de cable de calentamiento de potencia constante .....	38
<b>Figura 15.</b> Detalle de cable de calentamiento autorregulable .....	40
<b>Figura 16.</b> Corte transversal sistema de calentamiento por efecto piel.....	41
<b>Figura 17.</b> Calentamiento eléctrico en Campo Kharyaga, Siberia.....	44
<b>Figura 18.</b> Perfil de Viscosidad del Crudo Bakersfield, California, EE. UU. ....	46
<b>Figura 19.</b> Perfil de Viscosidad de Crudo piloto, faja del Orinoco, Venezuela .....	49
<b>Figura 20.</b> Sección transversal del proceso de conversión in situ de Shell.....	50
<b>Figura 21.</b> Sección transversal del proceso de conversión in situ de Shell.....	52

<b>Figura 22.</b> Esquema de evolución de alcance y distribución de pozos en proceso ICP .....	53
<b>Figura 23.</b> Drenaje por gravedad asistido por vapor .....	54
<b>Figura 24.</b> Perfiles de temperatura de la zona media entre pozos horizontales dobles para diferentes temperaturas de pozo de calefacción. ....	56
<b>Figura 25.</b> Aplicaciones de la tecnología en aseguramiento de flujo.....	57
<b>Figura 26.</b> Facilidades eléctricas comunes de los sistemas de calentamiento. ....	59
<b>Figura 27.</b> Esquema de sistema de calentamiento en fondo de pozo.....	61
<b>Figura 28.</b> Esquema de sistema de calentamiento en tubería de producción.....	62
<b>Figura 29.</b> Esquema de sistema de calentamiento en tubería de producción.....	64
<b>Figura 30.</b> Diagrama general de sistema de operación.....	66
<b>Figura 31.</b> Perfil de viscosidad de crudo .....	68
<b>Figura 32.</b> Estado Mecánico.....	69
<b>Figura 33.</b> Índice de producción del pozo .....	71
<b>Figura 34.</b> Perfil de temperatura del gradiente geotérmico .....	74
<b>Figura 35.</b> Perfil de temperatura ambiente en superficie.....	74
<b>Figura 36.</b> Perfiles de temperatura caso base al interior del pozo .....	76
<b>Figura 37.</b> Perfiles de temperatura caso base en superficie .....	77
<b>Figura 38.</b> Perfil de viscosidad del fluido caso base al interior del pozo .....	77
<b>Figura 39.</b> Perfiles de viscosidad del fluido caso base en superficie.....	78
<b>Figura 40.</b> Perfiles de temperatura y viscosidad de caso base en superficie.....	78
<b>Figura 41.</b> Perfiles de temperatura al interior del pozo de caso base y caso con calentamiento en fondo de pozo .....	81
<b>Figura 42.</b> Perfiles de temperatura para diferentes tasas de flujo al interior del pozo con sistema de calentamiento eléctrico. ....	82
<b>Figura 43.</b> Perfiles de viscosidad para diferentes tasas de flujo al interior del pozo con sistema de calentamiento eléctrico. ....	83
<b>Figura 44.</b> Perfiles de temperatura para diferentes tasas de flujo en tubería de recolección de pozo con sistema de calentamiento eléctrico en fondo.....	84

<b>Figura 45.</b> Perfiles de viscosidad para diferentes tasas de flujo en tubería de recolección de pozo con sistema de calentamiento eléctrico en fondo.....	84
<b>Figura 46.</b> Perfiles de temperatura al interior del pozo de caso base y caso con calentamiento en tubería de producción .....	87
<b>Figura 47.</b> Perfiles de viscosidad al interior del pozo de caso base y caso con calentamiento en tubería de producción .....	88
<b>Figura 48.</b> Perfil de temperatura en superficie .....	89
<b>49.</b> Perfiles de temperatura del fluido al interior del pozo para el caso de calentamiento eléctrico en tubería de recolección .....	92
<b>Figura 50.</b> Perfiles de temperatura del fluido en superficie con sistema de calentamiento eléctrico en tubería de recolección .....	92
<b>Figura 51.</b> Perfiles de viscosidad del fluido al interior del pozo para el caso de calentamiento eléctrico en tubería de recolección .....	93
<b>Figura 52.</b> Perfiles de viscosidad del fluido en superficie con sistema de calentamiento eléctrico en tubería de recolección .....	93
<b>Figura 53.</b> Correlaciones de referencia de viscosidad relativa .....	106
<b>Figura 54.</b> Diagrama de flujo de caja del proyecto de calentamiento eléctrico ...	116
<b>Figura 55.</b> Diagrama de flujo de caja mensual en VPN parcial y acumulado.....	116

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
ANEXO A FLUJO DE CAJA PROYECTO CALENTAMIENTO ELECTRICO	129

## RESUMEN

**TÍTULO:** EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DEL CALENTAMIENTO ELÉCTRICO PARA EL ASEGURAMIENTO DE FLUJO Y EL MEJORAMIENTO DE LOS PROCESOS DE PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS\*

**AUTOR:** ING. JESUS ANTONIO VARGAS TOLOZA\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Aseguramiento de Flujo, Producción de Crudos Pesados, Viscosidad, Calentamiento Eléctrico.

### **DESCRIPCIÓN:**

La creciente demanda global de energía y la baja disponibilidad de crudos livianos, ha forzado a la industria mundial petrolera a aumentar la exploración y explotación de crudos pesados. Sin embargo, la producción de este tipo de crudos trae consigo grandes retos de tipo técnico y económico debido a los efectos adversos que genera en todo el proceso productivo la alta viscosidad que caracteriza a los crudos pesados.

El presente trabajo de grado realiza una evaluación técnica y económica de la tecnología de calentamiento eléctrico aplicada como una herramienta para el aseguramiento de flujo y mejora de las condiciones operativas en la producción de crudos pesados. Con este propósito se definió un caso base de producción a partir de la revisión documental de las características principales de los crudos pesados nacionales más importantes y la revisión de las aplicaciones precedentes de la tecnología de calentamiento eléctrico a nivel internacional.

Una vez fue definido el modelo representativo de la producción de crudos pesados se realizó la aplicación simulada de la tecnología de calentamiento eléctrico y a través de un análisis de sensibilidad se evaluó la viabilidad y favorabilidad técnica de la herramienta y la factibilidad económica de su implementación, generando un modelo guía para identificar los escenarios donde la aplicación de la tecnología es favorable.

---

\* Trabajo de grado.

\*\* Facultad de ingenierías fisicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleos. Director: Édison Odilio García Navas, M.Sc., Codirector: Bernardo Alberto Silva de Jesús, M.Sc.

## ABSTRACT

**TITLE:** EVALUATION OF ELECTRIC HEATING TECHNOLOGY FOR FLOW ASSURANCE AND IMPROVEMENT OF HEAVY CRUDE PRODUCTION PROCESSES\*

**AUTHOR:** ING. JESUS ANTONIO VARGAS TOLOZA\*\*

**KEYWORDS:** Flow assurance, heavy crude oil production, viscosity, electric heating.

### DESCRIPTION:

The growing global demand for energy and the low availability of light crude oil has forced the world oil industry to increase the exploration and exploitation of heavy crude oil. However, the production of this type of crude brings great technical and economic challenges with it, due to the adverse effects that the high viscosity that characterizes heavy crude oils generates throughout the production process.

The following degree project carries out a technical and economic evaluation of the electric heating technology applied as a tool for the assurance of flow and improvement of the operating conditions in the production of heavy crude oil. For this purpose, a production base case was defined based on the documentary review of the main characteristics of the most important national heavy crude oils and the review of the preceding applications of electric heating technology at an international level.

Once the representative model of heavy crude production was defined, the simulated application of the electric heating technology was carried out and through a sensitivity analysis the feasibility and technical favorability of the tool and the economic feasibility of its implementation were evaluated, generating a guiding model to identify the scenarios where the application of technology is favorable.

---

\* Degree project.

\*\* Physicochemical Engineering Faculty. School of Petroleum Engineering. Director: M.Sc. Édison Odilio García Navas, CoDirector: M.Sc. Bernardo Alberto Silva de Jesús.

## INTRODUCCIÓN

La industria petrolera mundial se encuentra frente al desafío de cubrir la demanda global de energía que en la actualidad es cubierta en promedio en un 83% por fuentes no renovables de origen fósil de las cuales el 70% corresponde a hidrocarburos líquidos y gas derivados del petróleo. En un escenario donde cada vez es más escasa la disponibilidad de yacimientos de crudos livianos, se hace necesario implementar tecnologías con capacidad de hacer viable la producción rentable de yacimientos de crudos pesados y extrapesados con mayor disponibilidad de reservas.

Como se aprecia en la figura 1, desde los años 70 la disponibilidad de crudos livianos ha disminuido paulatinamente comprometiendo la capacidad de la industria petrolera para atender la creciente demanda mundial de energía.

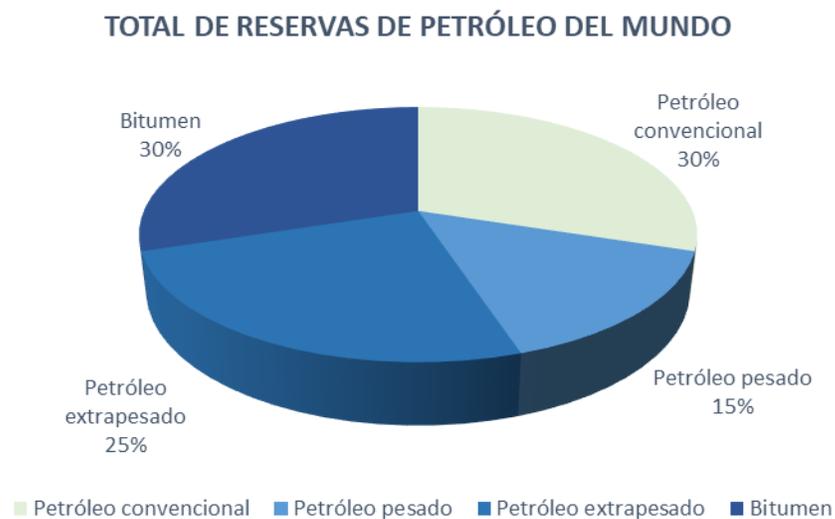
**Figura 1.** Historia y pronóstico de los descubrimientos mundiales de petróleo convencional



Fuente: TVERBERG, History and forecast of world discoveries of conventional oil, 2008. <https://www.scielo.br/>, <https://bit.ly/3fM6lb2>. (Adaptada por el autor).

Esta declinación ha dado lugar a la exploración y producción de crudos pesados que paulatinamente han venido aumentando su participación de manera que para el año 2006 como se indica en la figura 2, ya conformaban el 70% de las reservas mundiales de petróleo.

**Figura 2.** Distribución de reservas de petróleo del mundo



Fuente: ALBOUDWAREJ, Hussein, et al. Highlighting Heavy Oil, 2006. <https://bit.ly/3kpMNkC> (Adaptada por el autor).

Reservas de hidrocarburo pesado distribuidas según su gravedad API<sup>1</sup> en 15% crudo pesado (10-22°API), 25% crudo extrapesado (menor a 10°API) y 30% Bitumen (menor a 10°API y viscosidad a condiciones de yacimiento superior a 10.000 cP).

Los crudos pesados se caracterizan por ser altamente viscosos, razón por la cual el proceso de producción en formaciones con valores a nivel de porosidad, permeabilidad y presiones de fondo que son favorables en crudos livianos, no son suficientes para permitir el mayor aprovechamiento de las reservas de los

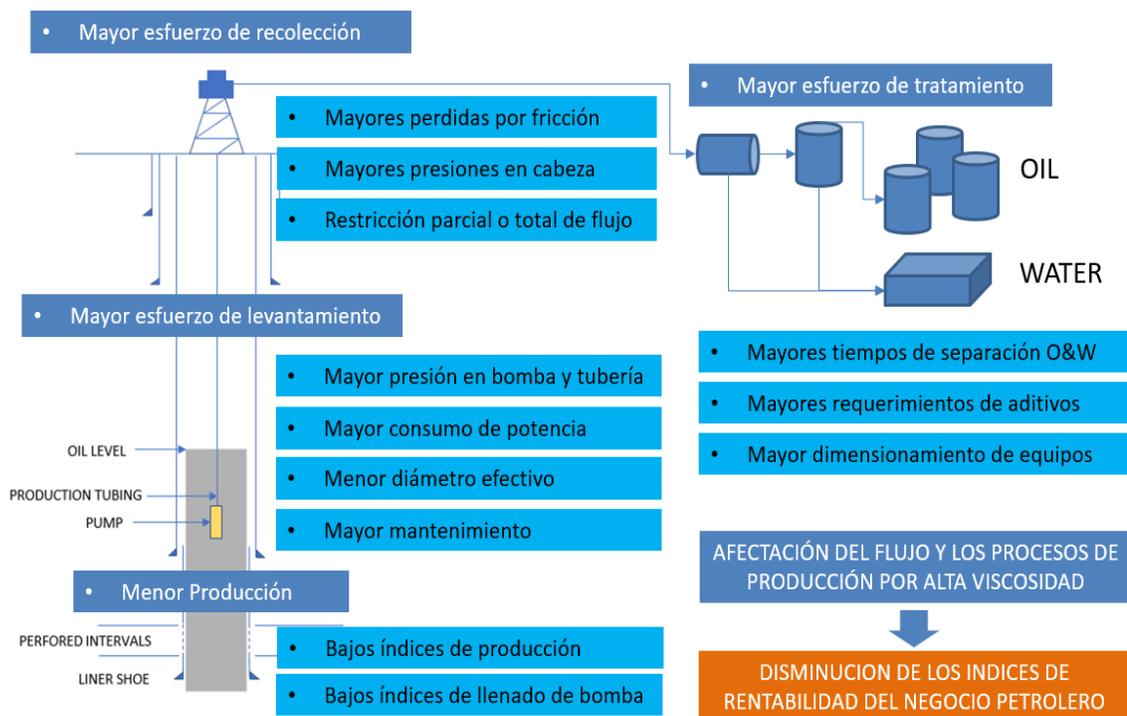
---

<sup>1</sup> Gravedad API: Unidad de medida de la gravedad específica del American Petroleum Institute.

yacimientos de crudos pesados. La alta viscosidad de los crudos pesados afecta de manera desfavorable la hidráulica de todo el proceso productivo desde el yacimiento, líneas de producción, facilidades, tratamiento y transporte, específicamente por los bajos índices que se presentan a lo largo de todo el proceso de producción. Índices que en la mayoría de los casos están afectados por bajos niveles de eficiencia en llenado de bombas, disminución de diámetros efectivos de tuberías, altas cargas hidráulicas en bombas, tuberías de producción, altas presiones en cabeza de pozo, altas pérdidas de presión por fricción en líneas de recolección y transporte, así como el requerimiento de mayores tiempos de tratamiento en las estaciones.

La figura 3 resume las afectaciones debido a la alta viscosidad en las diferentes etapas del proceso de producción de crudos pesados.

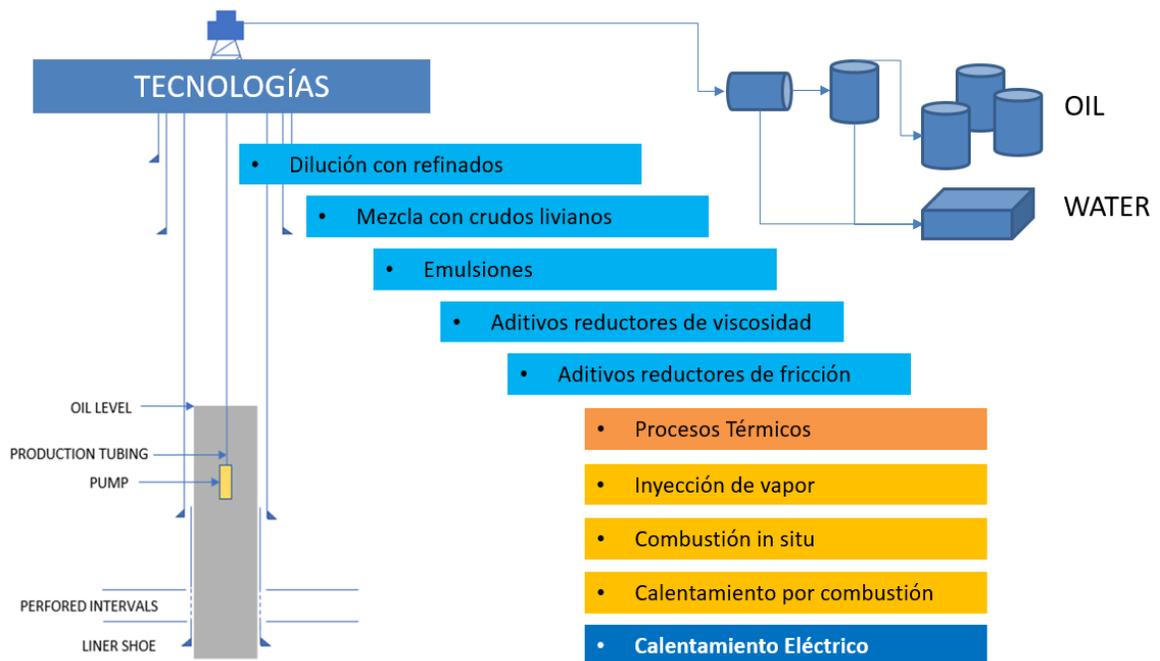
**Figura 3.** Efectos de la alta viscosidad en la producción de crudos pesados



El uso progresivo de crudos de mayor viscosidad hace que la afectación en el proceso productivo del petróleo sea cada vez mayor debido a que en la medida de su incremento, disminuyen las tasas de producción, se reduce el factor de recobro de los campos y se generan mayores costos para el proceso de transporte y tratamiento de los crudos pesados generando de manera progresiva una pendiente negativa en los índices de rentabilidad del negocio petrolero.

Como consecuencia de esta situación, la industria petrolera ha buscado alternativas técnicas que permitan mantener la producción en un marco de viabilidad técnica y rentabilidad económica. La figura 4 indica algunas de las alternativas tecnológicas desarrolladas por la industria con este propósito.

**Figura 4.** Tecnologías para la fluidización de crudos pesados



La tecnología de calentamiento eléctrico hace parte de las tecnologías que buscan a través del aporte de calor, reducir la viscosidad de los fluidos sensibles a los cambios de temperatura.

La tecnología de calentamiento eléctrico en especial ofrece grandes beneficios y ventajas. En la industria petrolera colombiana no se ha avanzado más allá de lo experimental y por lo cual es necesario evaluar el uso de la tecnología respecto a sus requerimientos y determinar los escenarios dentro de los cuales su viabilidad técnica y económica es favorable. Y así, identificar una solución altamente conveniente para la continuidad productiva y rentable de los crudos pesados. Apoyando la masificación de su aplicación y aprovechamiento de todos los beneficios que la tecnología ofrece.

Con este propósito se realiza y presenta a continuación la evaluación de la tecnología de calentamiento eléctrico como herramienta para el aseguramiento de flujo y el mejoramiento de los procesos en la producción de crudos pesados.

## **1. CARACTERÍSTICAS DE LOS CRUDOS PESADOS NACIONALES.**

Se realizó la caracterización de los crudos nacionales partiendo del grado de participación que poseen los diferentes tipos de crudos en la producción nacional.

A partir del reporte oficial de producción fiscalizada de la Agencia Nacional de Hidrocarburos de abril de 2021, se investigó y se realizó un análisis de los campos más relevantes para obtener las características del fluido del caso base sobre el cual evaluar la tecnología de calentamiento eléctrico.

Se identificaron los tipos de crudos que caracterizan la producción nacional y con base en la información a nivel de gravedad API y viscosidad de los crudos de mayor relevancia, se generó un modelo matemático para correlacionar la viscosidad de los crudos pesados nacionales con la temperatura y la gravedad API a fin de realizar sobre este modelo el análisis de sensibilidad de la tecnología a partir de los cambios en la gravedad API del fluido.

### **1.1 CIFRAS DE PRODUCCIÓN DE PETROLEO NACIONAL**

Colombia registra en abril de 2021<sup>2</sup>, operaciones en 360 campos productores de petróleo con los cuales se obtiene en promedio 745BPD provenientes en su mayoría de las cuentas de los Llanos Orientales, Valles Inferior, Medio y Superior del Magdalena, Cordillera Oriental, Caguán-Putumayo y Catatumbo.

Del total de campos, 271 registran una producción promedio inferior a 1.000 BPD y de los cuales se obtiene aproximadamente 75KBPD. Esto permite identificar que el 75% de los campos productores aportan solo el 10% de la producción nacional, y en promedio aportan 276BPD por campo.

---

<sup>2</sup> Producción fiscalizada de petróleo por campo (Corte abril 2021), Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2021. <https://www.anh.gov.co/>, <https://bit.ly/2XOEI5V>.

El 90% de la producción equivalente a 670KBPD se concentra en 89 campos correspondiente al 25% del total de campos nacionales<sup>3</sup>.

## **1.2 GRAVEDAD API DE CRUDOS NACIONALES**

Tomando como referencia la gravedad API de los 89 campos que aportan el 90% de la producción nacional, se puede inferir que el crudo colombiano es en promedio de tipo pesado dado que su gravedad de 18,7°API lo ubica en este rango de acuerdo con la clasificación del Instituto Americano del Petróleo (API).

Analizando solo los crudos con gravedad inferior a 22,3°API que en promedio son el 70% de la producción nacional, es posible identificar una gravedad promedio de 14°API como un valor representativo.

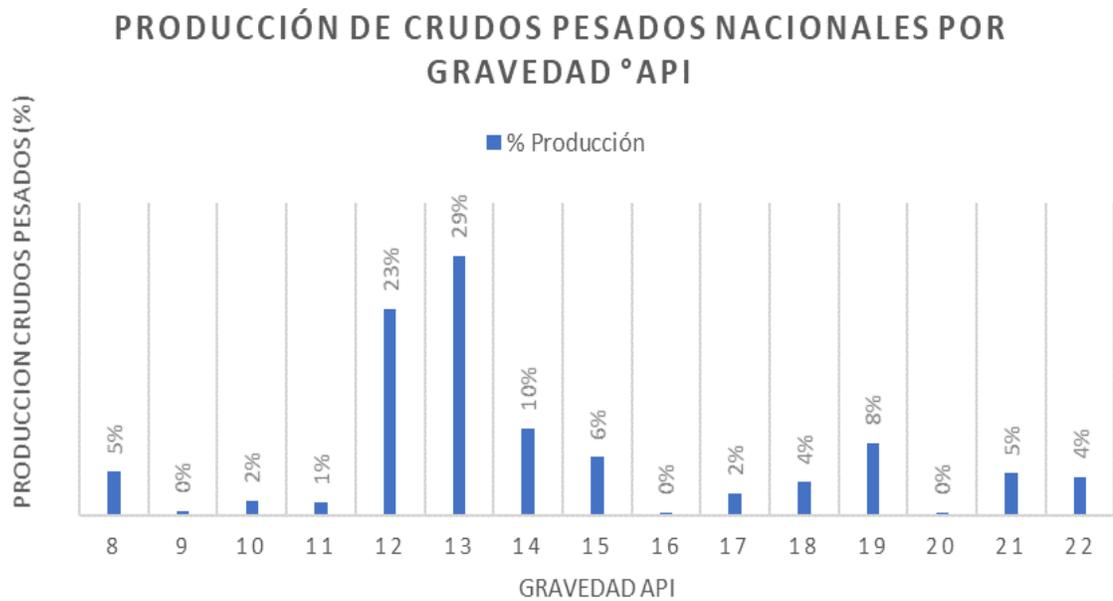
La figura 5 presenta el porcentaje de producción de crudos pesados según su gravedad API y la figura 6 presenta el porcentaje de campos con crudos de tipo pesado según su gravedad API. Figuras realizadas a partir de información de la ANH.

La figura 7 presenta la relación de las figuras 5 y 6 permitiendo observar que en Colombia el mayor aporte a la producción de crudos pesados por campo se realiza en crudos con gravedad de 8°API y en el rango de 12 a 15°API.

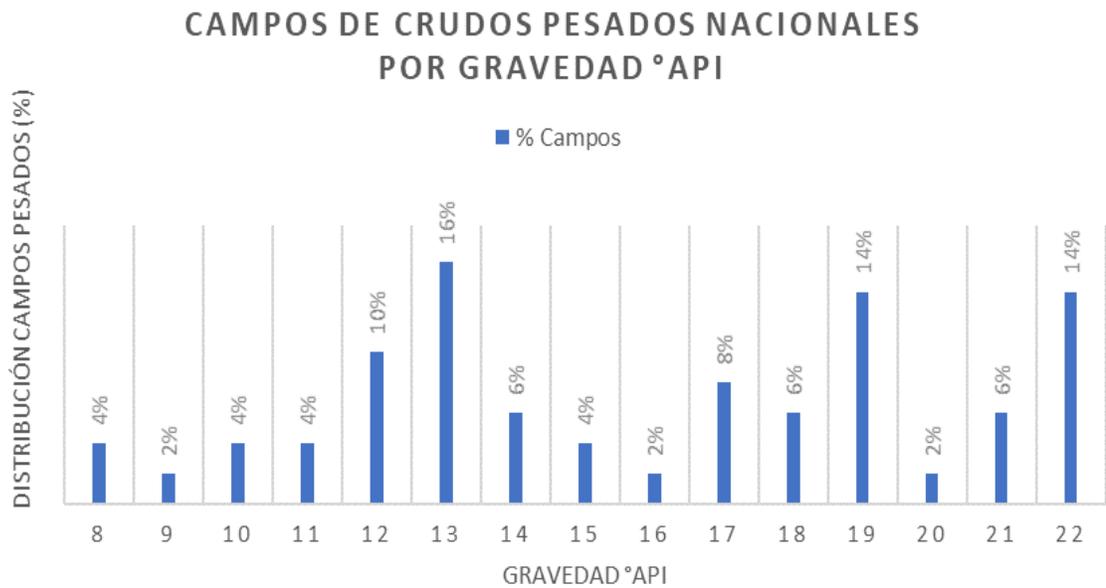
---

<sup>3</sup> Producción fiscalizada de petróleo por campo (Corte abril 2021), Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2021. <https://www.anh.gov.co/>, <https://bit.ly/2XOEI5V>.

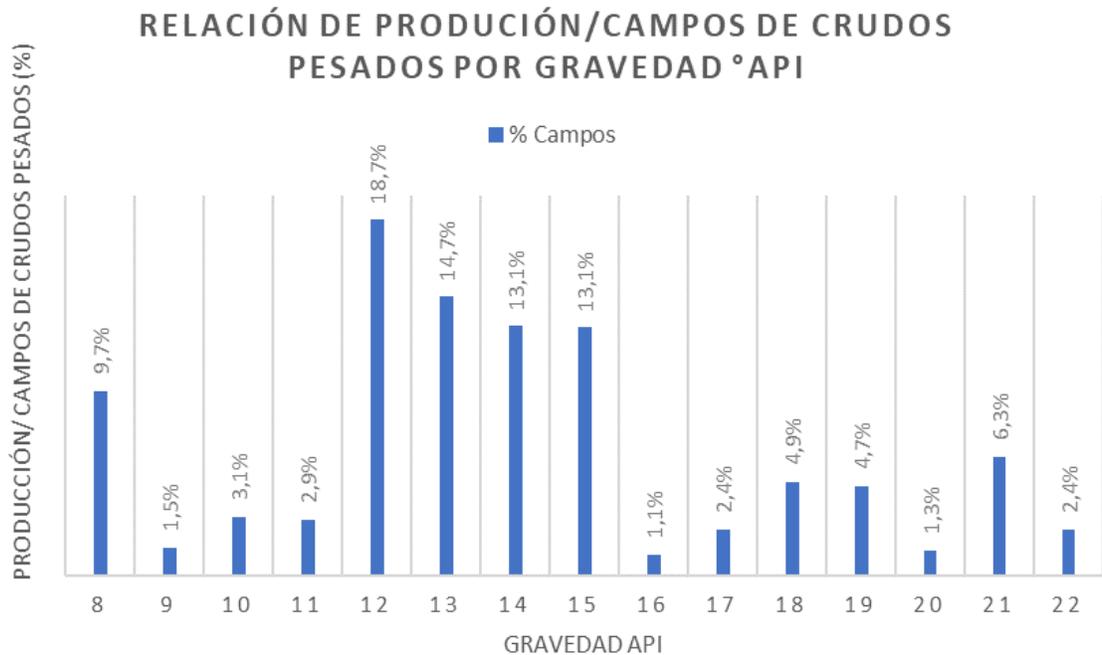
**Figura 5.** Producción de crudos pesados en Colombia por gravedad °API



**Figura 6.** Campos de crudos pesados en Colombia por gravedad °API



**Figura 7.** Relación de Producción/Campos de crudo pesado en Colombia por gravedad °API



Este análisis permite identificar la oportunidad de optimización de la producción en materia de crudos pesados para lo cual puede ayudar la tecnología de calentamiento eléctrico.

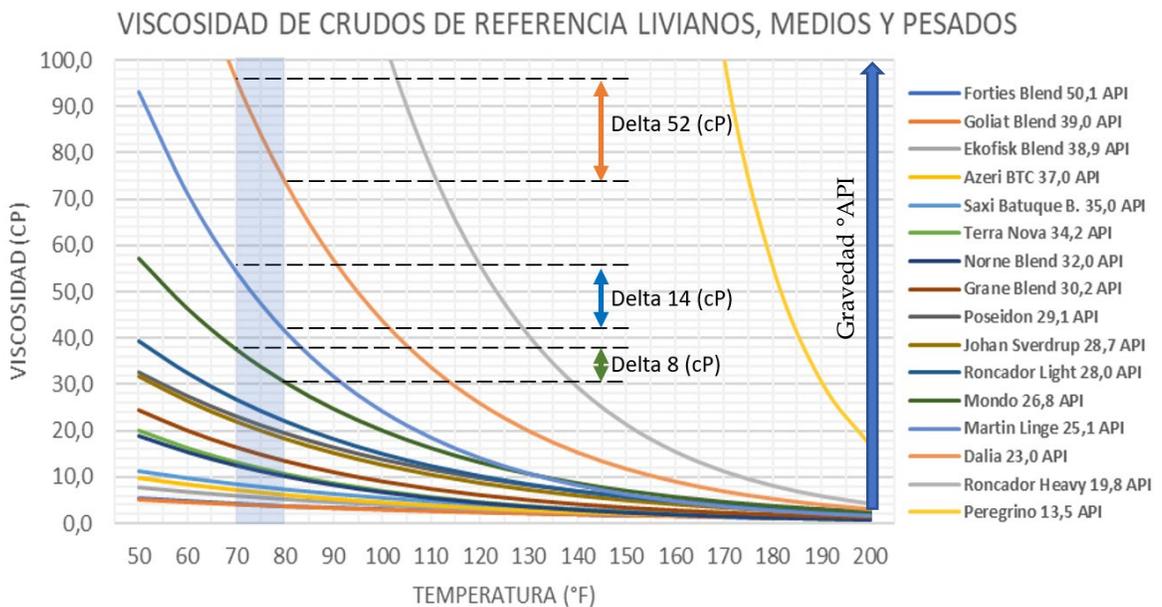
La gran mayoría de crudos pesados son sensibles en su viscosidad a los cambios de temperatura. Sin embargo, es importante resaltar la tendencia en participación hacia la región de menor gravedad API, donde los crudos presentan mayor sensibilidad en su viscosidad frente a los cambios en temperatura, como es el caso de los crudos extrapesados con gravedad de 8°API con participación del 9,7% que representan para la fecha un aporte en promedio del 7% de la producción nacional solo en este rango de gravedad API.

### 1.3 VISCOSIDAD DEL PETROLEO

La viscosidad del petróleo definida como “La medida de la resistencia del petróleo al flujo”<sup>4</sup>, está presente y es determinante de las condiciones operativas de todo el proceso productivo del petróleo.

La viscosidad es una propiedad que depende de la composición química del fluido, la cual determina su valor y comportamiento ante cambios de las condiciones físicas como la temperatura. En los aceites cuando la temperatura se eleva, su viscosidad disminuye. Efecto que se hace más relevante a medida que el aceite es más pesado. La figura 8 permite observar el comportamiento de la viscosidad de crudos de referencia livianos, medios y pesados en función de la temperatura<sup>5</sup>.

**Figura 8.** Perfil de viscosidad de crudos referencia



<sup>4</sup> ESCOBAR, Freddy H. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Colombia: Editorial Universidad Surcolombiana. Primera Edición 2012. p.159

<sup>5</sup> Crudos de referencia de crudos de <https://www.equinor.com/> 2021

En la figura 8 se puede observar como para un mismo cambio en la temperatura desde 70 a 80°F, el cambio en la viscosidad es mayor a medida que el crudo es de menor gravedad °API.

La viscosidad de los petróleos pesados y extrapesados puede fluctuar entre menos de 20 cP [0.02 Pa.s] y más de 1,000,000 cP [1,000 Pa.s]<sup>6</sup>. Sin embargo, por su menor gravedad API, presentan una mayor sensibilidad a los cambios de temperatura, haciendo posible su acondicionamiento a través del calentamiento para ajustarlos a niveles manejables por los sistemas de producción diseñados para crudos medios o livianos.

Por lo anterior, el conocimiento del perfil de viscosidad en función de la temperatura es un requerimiento fundamental para el análisis del comportamiento que presentará un determinado tipo de crudo ante el calentamiento eléctrico.

En la práctica para conocer el perfil de viscosidad de los crudos se requiere de análisis de laboratorio directo para determinar el valor de esta propiedad a diferentes valores de temperatura<sup>7</sup> o el análisis de la composición del crudo para inferir su viscosidad.

También es posible a través de la correlación con datos conocidos y representativos, inferir el perfil de viscosidad de los crudos para analizar su comportamiento en diferentes condiciones del proceso de producción. En esta materia se han desarrollado múltiples modelos matemáticos para tratar de correlacionar el comportamiento de la viscosidad, especialmente en función de la gravedad API y la temperatura.

---

<sup>6</sup> Schlumberger, La importancia del petróleo pesado. <https://bit.ly/3yEYzfp>

<sup>7</sup> **ASTM D-445** método de ensayo estándar para la viscosidad cinemática en líquidos transparentes y opacos.

La tabla 1 presenta algunos de los modelos de correlación más utilizados para inferir la viscosidad del crudo<sup>8</sup>.

Cada modelo es aplicable dentro de determinado rango de gravedad API y temperatura de acuerdo con la base de datos que utilizada para su elaboración. Cabe resaltar que el factor más importante para correlacionar adecuadamente la viscosidad es utilizar un modelo creado a partir de muestras representativas de la región de la cual hacen parte los crudos a analizar.

**Tabla 1.** Correlaciones para estimación de la viscosidad del crudo

Correlaciones	Año	Fuente de Información	°API	Rango Temperatura °F	Rango Viscosidad cP	Muestras
Beal	1946	Crudos Californianos	10-52	100-220	0.8-188	nd
Beggs & Robinson	1975	Desconocida	16-58	70-295	nd	460
Glaso	1980	Crudos del Mar del Norte	20-48	50-300	0.6-39	nd
Labedi	1992	Crudos Africanos	32-48	100-306	0.6-4.8	nd
Kartomodjo & Schmidt	1994	Desconocida	14.4-59	80-320	0.5-596	nd
Trevor	1998	Crudos del Mar del Norte	nd	nd	nd	16
Elsharkawy & Alikhan	1999	Crudos del Medio Oriente	20-48	100-300	0.6-33.7	nd
Naseri & et al.	2005	Crudos Iraníes	17-44	105-295	0.75-54	nd
Sattarin et al.	2008	Crudos Iraníes	17-28	41-104	2-570	85
Abedini	2010	5 crudos iraníes	15.4-41.6	nd	nd	nd
Nabeel et al.	2012	3 crudos omaníes	32.4-38.58	50-185	nd	nd
Silva de Jesús et al.	2013	Crudos pesados Colombia	7.7-22	41-158	18-953134	456
nd : no definido						

Fuente: Silva de Jesús et al. Correlaciones de Viscosidad Crudos Pesados Colombianos, Acipet, 2013.

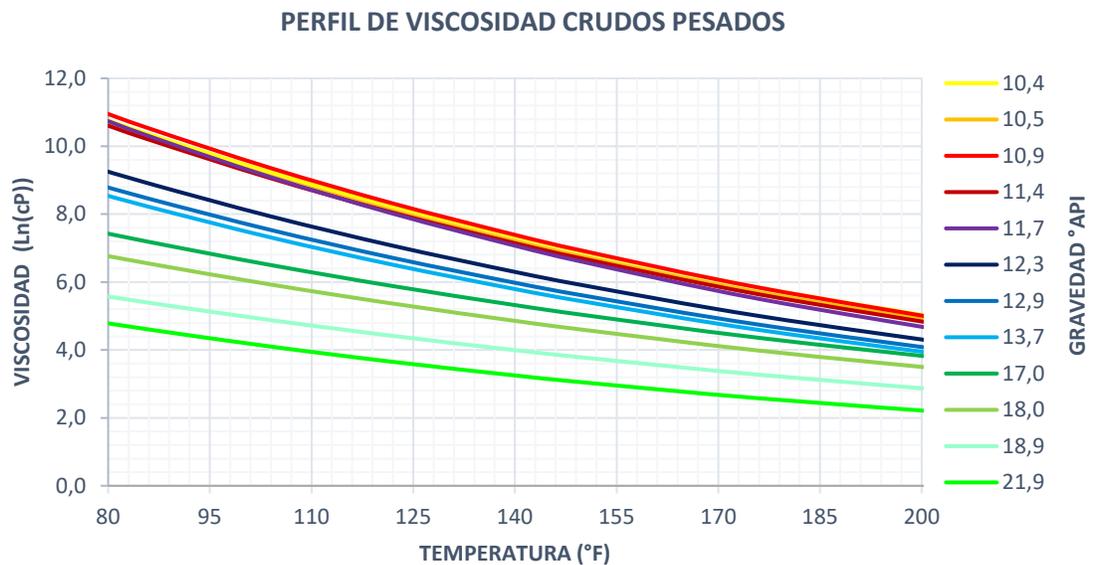
<sup>8</sup> Silva de Jesús et al. Correlaciones de Viscosidad Crudos Pesados Colombianos, Acipet, 2013.

## 1.4 VISCOSIDAD DE LOS CRUDOS NACIONALES

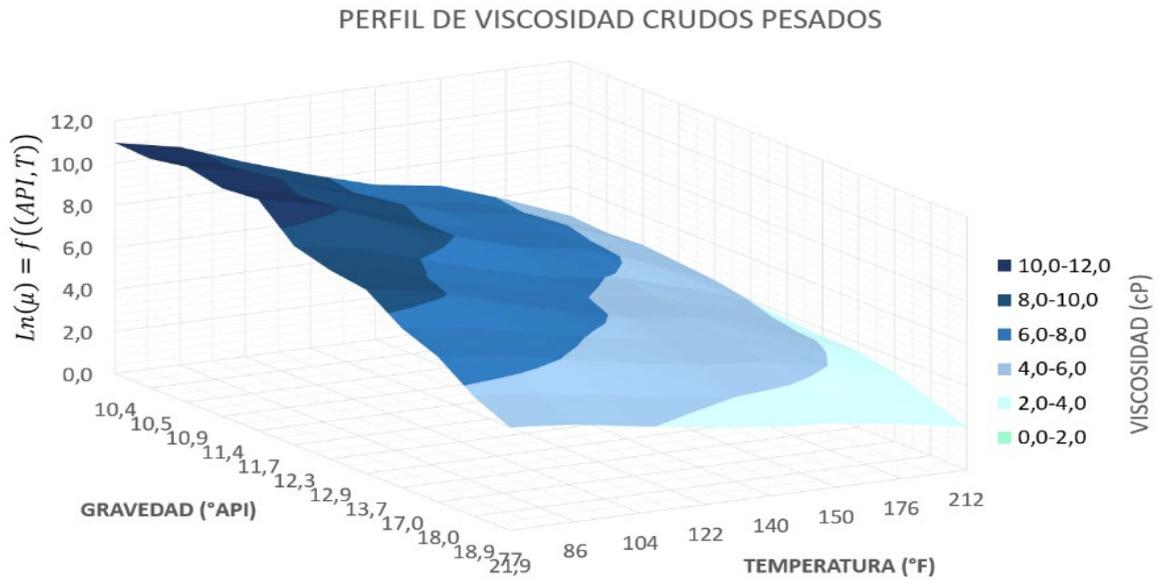
Para el caso de los crudos nacionales, en el presente análisis es posible realizar un modelamiento de aproximación con base en la información disponible a nivel de viscosidad de los crudos pesados que se referencian el informe de producción fiscalizada de la ANH, así como el modelo propuesto por Silva de Jesús et al (2013) construido a partir de una base de datos de laboratorio de 456 muestras representativas en los rangos de gravedad de 7,7 a 22°API de crudos nacionales.

Las figuras 9 y 10 presentan el perfil de viscosidad de crudos pesados nacionales incluidos en el reporte de producción fiscalizada de la ANH, como una función logarítmica para diferentes valores de gravedad API en el rango de temperatura de 77 a 212°F. En ellas se aprecia la similaridad con el modelo de correlación de viscosidad de crudos pesados nacionales de Silva de Jesús et al (2013) que se presenta en la figura 11.

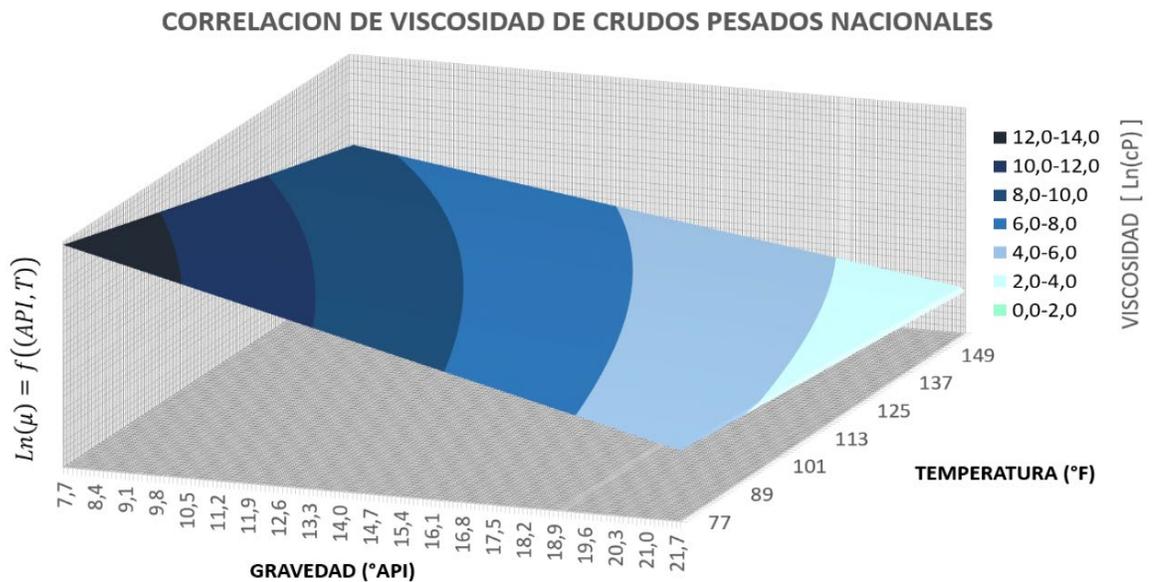
**Figura 9.** Perfil de viscosidad de crudos pesados nacionales en función de la temperatura



**Figura 10.** Perfil de viscosidad de crudos pesados nacionales en función de la temperatura y la gravedad °API.



**Figura 11.** Correlación de viscosidad de crudos pesados nacionales



A través del modelo propuesto por Silva de Jesús et al (2013)<sup>9</sup> por medio de tensores se ajusta la linealidad de las funciones logarítmicas que correlacionan la viscosidad y la temperatura con la viscosidad. La figura 11 presenta un modelo grafico de la correlación Silva de Jesús et al (2013) creada a partir de sus monogramas.

El objetivo de hacer estos modelos de correlación es la estimación práctica del perfil de viscosidad del crudo en función de la temperatura con solo el conocimiento de la gravedad °API, sin el requerimiento de procesos de muestreo y análisis de laboratorio que implican costos en tiempo y recursos, siendo el factor más importante, la representatividad de la información base sobre la cual fue creado el modelo.

## **1.5 CORTES DE AGUA EN LOS CRUDOS NACIONALES**

A nivel de cortes de agua, la producción nacional se caracteriza por un elevado contenido de agua, en especial en los campos ubicados en los llanos orientales, los cuales realizan el mayor aporte en producción de aceite, pero de igual manera aportan la mayor cantidad de agua de producción.

Campo Rubiales aporta 105KBOPD equivalentes al 14% de la producción nacional<sup>10</sup>, sin embargo, esta producción se realiza con un 98% de corte de agua lo cual equivale en promedio a 5120KWPD<sup>11</sup>. Solo considerando la producción de agua de campo Rubiales en comparación con la producción total de crudo, es posible calcular que el corte de agua de la producción nacional es superior al 87%.

---

<sup>9</sup> Silva de Jesús et al. Correlaciones de Viscosidad Crudos Pesados Colombianos, Acipet, 2013.

<sup>10</sup> Producción fiscalizada de petróleo por campo (Corte abril 2021), Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2021. <https://www.anh.gov.co/>, <https://bit.ly/2XOEI5V>.

<sup>11</sup> Declaración presidencia Ecopetrol, periódico El Tiempo. 2016. <https://bit.ly/39nUtgQ>, Información actualizada en consulta al campo 2021.

Igual comportamiento se presenta en campos como Castilla y Chichimente que aportan el 12% y 9% de la producción nacional.

Por otra parte, también se presentan campos con pozos que operan con niveles de BSW de 1% hasta 75% como sucede en campos del Valle Medio del Magdalena y Putumayo.

Es importante notar que se encuentran casos de campos de crudos pesado con cortes de agua muy bajos pero que no están en producción por los inconvenientes que genera la alta viscosidad de estos crudos.

El contenido de agua es un factor importante en el análisis de la tecnología de calentamiento por la mayor capacidad calorífica que requiere el agua en comparación con el crudo. El agua requiere aproximadamente el doble de energía para elevar su temperatura lo cual impacta en la cantidad de energía necesaria para lograr elevar la temperatura del crudo. Sin embargo, esto no es una limitante para la aplicación de la tecnología de calentamiento eléctrico; ya que se puede aprovechar el calor del agua para mantener en mayor tiempo y distancia en tubería la temperatura del crudo.

El agua dependiendo la forma como ésta se presenta en el fluido de producción, puede disminuir o aumentar la viscosidad resultante de la mezcla agua y aceite, haciendo necesario el uso de la tecnología de calentamiento, incluso en casos de alto contenido de agua. En el capítulo 4 se da amplitud sobre este aspecto.

## **2. ESCENARIOS DE APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE CALENTAMIENTO ELÉCTRICO EN LA PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS**

La industria mundial ha desarrollado múltiples tecnologías a lo largo de la historia con el objeto de adecuar propiedades físicas y químicas de los fluidos de acuerdo con los requerimientos de las aplicaciones.

La temperatura es una magnitud física muy importante por su efecto en el estado de otras propiedades como la densidad, la conductividad térmica, la conductividad eléctrica, la viscosidad, los estados de fase, los puntos de precipitación de compuestos, la reactividad, la inflamabilidad y demás que de acuerdo con la complejidad química de cada fluido estas propiedades son sensibles en mayor o menor medida a los cambios de temperatura.

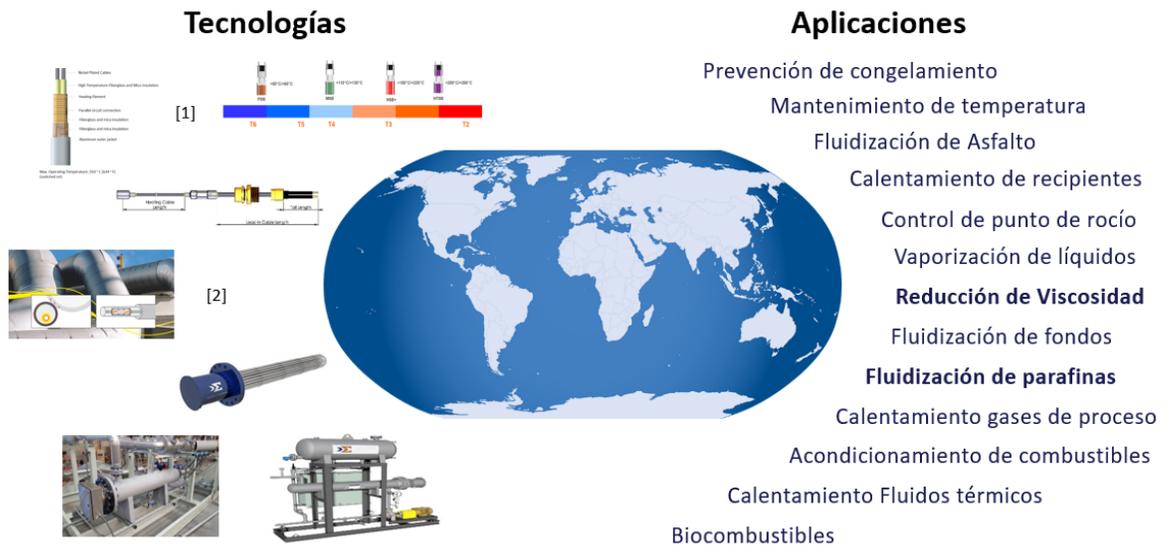
Para controlar los cambios de temperatura de un proceso, la industria ha utilizado fuentes de calor artificial como la combustión de materiales inflamables y sistemas de principio eléctrico.

Dentro de los sistemas eléctricos de generación de calor, los más utilizados son los sistemas de calentamiento por efecto Joule, el cual desde 1841 fue estudiado por James Prescott Joule y plantea de forma práctica que el calor generado por el paso de corriente a través de un elemento conductor eléctrico es igual al cuadrado de la corriente eléctrica, multiplicado por la resistencia eléctrica del conductor.

Este principio ha permitido a la industria el desarrollo de diferentes elementos calefactores de múltiples dimensiones, capacidades y materiales para adaptarse a las diferentes aplicaciones donde la generación de calor es necesaria y la aplicación de la tecnología es viable y favorable en comparación con otros métodos de calentamiento.

Los desarrollos que ha realizado la industria de esta tecnología son tan diversos como los diferentes procesos de aplicación. No obstante, es posible indicar que la tecnología de calentamiento eléctrico ha tenido gran representación en aplicaciones de mantenimientos de temperatura en el área de refinación, petroquímica y transporte. La figura 12 presenta algunas de las aplicaciones de la tecnología en la industria de hidrocarburos. En la figura se muestran algunos equipos de referencia tomado de las compañías <https://atapplications.com>, <http://bartec.com> y <http://sigmathermal.com>.

**Figura 12.** Tecnología de calentamiento eléctrico en la industria de hidrocarburos.



De manera general, los sistemas de calentamiento buscan prevenir el congelamiento (solidificación), el taponamiento, las restricciones de flujo, la formación de precipitados, asegurar la fluidización de líquidos el mantenimiento de fases, la conservación estable de propiedades y el acondicionamiento de flujos en fase líquida o gaseosa. Aplicaciones como la fluidización de líquidos, se realizan aprovechando la correlación entre la viscosidad y la temperatura de fluidos.

En el área de refinería es normal encontrar procesos donde los fluidos manejan altas viscosidad y requieren la aplicación de calor para alcanzar niveles muy elevados de temperatura.

Procesos como el transporte de fluidos por tubería entre unidades de destilación y áreas de almacenamiento de refinados de corte pesado (*fondos*) se realizan a través de tuberías con sistemas de calentamiento eléctrico. Las gravedades API de este tipo de fluidos regularmente son de tipo extrapesado, por lo cual su viscosidad es muy elevada y solo con la aplicación de calor y temperaturas entre 250°F a 450°F es posible su desplazamiento por tubería.

Derivados como los asfaltos, combustóleos y bases pesadas son productos de baja gravedad API que requieren sistemas de calentamiento en tanques y en tuberías de recibo y despacho hasta facilidades como llenaderos y descargaderos. Estos derivados presentan niveles de viscosidad muy elevados (*Cientos de miles de centipoises @60°F*) y solo con la aplicación de calor es posible su fluidización.

También se realiza la fluidización de líquidos a través de la prevención de restricciones y taponamiento de líneas por presencia de precipitados. Plantas con productos de corte liviano con requerimientos de control de precipitados como las corrientes de parafina, implementan sistemas de calentamiento eléctrico para asegurar el mantenimiento de la temperatura en un valor superior al punto de nuble (*cloud point*) del fluido.

En general, la tecnología de calentamiento eléctrico ha sido implementada en procesos de mayor exigencia y demanda técnica que le permitieron evolucionar y ser una tecnología con la cual es posible a través de sus diferentes sistemas y diseños, lograr el máximo de eficiencia en la transferencia de calor, alcanzar temperaturas superiores a 1200°F (650°C), distancias de calentamiento continuo que superan los 30 km desde un solo punto de suministro eléctrico y capacidades

de potencia superiores a un 1kW/m. Adicionalmente a nivel de monitoreo y control, los sistemas de calentamiento eléctrico se implementan con dispositivos electrónicos de regulación de potencia que permiten el uso eficiente de la energía eléctrica y la comunicación en tiempo real de variables del proceso a través de diversos protocolos y medios físicos o inalámbricos de comunicación.

La aplicación exitosa de la tecnología de calentamiento eléctrico como herramienta para la fluidización de líquidos en tuberías por efectos de alta viscosidad y obstrucción por precipitados hacen parte de las razones por las cuales la tecnología amplía su alcance al ser utilizada en el área de producción de petróleo como herramienta de aseguramiento de flujo.

La tecnología de calentamiento eléctrico se ha desarrollado para ser aplicada a través de diferentes tipos de equipos y sistemas como cables calefactores, calentadores de circulación, calentadores de inmersión, sistemas de transferencia térmica directa o indirecta. Sin embargo, en aplicaciones de aseguramiento de flujo en tuberías de producción, los sistemas de calentamiento eléctrico a través de cables resistivos son los de mayor aplicación.

## **2.1 TECNOLOGÍAS DE CALENTAMIENTO ELÉCTRICO POR CABLE RESISTIVO**

La tecnología para la fabricación de cables calefactores inició en el año 1896, con la patente de cables de aislamiento mineral MI (*Mineral Insulated*), y para el año 1930 ya se realizaban aplicaciones de calentamiento con cable, pero fue hasta 1950 cuando el concepto de traceado eléctrico se generalizó con el uso de cables de aislamiento mineral y para década de los 70's se introdujeron los cables de tipo paralelo de potencia constante y autorregulables.

**2.1.1 Cables de tecnología de Aislamiento Mineral.** Son cables de trazado de calor eléctricos (Electrical Tracing), característicos por su capacidad de operación en aplicaciones para alta temperatura (1200°F), alta resistencia a la corrosión, al esfuerzo mecánico y alta capacidad de entrega de potencia.

Su estructura está formada por elementos calefactores tipo hilos metálicos resistivos fabricados en aleaciones metálicas de Cobre Níquel y Cromo entre otros. De acuerdo con el tipo de aplicación los cables pueden ser fabricados por 1 hilo o multihilos lo cual le da flexibilidad al cableado en potencia y distancia.

Los elementos son recubiertos por Óxido de Magnesio el cual es un mineral que ofrece un excelente aislamiento eléctrico e igualmente un excelente conductor de calor entre el hilo calefactor interno y la chaqueta externa del cable.

Como protección exterior, los cables de aislamiento mineral son fabricados con chaquetas metálicas de cobre, aleaciones de acero (*Alloy825*) o acero inoxidable.

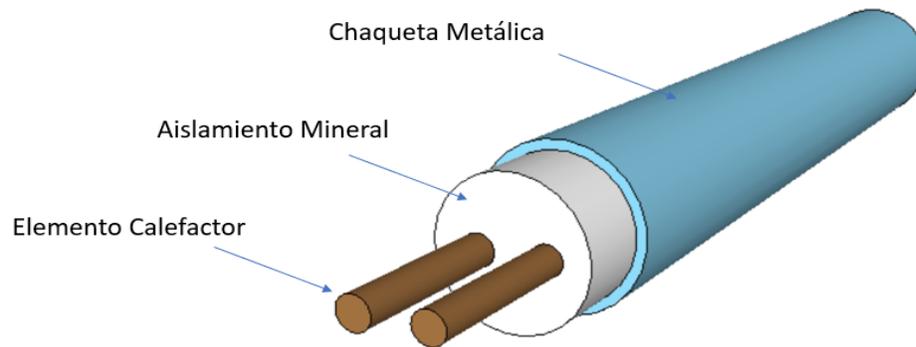
Los cables de aislamiento mineral han tenido una gran evolución y desarrollo en aplicaciones de calentamiento en fondo de pozo y aseguramiento de flujo dada su alta resistencia mecánica para soportar el esfuerzo fuerte que regularmente se requiere en los equipos que son instalados dentro del pozo.

Su construcción en aislamiento mineral le permite alcanzar niveles de tensión superiores a 600V y entrega de potencia por pie que no es posible a través de las demás tecnologías de cables calefactores.

La protección metálica externa que poseen los cables de aislamiento mineral soporta altos niveles de presión lo que les permite que sean utilizados en aplicaciones de fondo de pozo, tubería de producción y tubería de recolección en

superficie. La figura 13 presenta la estructura básica de construcción de los cables de aislamiento mineral.

**Figura 13.** Detalle de los cables de aislamiento mineral MI.



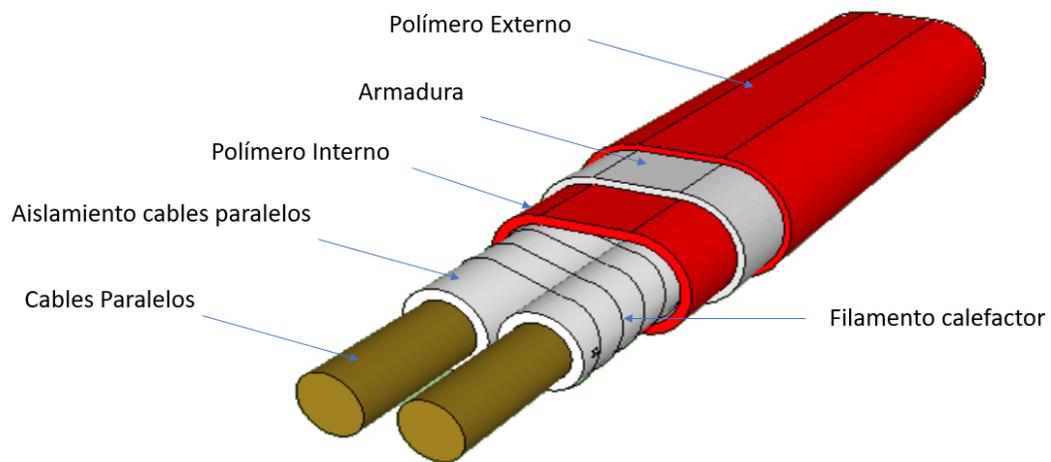
**2.1.2 Cables Paralelos de potencia constante** Son cables de calentamiento eléctrico, de tipo paralelo característicos por su capacidad de entrega de potencia constante en toda su extensión como sucede en los cables MI, pero con la versatilidad de poder ser cortado en campo durante su instalación de acuerdo con los requerimientos de la aplicación.

A nivel eléctrico están diseñados para aplicaciones con niveles de tensión de hasta 480VAC y pueden alcanzar temperatura de hasta 350°C lo cual le permite alta aplicabilidad en la mayoría de los procesos industriales.

Su estructura la conforman dos conductores eléctricos con aislamiento eléctrico que transmiten el voltaje de forma paralela a toda la extensión del cable. Los cables son interconectados por un filamento metálico y calefactor al paso de corriente. Los cables paralelos y el filamento calefactor son recubiertos por una chaqueta compuesta por polímeros y armaduras metálicas que le dan protección mecánica conservando la flexibilidad de los polímeros y resistividad en ambientes corrosivos.

Su uso en aplicaciones de aseguramiento de flujo en aplicaciones de longitud media es muy usado. Su configuración en paralelo permite que indiferente de su longitud el cable mantenga su mismo nivel de potencia, lo cual le da flexibilidad para su implementación y ajuste en campo de acuerdo con las particularidades en forma de la tubería, derivaciones o equipos de la aplicación. La figura 14 presenta la estructura básica de construcción de los cables de potencia constante tipo paralelo.

**Figura 14.** Detalle de cable de calentamiento de potencia constante



**2.1.3 Cables Paralelos de tecnología autorregulable** Son cables de trazado eléctrico, característicos por su capacidad de regulación de potencia automática en función de la temperatura de piel (área en contacto con la tubería de proceso). Cuando el cable se encuentra en baja temperatura el cable entrega su mayor capacidad de potencia y en la medida que la temperatura aumenta, el cable disminuye la entrega de potencia sin necesidad de elementos externos eléctricos de control.

Los cables autorregulables hacen parte del tipo de cables paralelos lo que le permite ser cortado en campo de acuerdo con los requerimientos de la aplicación.

De acuerdo con el modelo, los cables autorregulables pueden ser utilizados en aplicaciones de hasta 250°C y operar hasta con niveles de tensión de 277VAC. Su estructura la conforman dos cables eléctricos paralelos que transmiten el voltaje en toda la extensión del cable.

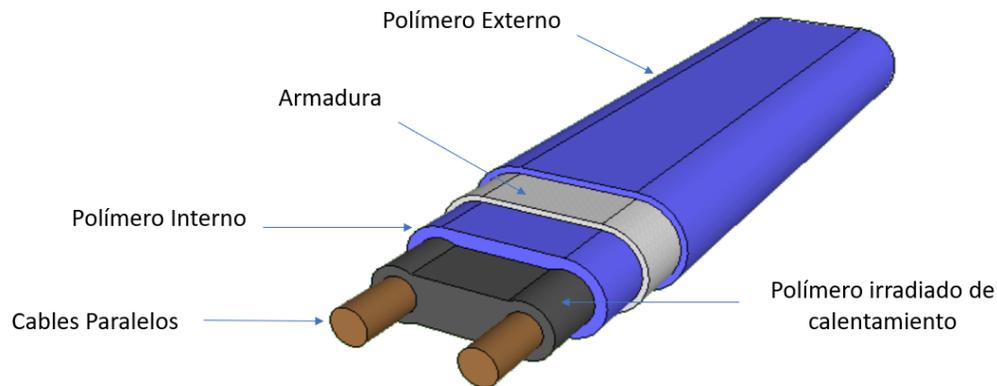
En medio de los cables paralelos un polímero especial irradiado, cuando su temperatura es baja, permite el paso de corriente generando múltiples circuitos de generación de calor que es transferido a la tubería o equipo sobre el cual está instalado.

A medida que el proceso y el cable se acerca a la temperatura de diseño, el polímero se dilata abriendo los circuitos eléctricos creados regulan automáticamente la entrega de potencia. Esta característica es la principal distinción de este tipo cables, la cual le permite incluso, siendo un mismo cable, calentar en una sección y regular la potencia en otra.

A nivel de protección externa los cables autorregulables son fabricados y recubiertos por una chaqueta compuesta por polímeros y armaduras metálicas que le dan protección mecánica conservando la flexibilidad de los polímeros y resistividad en ambientes corrosivos.

La figura 15 presenta la estructura básica de construcción de los cables de tecnología autorregulables.

**Figura 15.** Detalle de cable de calentamiento autorregulable



**2.1.4 Sistema de calentamiento por efecto piel** Es un tipo de sistema de calentamiento que utiliza el efecto piel de la corriente alterna para generar calor al paso de la corriente por la piel interna de una tubería de material ferromagnético.

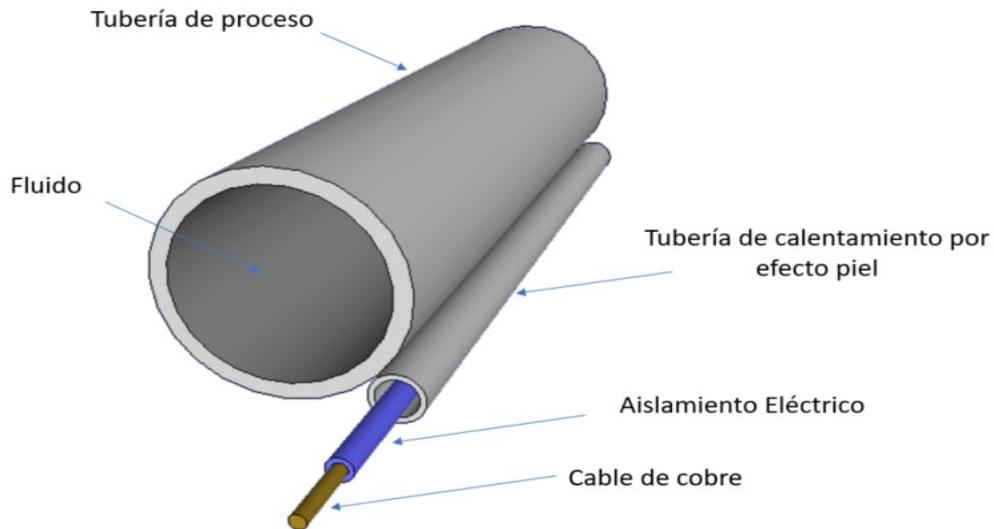
El sistema lo componen un tubo ferromagnético que en su interior se instala un cable de transmisión de potencia con recubrimiento especial para aislar eléctricamente el conductor y protegerlo de la alta temperatura.

El cable transmite la tensión eléctrica de una fuente de corriente alterna que se conecta a los extremos del tubo ferromagnético. El diferencial de tensión genera la circulación de corriente por el tubo ferromagnético.

El tubo ferromagnético se calienta al paso de la corriente y transmite por conducción el calor a la tubería de transporte del fluido, el cual a su vez transmite el calor por convección al fluido.

La figura 16 presenta el corte transversal del sistema de calentamiento por efecto piel.

**Figura 16.** Corte transversal sistema de calentamiento por efecto piel



Esta tecnología puede ser implementada de forma externa en tuberías de transporte en superficie o al interior de tuberías de producción en especial es procesos de aseguramiento de flujo.

La principal ventaja que ofrecen los sistemas de calentamiento eléctrico por efecto piel es su capacidad para operar en tuberías de larga distancia desde un solo punto de suministro eléctrico.

Esta tecnología es muy utilizada para el aseguramiento de flujo en oleoductos de cientos de kilómetros donde las condiciones ambientales cambian con la geografía que recorre la tubería.

Un sistema de efecto piel puede calentar una tubería a lo largo de 25 km desde un solo punto de suministro eléctrico. Siendo posible cubrir el calentamiento de una tubería de hasta 50 Km desde un solo punto de suministro eléctrico al ser ubicado en el punto intermedio del oleoducto.

## **2.2 CALENTAMIENTO ELÉCTRICO EN PRODUCCIÓN DE CRUDOS PESADOS**

Al igual que sucedió en las áreas de refinación y petroquímica, en el área de producción de petróleo, la tecnología de calentamiento eléctrico ha evolucionado en alcance y zonas de aplicación desde procesos de estimulación del yacimiento, aseguramiento de flujo en líneas de producción y recolección, deshidratación de crudos en plantas de tratamiento hasta aplicaciones de transporte.

Su mayor aplicación ha sido para procesos de aseguramiento de flujo de crudos parafínicos y crudos pesados a medida que ha aumentado su exploración y producción. A nivel de crudos pesados, extrapesados y bitumen, también ha evolucionado la implementación de la tecnología a partir de proyectos experimentales que desde mediados del siglo 19 buscaban viabilizar y aprovechar las reservas de este tipo de petróleo.

**2.2.1 Calentamiento Eléctrico sobre líneas de producción y superficie** La tecnología de calentamiento eléctrico como herramienta de aseguramiento de flujo se implementa desde fondo de pozo para elevar la temperatura del fluido para mejorar la eficiencia de llenado de la bomba del sistema de levantamiento y en las tuberías de producción y superficie para evitar el taponamiento por precipitados y disminuir las pérdidas de presión por fricción que ocasiona la viscosidad de los fluidos.

En el año 1985<sup>12</sup> la industria realizó el primer trabajo de aplicación de la tecnología de calentamiento eléctrico como una herramienta de aseguramiento de flujo con cables de tecnología autorregulable en un pozo de crudo parafínico en Alaska. La

---

<sup>12</sup> SANDBERG, Chet, HALE, Arthur, and KOVSCEK, Anthony R. History and Application of Resistance Electrical Heaters in Downhole Oil Field Applications. April 2013.

tecnología probó ser una herramienta eficaz para el mantenimiento de la temperatura de los fluidos de producción por encima del punto de precipitación de la parafina.

Para esta época aún no se consideraba una alternativa rentable la producción de crudos pesados y aunque la aplicación inicial era para crudos livianos parafínicos, los resultados obtenidos demostraron la capacidad de la tecnología para regular la temperatura de los fluidos de producción y por lo tanto su viscosidad desde el interior del pozo.

A nivel de superficie y en plataformas bajo el nivel del mar, el uso de la tecnología de calentamiento eléctrico ha tenido gran aplicación en procesos de transporte y transferencia de crudo por tuberías a través de regiones geográficas con condiciones ambientales muy exigentes.

El proyecto realizado en el campo Kharyaga en Siberia es un ejemplo de la aplicación exitosa de la tecnología para aseguramiento de flujo en condiciones ambientales extremas.

**2.2.1.1 Aseguramiento de flujo en campo Kharyaga de Siberia, Rusia** El proyecto en campo Kharyaga<sup>13</sup> es un proyecto realizado en 2009 por las compañías Total, StatOil y Nenets Oil Company junto con la compañía Bartec fabricante de la tecnología. El proyecto fue realizado en el campo Kharyaga ubicado a 60 km al norte del Círculo Polar Ártico, cerca del mar de Barents en la tundra Nenets la cual es una zona rica en petróleo de tipo parafínico y reservas de 160 millones de toneladas. La figura 17 presenta imágenes sobre el proyecto Kharyaga.

---

<sup>13</sup> <https://www.bartec.de/en/solutions/heating/case-studies/skin-effect-heating-systems-for-kharyaga-field/>

**Figura 17.** Calentamiento eléctrico en Campo Kharyaga, Siberia.



En el campo Kharyaga las condiciones ambientales alcanzan temperaturas invernales de  $-46^{\circ}\text{C}$ . Sin embargo, a través de sistemas de calentamiento eléctrico por tecnología de efecto piel se logra desde un solo punto de suministro eléctrico mantener el fluido a temperaturas de  $40^{\circ}\text{C}$  a lo largo de secciones de 10Km, asegurando la fluidez de la producción.

**2.2.2 Calentamiento Eléctrico en fondo de pozo** El uso de sistemas de calentamiento eléctrico de fondo de pozo en yacimientos de crudo pesado ha sido probado desde el año 1969<sup>14</sup>, principalmente con el objeto de estimular la producción de petróleo.

---

<sup>14</sup> RANGEL, German, E.R, SCHEMBRE, J, SANDBERG, C, & KOVSCEK, A.R. Electrical-heating-assisted recovery for heavy oil. Journal of Petroleum Science & Engineering. 2004.

Sin embargo, se debe comprender el uso de la tecnología en fondo como una herramienta que logra tanto la estimulación de la producción como el aseguramiento de flujo según el diseño y las particularidades de la aplicación.

La tecnología se implementa a través de varios esquemas que buscan a través del calentamiento, desde asegurar la movilidad de los fluidos y mejorar la producción hasta generar in-situ directamente un proceso de conversión.

**2.2.2.1 Calentamiento eléctrico frente a la formación** Se realiza a través de la instalación de cables calefactores frente a la zona aportante del pozo, para transferir por conducción y convección a través del fluido, el calor generado por los cables con el objeto de reducir la viscosidad del crudo al interior de la cara de la formación.

La estimulación en este tipo de aplicaciones se realiza de forma cíclica o continúa dependiendo de las condiciones de recuperación de nivel que presente el pozo con el uso de la tecnología.

Múltiples aplicaciones realizadas a través de esta metodología han demostrado que la tecnología logra recuperar la productividad de campos de crudo pesado que incluso han sido cerrados por su inviabilidad económica.

*2.2.2.1.1 Calentamiento en fondo de pozo, Bakersfield, California, EE. UU* En 2006 la tecnología de calentamiento eléctrico fue probada en el campo de crudo pesado en Bakersfield<sup>15</sup>, condado Kern de California, EE.UU.

Este campo había estado en producción desde los años 80 y había sido estimulado a través de inyección de vapor durante varios ciclos hasta que la producción del campo cayó a niveles muy bajos que hacían inviable su operación rentable.

---

<sup>15</sup> G. McQueen, D. Parman and H. Williams, "Enhanced oil recovery of shallow wells with heavy oil: A case study in electro thermal heating of California oil wells," 2009.

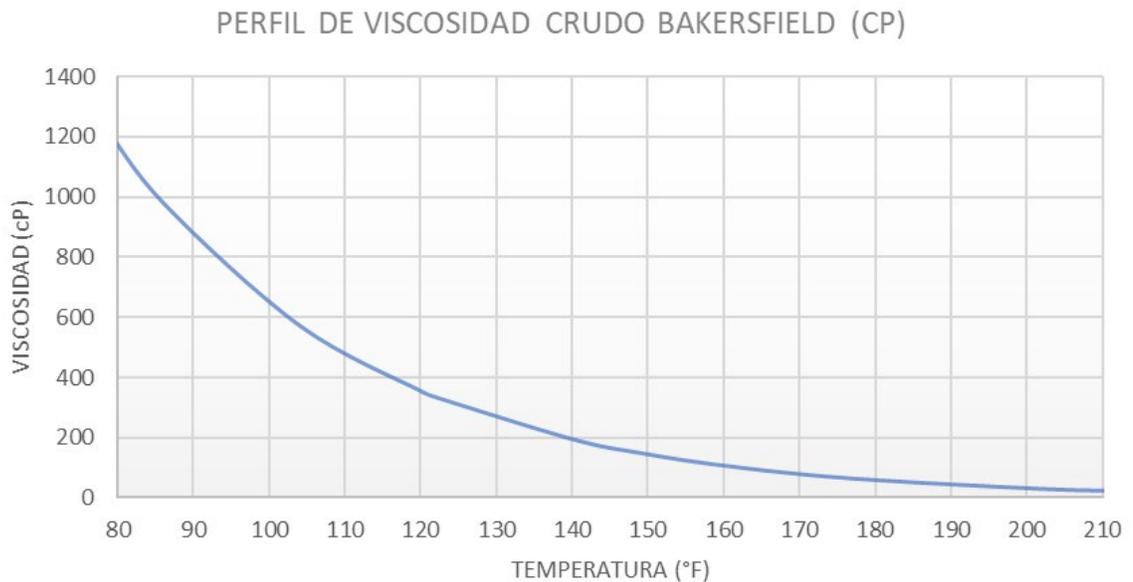
La tabla 2 presenta los datos de fluido y la figura 18 presenta el perfil de viscosidad del fluido campo Bakersfield.

**Tabla 2.** Características básicas del fluido del campo Bakersfield, California

Descripción	Unidad	Valor
Gravedad	°API	14,3
Corte de Agua	%	21%
Viscosidad @ 120°F	cP	365,8
Viscosidad @ 160°F	cP	92,3
Viscosidad @ 200°F	cP	33,6

Fuente: IEEE - Record of Conference Papers - Industry Applications Society 56th Annual Petroleum and Chemical Industry Conference, PCIC-2009-33

**Figura 18.** Perfil de Viscosidad del Crudo Bakersfield, California, EE. UU.



Fuente: IEEE - Record of Conference Papers - Industry Applications Society 56th Annual Petroleum and Chemical Industry Conference, PCIC-2009-33

La tabla 3 presenta los datos del completamiento mecánico de los pozos del campo campo Bakersfield.

**Tabla 3.** Completamiento mecánico promedio de pozos Bakersfield, California

Descripción	Unidad	Valor
Profundidad	ft	1.499
Temperatura del reservorio	°F	120
Diámetro del casing	inch	7
Diámetro tubing de producción	inch	2-7/8
Sistema de levantamiento		Mecánico

Fuente: IEEE - Record of Conference Papers - Industry Applications Society 56th Annual Petroleum and Chemical Industry Conference, PCIC-2009-33

Con el objeto de probar la tecnología y recuperar la productividad del campo, se instaló el sistema de calentamiento eléctrico en 12 pozos del campo.

Para esta aplicación se utilizó calentamiento por cable de aislamiento mineral ubicado en el fondo de cada pozo frente a la zona aportante.

Los registros del campo previos a la instalación de la tecnología indicaban valores muy bajos de producción. El total de la producción de los 12 pozos era de 27,1 bopd con 7,3 bwpd. Una vez instalada y puesta en operación la tecnología de calentamiento eléctrico, la producción ascendió a 111,2 bopd con 0% en corte de agua equivalente a un incremento en la producción del 410%.

*2.2.2.1.2 Calentamiento en fondo de pozo, faja del Orinoco, Venezuela* Países como Canadá, Rusia y Venezuela<sup>16</sup> han evaluado y probado con éxito la tecnología de calentamiento eléctrico.

---

<sup>16</sup> R. Raúl, J.L. Bashbush, A. Rincón. Feasibility of using electrical Downhole heaters in faja heavy oil reservoirs. SPE, Schlumberger 2008.

En 2008<sup>17</sup>, se evaluó el uso de la tecnología de calentamiento eléctrico en fondo de pozo en campos de crudo pesado y extrapesado de la faja del Orinoco, en Venezuela.

La aplicación de la tecnología de calentamiento eléctrico en Venezuela<sup>18</sup> se realizó en pozos horizontales de longitud total promedio de 8000 ft (longitud horizontal entre 3000-5000 ft) y con sistema de levantamiento tipo PCP.

El sistema de calentamiento se aplicó a lo largo de toda la región horizontal de los pozos.

La table 4 y figura 19 presentan las características y el perfil de viscosidad del crudo.

La tabla 5 el completamiento mecánico medio de los pozos de la faja del Orinoco donde se implementó la tecnología de calentamiento.

**Tabla 4.** Características básicas de pozo piloto, faja del Orinoco, Venezuela

Descripción	Unidad	Valor
Gravedad	°API	8,5
Viscosidad @ 86°F	cP	124.741
Viscosidad @ 122°F	cP	19.800
Viscosidad @ 150°F	cP	4.731

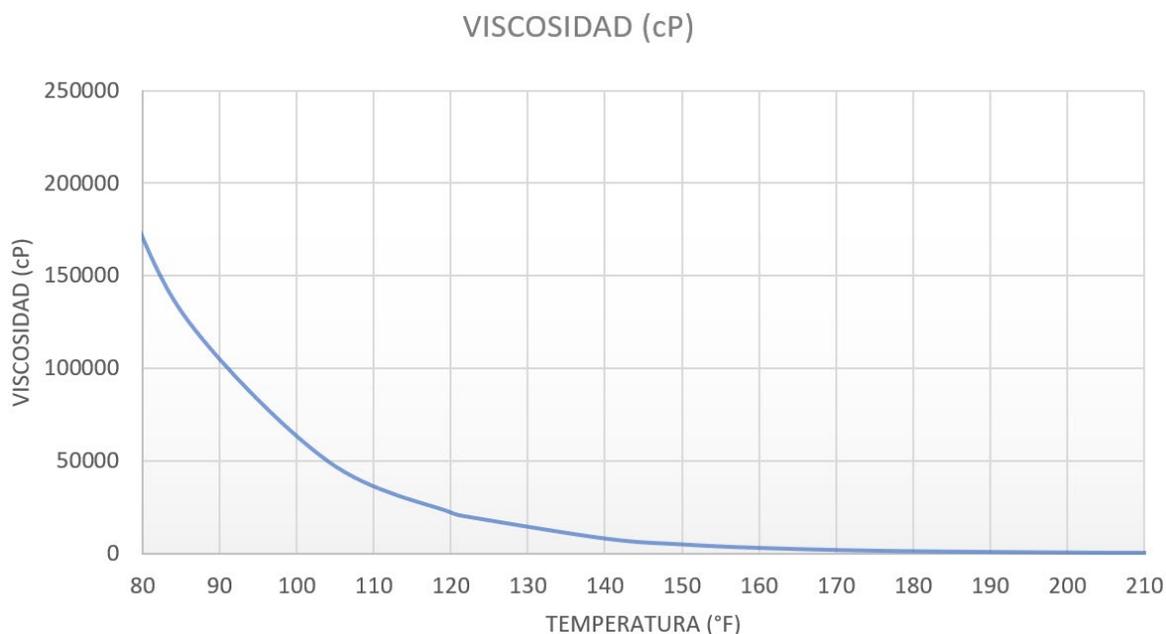
Fuente: VILLARROEL, T., HERNÁNDEZ, R., Technological Developments for Enhancing Extra Heavy Oil Productivity in Fields of the Faja Petrolifera del Orinoco (FPO), 2013.

---

<sup>17</sup> S. Marfissi, et al, Evaluation of downhole electrical heating in heavy oil of the Orinoco Belt, Venezuela. PDVSA, 2009.

<sup>18</sup> T. Villarroel, R. Hernández, Technological Developments for Enhancing Extra Heavy Oil Productivity in Fields of the Faja Petrolifera del Orinoco (FPO), Venezuela, PDVSA, 2013.

**Figura 19.** Perfil de Viscosidad de Crudo piloto, faja del Orinoco, Venezuela



Fuente: VILLARROEL, T., HERNÁNDEZ, R., Technological Developments for Enhancing Extra Heavy Oil Productivity in Fields of the Faja Petrolifera del Orinoco (FPO), 2013.

**Tabla 5.** Características mecánicas básica pozo faja del Orinoco, Venezuela

Descripción	Unidad	Valor
Temperatura del reservorio	°F	122
Diámetro del casing	inch	9-5/8
Diámetro tubing de producción	inch	5,5"
Sistema de levantamiento		PCP

Fuente: VILLARROEL, T., HERNÁNDEZ, R., Technological Developments for Enhancing Extra Heavy Oil Productivity in Fields of the Faja Petrolifera del Orinoco (FPO), 2013.

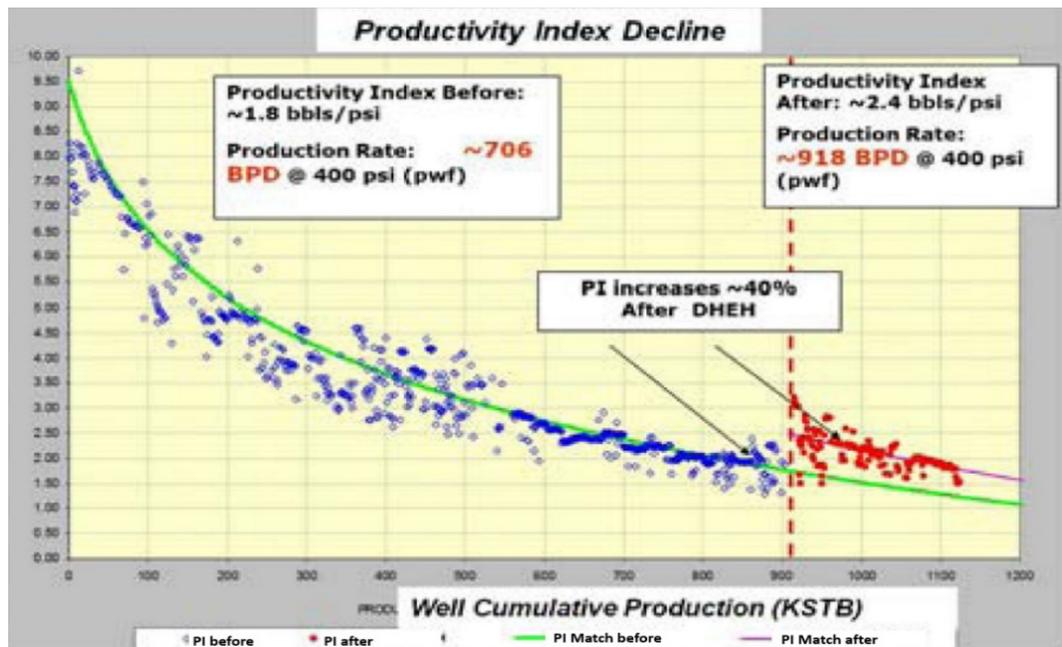
En condiciones de operación sin calentamiento, el mayor aporte a la producción lo realizaba la sección horizontal cerca a la bomba quedando sin aprovechamiento el potencial de la región cercana al fondo del pozo.

Con el uso de la tecnología se disminuyó la viscosidad del fluido a lo largo de la sección horizontal mejorando el aporte de las regiones de mayor profundidad y lejanas a la bomba. Con la implementación se mejoró en promedio el índice de producción de 1,8bbbls/psi a 2,4bbbls/psi. La producción se incrementó de 706bpd @400 psi (pwf) a 918bpd @400 psi (pwf) lo cual representó un aumento de producción del 30-40%.

En sentido del aseguramiento de flujo, el aumento de temperatura de 122°F a 150°F, disminuyó la viscosidad desde 19800 cP hasta 4731 cP equivalente a una reducción del 76% mejorando la fluidez de la producción.

La figura 20 presenta el efecto de la reducción de viscosidad en los resultados del índice de producción antes y después la aplicación de la tecnología de calentamiento eléctrico.

**Figura 20.** Sección transversal del proceso de conversión in situ de Shell



Fuente: VILLARROEL, T., HERNÁNDEZ, R., Technological Developments for Enhancing Extra Heavy Oil Productivity in Fields of the Faja Petrolifera del Orinoco (FPO), 2013.

**2.2.2.2 Proceso de conversión Insitu por calentamiento eléctrico** El proceso de conversión Insitu (*ICP*)<sup>19</sup> es una técnica desarrollada por Shell para obtener fracciones livianas de hidrocarburos a través del calentamiento de rocas bituminosas.

El sistema implementa calentadores eléctricos de alta potencia para transferir por conducción el calor a la roca bituminosa y crear Insitu un proceso de conversión<sup>20</sup> (refinación) del querógeno al interior de las rocas para producir por métodos tradicionales de levantamiento artificial las fracciones livianas obtenidas. Esta misma técnica fue desarrollada y aplicada por Shell en formaciones de crudo extrapesado<sup>21</sup>.

La técnica consiste en la instalación de calentadores eléctricos de tecnología MI (Tecnología adecuada para este propósito) al interior de pozos calefactores que se perforan alrededor de los pozos productores y pozos de monitoreo desde los cuales se hace seguimiento y control a la temperatura en el yacimiento.

Los pozos calefactores se disponen en un esquema hexagonal conservando un espaciamiento cercano y simétrico con el objeto de favorecer una distribución homogénea del calor alrededor del pozo o de los pozos productores.

La figura 21 presenta por medio de una vista de corte transversal el funcionamiento interno del proceso de conversión In-situ.

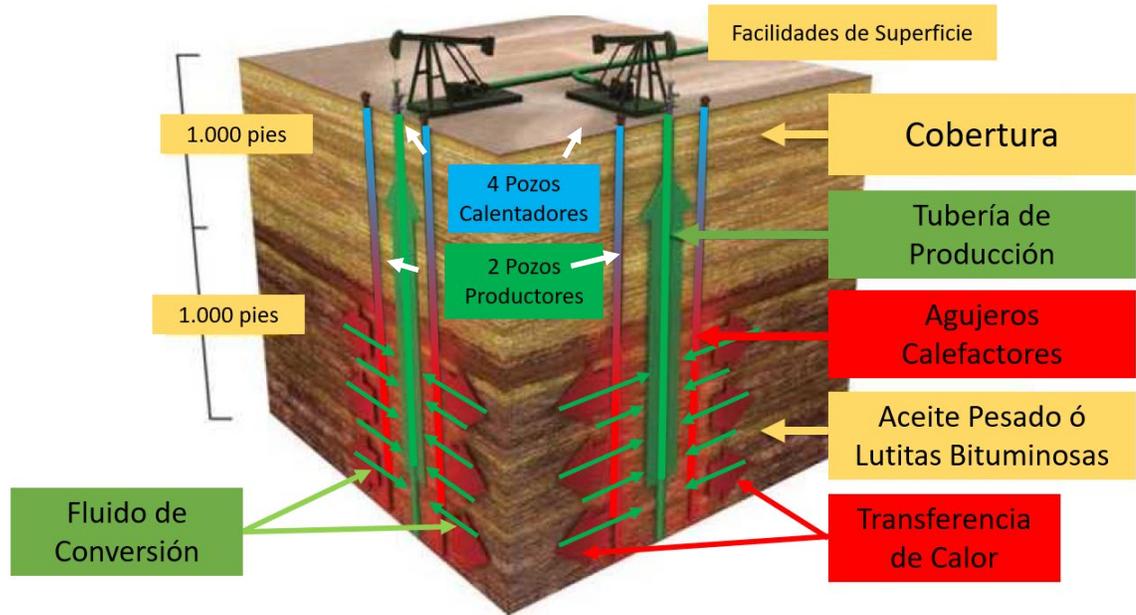
---

<sup>19</sup> T.D. Fowler, J. Vinegar, Oil Shale ICP – Colorado Field Pilots, SPE, Shell Exploration and Production Company, 2009.

<sup>20</sup> Shell ICP – Insitu Conversion Process.

<sup>21</sup> Shell IUP – Insitu Upgrading Process.

**Figura 21.** Sección transversal del proceso de conversión in situ de Shell



Fuente: T.D. Fowler, J. Vinegar, Oil Shale ICP – Colorado Field Pilots, SPE, Shell Exploration and Production Company, 2009. (Adaptada por el autor)

Desde los orígenes de la técnica en 1943<sup>22</sup> en Suecia y primeros desarrollos por Shell en 1981, la tecnología ha evolucionado y ampliado su alcance con cada nuevo proyecto.

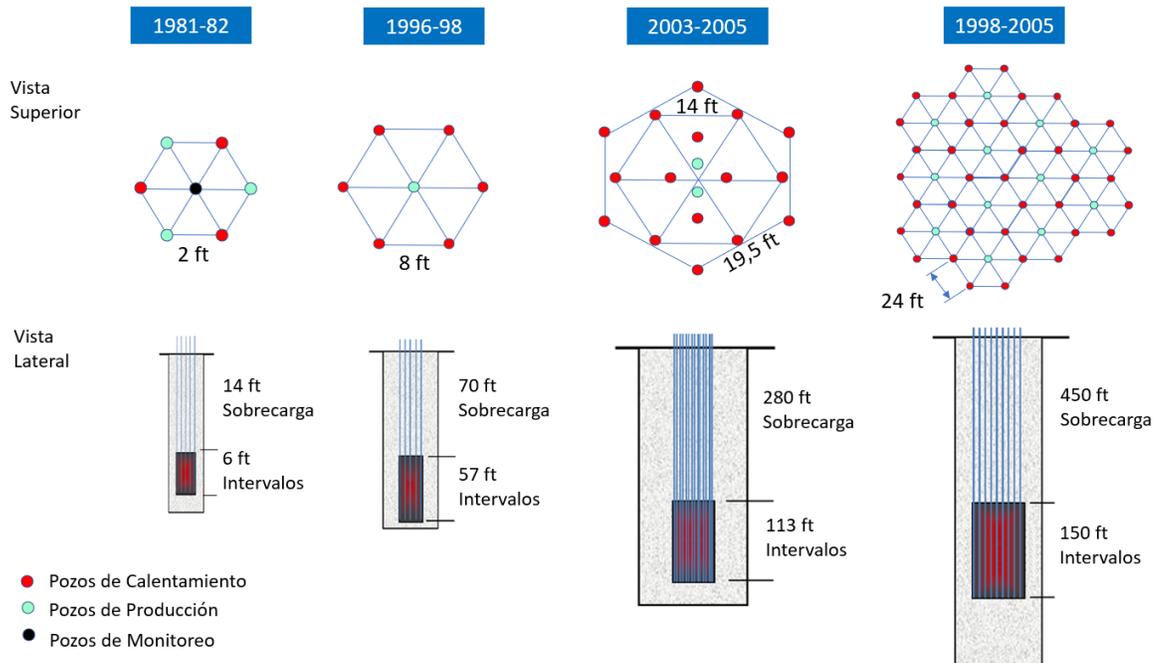
La figura 22 presenta una representación de la evolución en alcance del proceso ICP.

En la gráfica se aprecia como la tecnología ha incrementado la profundidad, el número de pozos calentadores, el número de pozos productores, la separación entre pozos y el volumen de la región de calentamiento. Proceso que entre la aplicación y la tecnología ha permitido la creación de cables de calentamiento de mayor resistencia mecánica, capacidad en potencia y alcance en profundidad.

---

<sup>22</sup> T.D. Fowler, J. Vinegar, Oil Shale ICP – Colorado Field Pilots, SPE, Shell Exploration and Production Company, 2009.

**Figura 22.** Esquema de evolución de alcance y distribución de pozos en proceso ICP



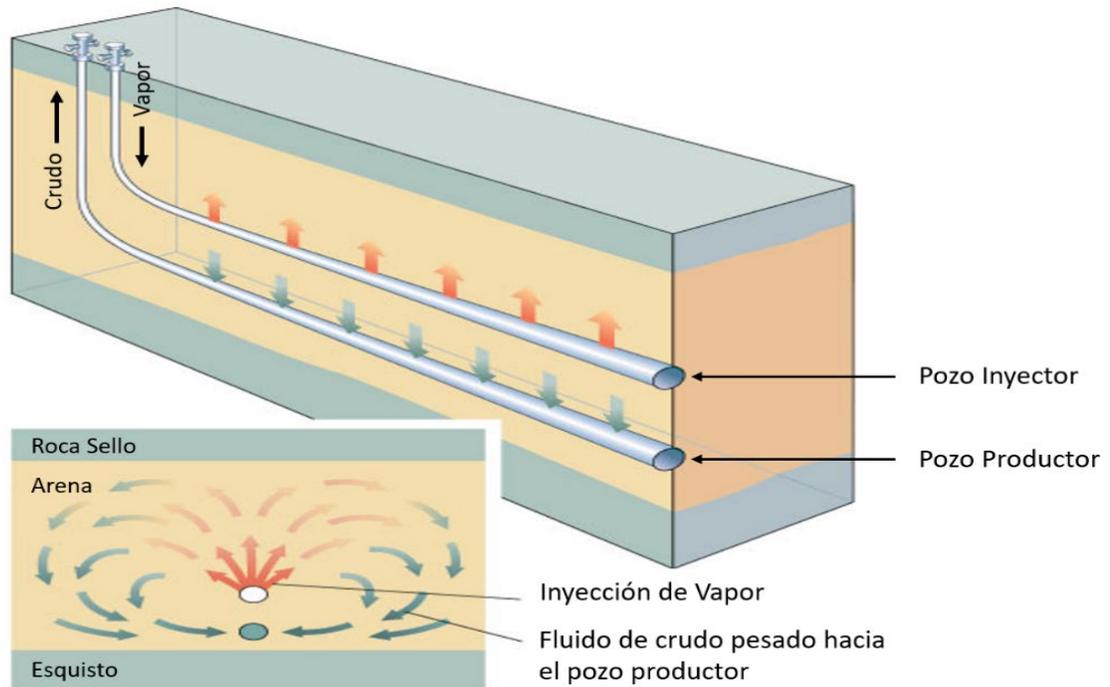
**2.2.2.3 Calentamiento anticipado y uniforme para procesos SAGD** El drenaje por gravedad asistido por vapor SAGD (*Steam-assisted gravity drainage*)<sup>23</sup>, es una técnica que consiste en la implementación de dos pozos horizontales paralelos donde un pozo es utilizado para inyectar vapor a la formación y elevar la temperatura del fluido para lograr a través de la reducción de la viscosidad y la gravedad, drenar (mover) el crudo pesado, extrapesado o bitumen de la formación hacia el pozo productor ubicado debajo del pozo inyector.

El levantamiento del fluido que ingresa en la región horizontal del pozo productor se realiza a través de métodos tradicionales.

<sup>23</sup> <https://glossary.oilfield.slb.com/en/terms/s/sagd>

La figura 23 presenta corte transversal del sistema SAGD.

**Figura 23.** Drenaje por gravedad asistido por vapor



Fuente: <https://glossary.oilfield.slb.com/en/Terms/s/sagd.aspx> (Modificada por el autor).

Antes de iniciar el proceso, los pozos deben ser calentados previamente mediante la circulación de vapor a lo largo de la longitud total de los pozos (a través de la tubería de producción), con la finalidad de crear una comunicación térmica entre los mismos.<sup>24</sup>

Para una separación de pares de pozos entre 4 a 6 metros en un reservorio de arenas petrolíferas, el período de circulación (precalentamiento) varía de 3 a 5

<sup>24</sup> D. Lowy, G. Garrido, V. Melo, Prediction of operational variables involved in the Production Process of Crude Oil by Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD), 2015.

meses para llevar la formación entre pozos entre 50°C y 100°C y para establecer suficiente movilidad y comunicación de fluidos<sup>25</sup>.

El precalentamiento por circulación de vapor a menudo se ve afectado por la permeabilidad del yacimiento, la viscosidad del aceite y la pérdida de calor del vapor a lo largo del pozo horizontal<sup>26</sup>.

La tecnología de calentamiento eléctrico ha demostrado ser una herramienta adecuada para realizar el proceso de precalentamiento con mejores resultados que el vapor en esta etapa del proceso SAGD, dado que la tecnología puede realizar un proceso de calentamiento homogéneo y de alta potencia en toda la extensión horizontal de los pozos con lo cual es posible alcanzar altos niveles de temperatura para generar una canalización térmica entre los pozos en menor tiempo y con mayor eficiente energética.

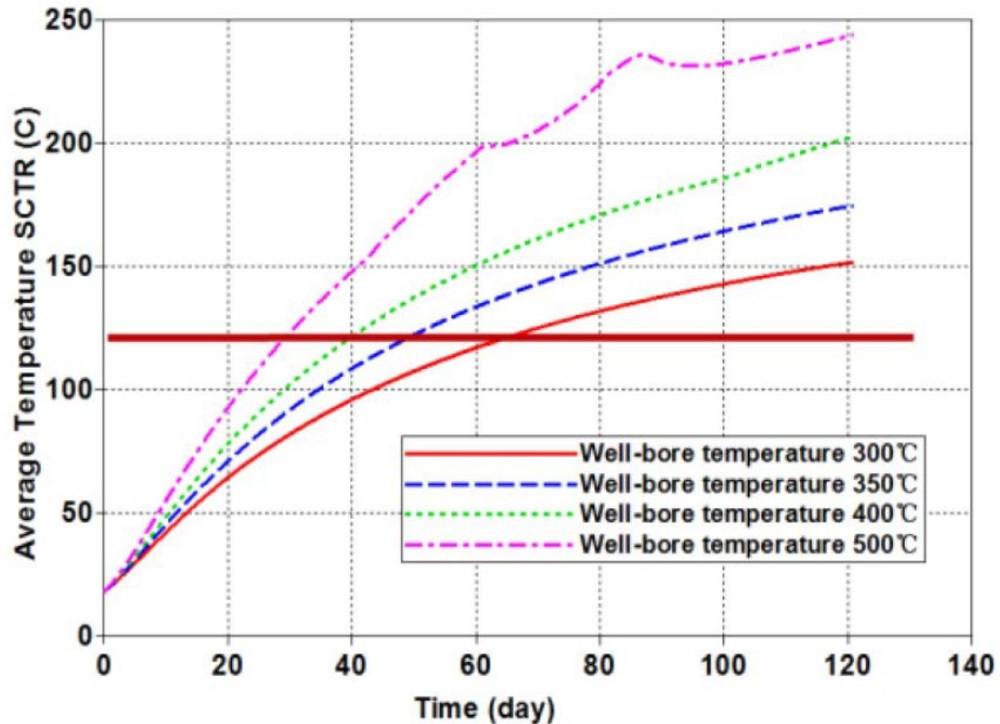
La figura 24 muestra la reducción en tiempo de calentamiento de la región intermedia de pozos de acuerdo con el incremento de temperatura del sistema de calentamiento eléctrico.

---

<sup>25</sup> J.J. Sheng, Enhanced Oil Recovery Field Case Studies, Elsevier Science & Technology. 2013.

<sup>26</sup> C. Xi, Z. Qi and Y. Jiang, Dual-Horizontal Wells SAGD Start-Up Technology: From Conventional Steam Circulation to Rapid and Uniform Electric Heating Technology, 2017.

**Figura 24.** Perfiles de temperatura de la zona media entre pozos horizontales dobles para diferentes temperaturas de pozo de calefacción.



Fuente: C. Xi, Z. Qi and Y. Jiang, Dual-Horizontal Wells SAGD Start-Up Technology: From Conventional Steam Circulation to Rapid and Uniform Electric Heating Technology, 2017.

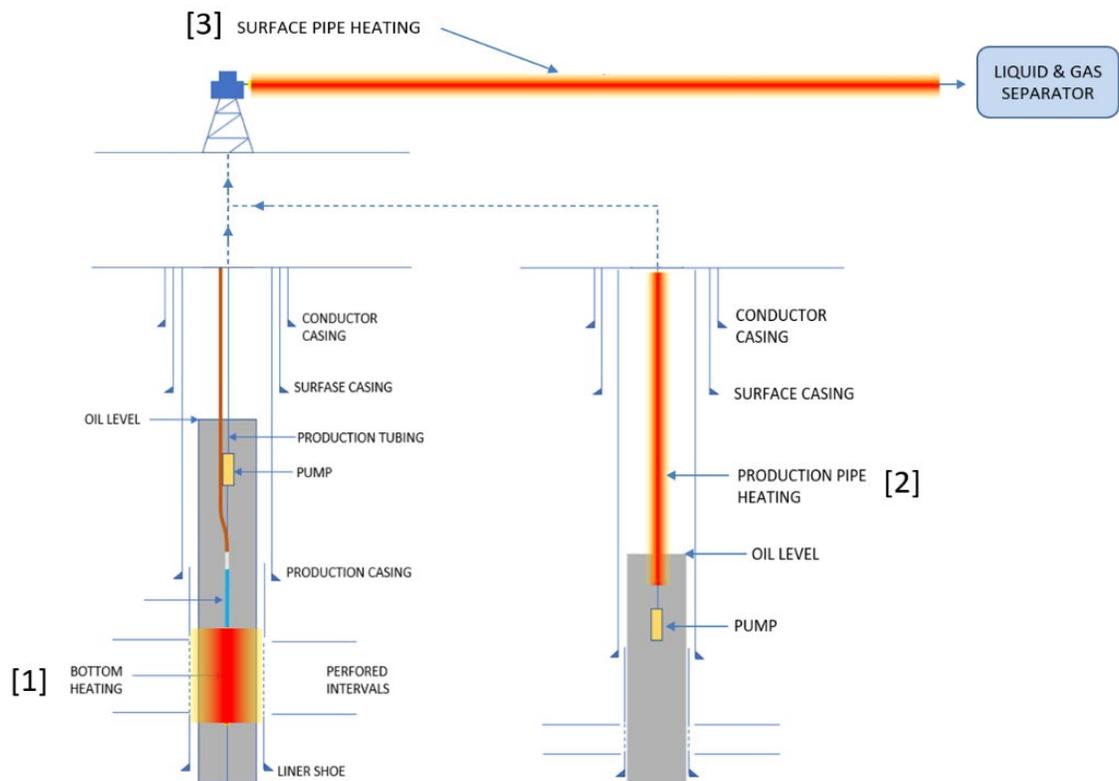
A través del incremento de potencia y temperatura en piel de los elementos calefactores, es posible alcanzar en menor tiempo la temperatura objetivo en el intermedio de los pozos. Los cables y varillas de tecnología MI pueden alcanzar temperaturas incluso superiores a 650°C (1200°F). Sin embargo, en la práctica se diseña y se implementa la tecnología para no exceder el punto de formación de coque por sobrecalentamiento del crudo.

### 3. MODELADO DE ALTERNATIVAS DE APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE CALENTAMIENTO ELÉCTRICO

La aplicación de la tecnología de calentamiento eléctrico se puede ordenar en dos grupos de aplicaciones; las aplicaciones de la tecnología desde fondo de pozo y tuberías de producción y recolección con propósitos de aseguramiento de flujo y las aplicaciones de la tecnología en fondo con propósitos de estimulación, conversión (ICP) o precalentamiento en procesos SAGD.

En la presente evaluación se realizará el análisis del comportamiento de la tecnología como herramienta para el aseguramiento de flujo cuando es aplicada en fondo de pozo [1] línea producción [2] y línea de recolección [3] como se indica en la figura 25.

**Figura 25.** Aplicaciones de la tecnología en aseguramiento de flujo.



Se define un caso base de producción de crudo pesado sobre el cual se evalúa el desempeño de la tecnología de calentamiento eléctrico en las tres formas de aplicación para seleccionar la más adecuada para el caso.

Se indica la herramienta de cálculo utilizada para la simulación del comportamiento del sistema de producción antes y después de la tecnología de calentamiento eléctrico.

### **3.1 DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS DE CALENTAMIENTO ELECTRICO**

Los sistemas de calentamiento eléctrico están conformados por cargas de tipo resistivo que requieren para su operación, el suministro de energía proveniente de una fuente de corriente eléctrica normalmente de tipo alterno.

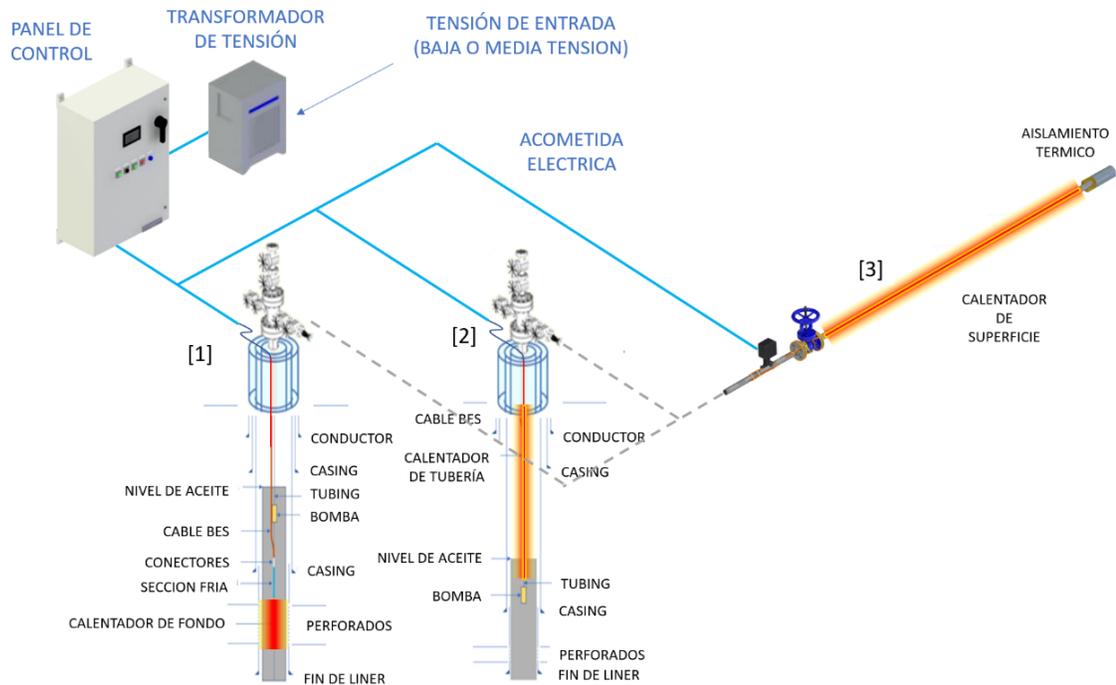
Entre las diferentes aplicaciones, los sistemas de calentamiento comparten una estructura similar a nivel de elementos de regulación de tensión, protecciones eléctricas, control de potencia y monitoreo de señales de tipo eléctrico y de proceso.

Las diferencias entre sistemas de calentamiento están asociadas a las características de las cargas resistivas por aspectos como son el tipo de cable, su ubicación, longitud, número de fases, nivel de tensión, frecuencia y consumo eléctrico.

A nivel eléctrico los sistemas de calentamiento eléctrico por tratarse de cargas de tipo resistivo, el consumo de potencia es principalmente de tipo activo con factor de potencia muy cercano a 1. Esto significa que, del total de energía eléctrica entregada a la carga (cables calefactores) , cerca del 100% se convierte en calor, logrando que aun con la reducción de tensión por regulación en la acometida eléctrica la eficiencia total del sistema de calentamiento eléctrico sea superior al 90%.

**3.1.1 Facilidades Eléctricas de los sistemas de calentamiento** La figura 26 presenta las facilidades eléctricas comunes entre los diferentes sistemas de calentamiento eléctrico.

**Figura 26.** Facilidades eléctricas comunes de los sistemas de calentamiento.



**3.1.1.1 Transformador de Potencia Eléctrica** Transformador de potencia eléctrica para regular el nivel de tensión disponible en la locación con el nivel de tensión requerido por el sistema de calentamiento de acuerdo con la aplicación.

Regularmente se implementan los mismos niveles de tensión utilizadas para los sistemas de levantamiento en las locaciones.

**3.1.1.2 Panel de monitoreo y control de potencia** Panel de control con protecciones eléctricas, sistema de regulación de entrega de potencia, lectura de sensores provenientes de la aplicación de calentamiento, Interfaces de usuario y facilidades de comunicación remota e integración con los sistemas de levantamiento artificial.

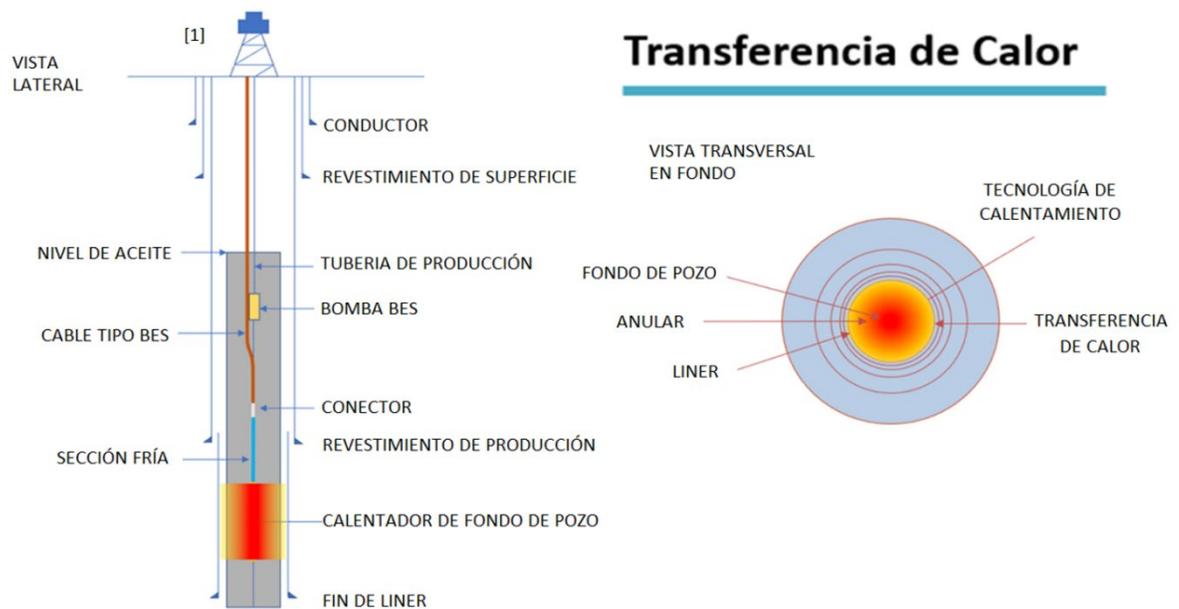
**3.1.1.3 Acometida de suministro eléctrico** A nivel de acometida de suministro eléctrico entre el panel de control y el sistema de calentamiento se implementa cableado y tubería tradicional para aplicaciones industriales. Seleccionado acorde con los niveles de tensión y corriente del diseño de la aplicación, conservando los debidos espacios en tubería y calibres para evitar pérdidas por regulación en el cableado de suministro eléctrico.

**3.1.2 Sistemas de Calentamiento en fondo de pozo** Sistema de calentamiento eléctrico en fondo de pozo, implementado para elevar la temperatura del fluido y reducir su viscosidad favoreciendo su movilidad y acceso a la succión de la bomba de levantamiento.

El sistema está conformado por las facilidades eléctricas en superficie y conducción de tensión por cableado igual a los implementados para las bombas de tipo electro sumergible (BES). El cambio de cableado de potencia a cableado de calentamiento se realiza a través de elementos de acople especializados para garantizar la continuidad eléctrica entre cables y el aislamiento eléctrico con el exterior de los cables.

La figura 27 presenta un esquema general del sistema de calentamiento y el perfil de propagación de calor en fondo de pozo.

**Figura 27.** Esquema de sistema de calentamiento en fondo de pozo



Los cables calefactores de tecnología MI poseen una sección de cable de tipo frío (*Cold Lead*) la cual no se calienta al paso de corriente. Su función es separar el cableado de potencia (*Tipo BES*) de la sección de calentamiento.

El cable calefactor se instala frente a la cara de la formación y para su soporte se implementa regularmente tubería en diámetro seleccionado según el espaciamiento libre del revestimiento en el fondo del pozo. El cableado es sujetado por medio de bandas de acero inoxidable y protectores especiales para garantizar la integridad del cable durante su paso por las diferentes desviaciones del pozo.

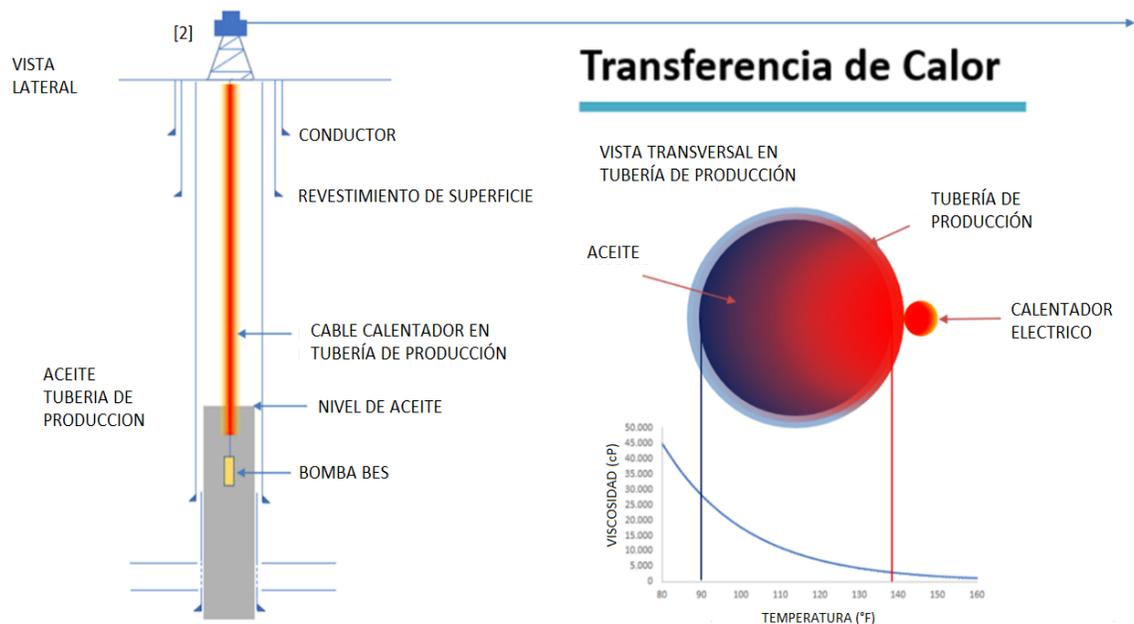
En este tipo de sistemas, el cable calefactor permanece sumergido en el crudo para transferir por conducción y convección el calor al fluido, aumentando su temperatura y reduciendo su viscosidad.

**3.1.3 Sistemas de Calentamiento en tubería de producción** Sistema de calentamiento eléctrico, implementado para elevar la temperatura del fluido al interior de la tubería de producción para reducir su viscosidad favoreciendo su movilidad desde la descarga de la bomba del sistema de levantamiento hasta la cabeza de pozo en superficie.

Los cables calefactores se instalan a lo largo de la superficie externa de la tubería de producción de forma similar a la instalación que se realiza para el cableado de potencia de las bombas BES. En algunas aplicaciones, se utiliza calentamiento por efecto piel con coil tubing para realizar el calentamiento al interior de la tubería de producción.

La figura 28 presenta el esquema general del sistema de calentamiento y el perfil de propagación de calor en la tubería de producción.

**Figura 28.** Esquema de sistema de calentamiento en tubería de producción



El cableado es sujetado a la tubería de producción por medio de bandas de acero inoxidable y protectores especiales para garantizar la integridad del cable durante su paso por las diferentes desviaciones del pozo.

El calor generado por el cable calefactor es transferido por conducción a la tubería de producción, la cual a su vez transfiere por conducción y convección el calor al fluido ascendente por la tubería.

El número de cables calefactores depende del diseño, el cual puede estar conformado por uno o varios cables calefactores.

**3.1.4 Sistemas de calentamiento en tubería de recolección** Sistema de calentamiento eléctrico, implementado para elevar la temperatura del fluido al interior de la tubería de recolección en superficie para reducir su viscosidad favoreciendo su movilidad desde la cabeza del pozo hasta la estación de recolección.

Los cables calefactores se instalan a lo largo de la superficie externa de la tubería de recolección, la cual es recubierta con aislamiento térmico en su totalidad para evitar la pérdida de calor con el medio ambiente.

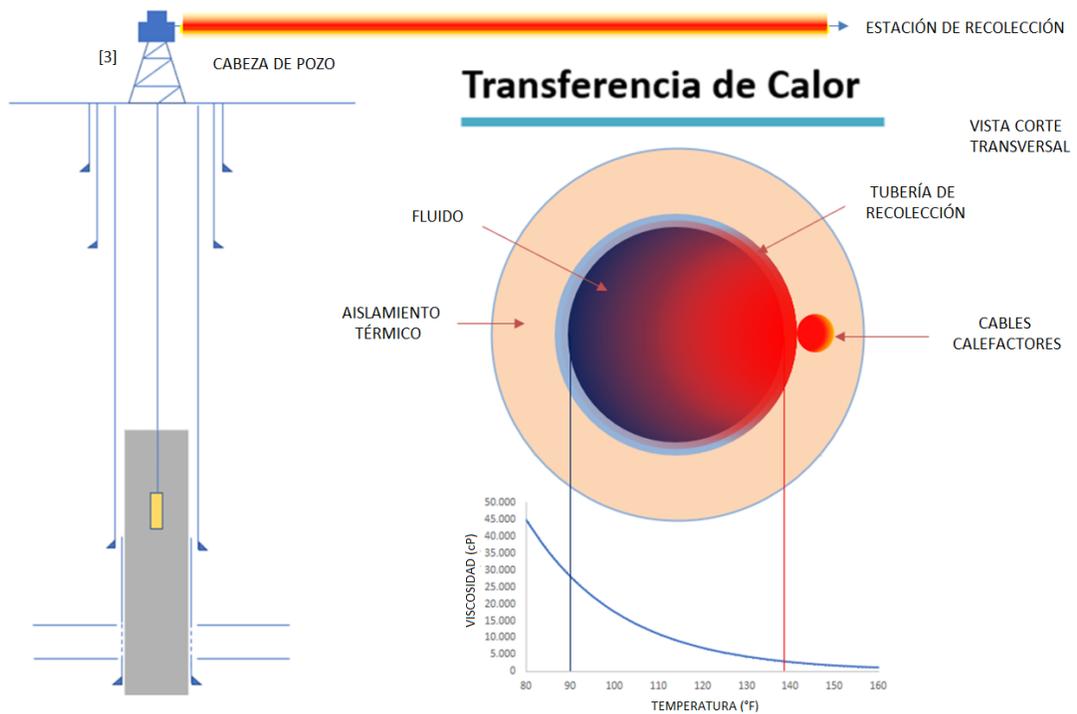
La especificación del material del aislamiento térmico es un factor fundamental del diseño del sistema de calentamiento eléctrico dada su importancia en el manejo eficiente de la energía.

A nivel de tecnologías de calentamiento son múltiples los tipos de cables que pueden ser implementados, siendo su nivel de potencia y alcance según la aplicación, los factores fundamentales para su selección.

El número de cables calefactores depende del diseño, el cual puede estar conformado por uno o varios cables calefactores.

La figura 29 presenta el esquema general del sistema de calentamiento y el perfil de propagación de calor en la tubería de recolección.

**Figura 29.** Esquema de sistema de calentamiento en tubería de producción



### 3.2 HERRAMIENTA DE MODELAMIENTO

La simulación de aplicación de la tecnología se realizará en la herramienta informática del tipo Hoja de Cálculo llamada WHA (Well Heating Application) desarrollada por el autor con la empresa Advanced Technology Applications, empresa especialista en sistemas de calentamiento eléctrico.

A través de los módulos de entrada de información de la herramienta WHA se define el sistema de producción del caso base sobre el cual se analizará el uso de la tecnología de calentamiento eléctrico.

La herramienta se alimenta con información a nivel de:

- ✓ Propiedades del Fluido
- ✓ Detalle del completamiento mecánico del pozo.
- ✓ Facilidades de recolección en superficie
- ✓ Índice de producción
- ✓ Perfiles de gradiente geotérmico en pozo
- ✓ Perfil de temperatura en superficie
- ✓ Condiciones operaciones en pozo y superficie.
- ✓ Datos de producción bajo condiciones del caso base

La herramienta realiza la simulación del sistema de producción del caso base como referencia antes del calentamiento eléctrico.

Dependiendo de la aplicación de calentamiento a simular; en fondo de pozo, tubería de producción o tubería de recolección, se definen los parámetros de la herramienta de calentamiento como su ubicación, profundidad, extensión, estructura, tipo de cables, número de cables, potencia, voltajes de operación, aislamiento térmico y demás parámetros eléctricos de la herramienta.

La herramienta realiza la simulación completa del sistema de producción y presenta a nivel de tablas y gráficos, el comportamiento de variables de proceso como el flujo, la temperatura, la viscosidad, niveles de fluido, y presiones a lo largo de todo el sistema de producción.

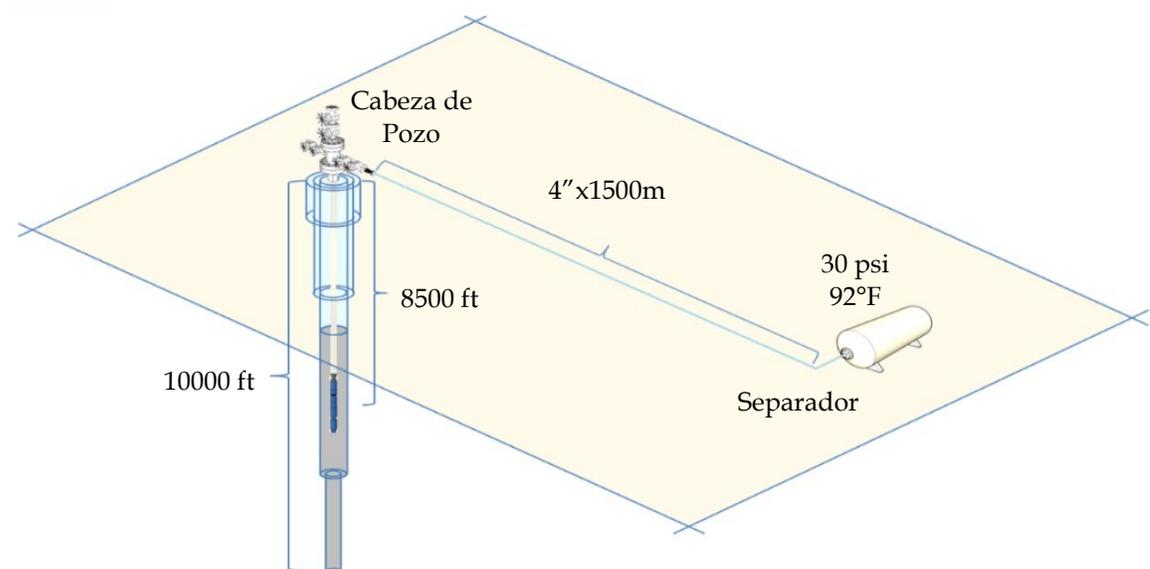
Igualmente, variables de tipo eléctrico a nivel de consumo e indicadores para evaluar la efectividad del calentamiento como la relación de cambio de flujos y esfuerzos hidráulicos antes y después de la tecnología de calentamiento eléctrico.

Con base en los resultados obtenidos a través de la simulación de cada escenario, se selecciona la aplicación o el conjunto de aplicaciones con las cuales el calentamiento genera los mejores resultados para el aprovechamiento del potencial del pozo y el seguimiento de flujo con las mejores condiciones operaciones.

### 3.3 CASO BASE PARA EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA

Se considera un sistema de producción de crudo pesado en un pozo vertical con sistema de levantamiento artificial por bomba electro sumergible y tubería de recolección en superficie soportada en toda su extensión y conexión directa al separador de la estación de tratamiento. La figura 30 presenta el diagrama general del sistema de producción.

**Figura 30.** Diagrama general de sistema de operación.



Se presentan las variables técnicas del proceso a nivel de parámetros del fluido, completamiento mecánico, facilidades en superficie y condiciones operacionales del caso base antes de la tecnología de calentamiento eléctrico.

**3.3.1 Propiedades del Fluido** A continuación, se presenta las variables del caso base a partir de las cuales se realizará el análisis de la tecnología. Sin embargo, en el análisis de sensibilidad del capítulo 4 se realizarán cambios en las propiedades.

Se considera un crudo de tipo pesado con una gravedad de 12°API de acuerdo con el análisis de mayor representatividad de los crudos pesados nacionales realizados en el capítulo 1.

La viscosidad del crudo se seleccionó a partir del modelamiento matemático elaborado para correlacionar este valor con la gravedad API y temperatura de los crudos pesados nacionales.

A nivel de contenido de agua, se contempla un valor del 0% en BSW. Valor seleccionado teniendo en cuenta que la tecnología de calentamiento busca modificar la viscosidad del crudo por lo cual es fundamental que la mayor participación del fluido este conformada por el crudo.

En el análisis de sensibilidad se contempla el comportamiento del sistema según al aumento del BSW.

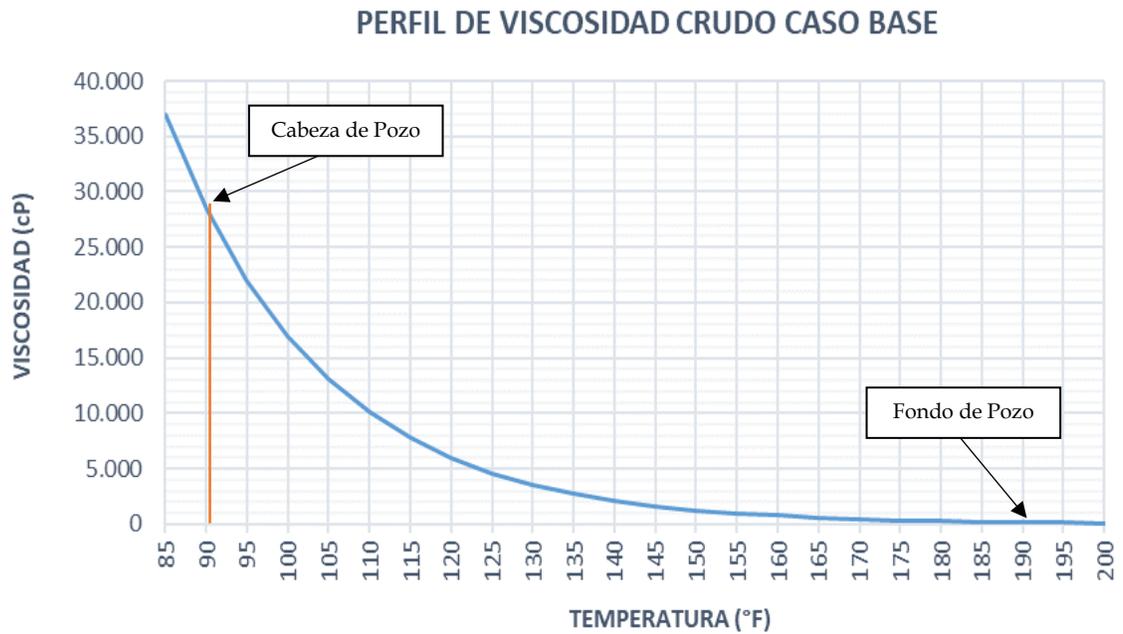
La tabla 6 presenta las propiedades del fluido.

La figura 31 presenta el perfil de viscosidad del crudo.

**Tabla 6.** Propiedades del fluido

Properties		Value		Unit
Oil API Gravity		12		API
Oil Specific Gravity		1		
Water Specific Gravity		1		
BSW		0		%
Oil Viscosity @ Temperature 1	°F	77	56.013	cP
Oil Viscosity @ Temperature 2	°F	86	35.066	cP
Oil Viscosity @ Temperature 3	°F	95	21.953	cP
Oil Viscosity @ Temperature 4	°F	104	13.743	cP
Oil Viscosity @ Temperature 5	°F	113	8.604	cP
Oil Viscosity @ Temperature 6	°F	122	5.386	cP
Oil Viscosity @ Temperature 7	°F	140	2.111	cP
Oil Viscosity @ Temperature 8	°F	150	1.255	cP

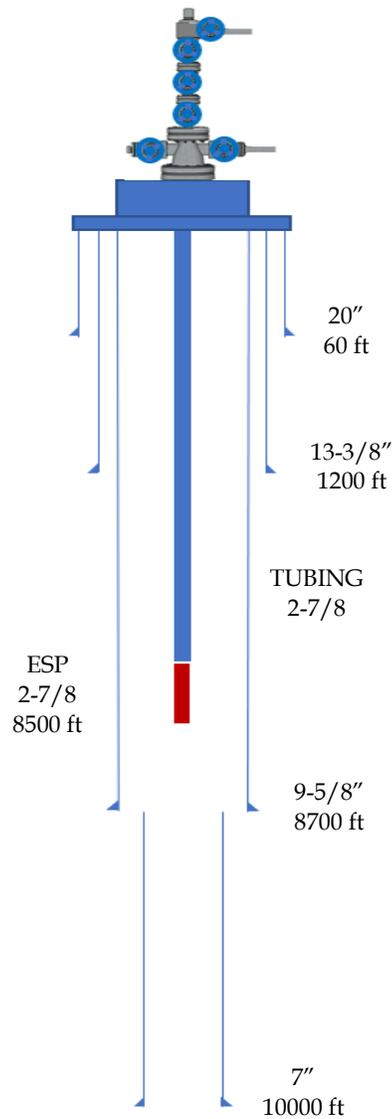
**Figura 31.** Perfil de viscosidad de crudo



**3.3.2 Completamiento Mecánico** Se considera un pozo de tipo vertical de 10000 ft de profundidad con Casing de 9-5/8" desde tope hasta 8700 ft y Liner de 7" hasta fondo de pozo. Tubing de producción y bomba de 2-7/8".

Ver Figura 32 y Tablas 7 y 8.

**Figura 32.** Estado Mecánico



**Tabla 7.** Completamiento mecánico – Casing

Casing	Diameter (in)	Weight (lb/ft)	Grade	Length (ft)	Top (ft)	Shoe (ft)	Capacity (Bls/ft)	Drift (in)
Conductor	20	94,0	K - 55	60	0	60	0,3553	18,935
Surface	13 3/8	68,0	K - 55	1200	0	1200	0,1497	12,259
Production	9 5/8	47,0	P-110	8700	0	8700	0,0732	8,525
Liner 1	7	29,0	P-110	650	8700	9350	0,0371	6,059
Liner 2	7	29,0	P-110	650	9350	10000	0,0371	6,059

**Tabla 8.** Completamiento mecánico – Tubing / Pump

Tubing / Pump	Diameter (in)	Weight (lb/ft)	Grade	Length (ft)	Top (ft)	Shoe (ft)	Capacity (Bls/ft)
Production 1	2 7/8	6 1/2	8RD	8.480	0	8.480	0,01
Production 2							
Production 3							
Pump	2 7/8			20	8.480	8.500	

**3.3.3 Datos operativos y de producción** Se considera para el caso base un pozo perforado en un yacimiento de crudo pesado con un índice de producción de 5 Bls/psi y producción de 50 BPD con presión de fondo en estado dinámico de 2750 psi.

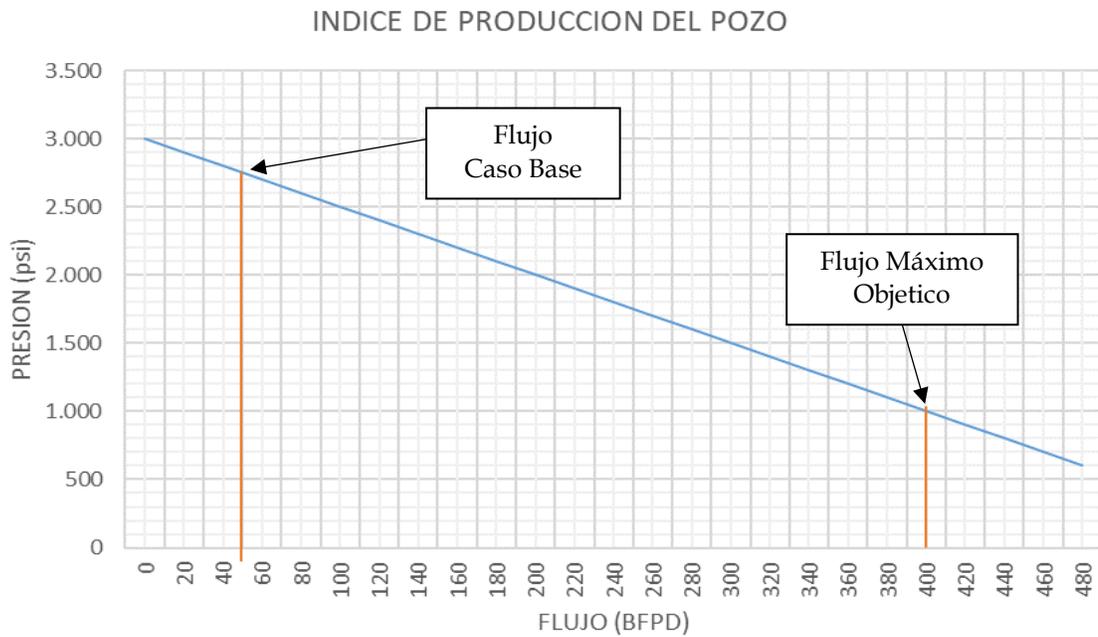
La figura 33 presenta el perfil del índice de productividad.

La tabla 9 presenta los datos de producción y condiciones de operación.

**Tabla 9.** Datos operativos y de producción

Operational & Production Data	Value	Unit
Fluid Production Rate	50	BPD
Oil Production Rate	50	BOPD
Water Production Rate	0	BWPD
Geothermal Surface Temperature	90	°F
Wellhead Temperature - Flowing Condition	95	°F
Bottom Hole Temperature	190	°F
@ Bottom Hole Depth	10.000	ft
Max Allowable Pump Temperature	300	°F
Geothermal Gradient	1	°F/100ft
Wellhead Pressure	273	PSI
Bottom Hole Pressure - Flowing Condition	2.750	PSI
Bottom Hole Pressure - Static Condition	3.000	PSI
Productivity Index (PI) - Total Liquid Flow / Pressure Drawdown	5	BLS/PSI

**Figura 33.** Índice de producción del pozo



**3.3.4 Datos de superficie** En superficie se considera una línea de recolección de 4", sobre soportes (Marcos H) en toda su extensión, expuesta al ambiente, sin accesorios de tubería intermedios y en conexión directa a separador sin mezcla con el fluido de otros pozos.

Se considera un diferencial de altura de 10 metros entre la locación del pozo y la estación de recolección. A Nivel de temperatura se contempla un diferencial de 2°F.

La tubería de recolección se considera en diámetro de 4" en acero al carbón ANSI 150# la cual para un rango de temperatura entre 100 a 200°F, la presión máxima es de 250psi y 285psi para temperatura interior a 100°F.

La tabla 10 presenta los datos de operación y dimensiones de las facilidades en superficie.

**Tabla 10.** Datos de superficie

Surface Data	Value	Unit
Well Head Pressure	273	psi
Well Head Temperature	95	°F
Separator Pressure	30	psi
Station Ambient Temperature	88	°F
Pipe Diameter	4	inch
Pipe Rating	150	#
Pipe Length	1.500	m
Pipe Length	4.921	ft
Supported pipe length	1.500	m
Supported pipe length	4.921	ft
Height Differential	10	m
Height Differential	33	ft

**3.3.5 Datos de Costos de Producción** Se considera los siguientes costos de producción como referencia para el análisis económico de aplicación de la tecnología.

La tabla 11 presenta el precio de referencia utilizado para la valoración de la producción crudo producido y el beneficio económico con la implementación de la tecnología. Se considera crudo de gravedad de 12°API de propiedades similares al crudo Rubiales con precio de referencia BRENT menos 10,3 USD/Bls<sup>27</sup>.

**Tabla 11.** Datos costos de producción caso base

Opex Information	Value	Unit
Lifting Cost	16	USD/Bls
Reference Price Indicator (Name)	BRENT	
Price Differential	-10,3	USD/Bls

### 3.4 SIMULACIÓN CASO BASE SIN CALENTAMIENTO ELÉCTRICO

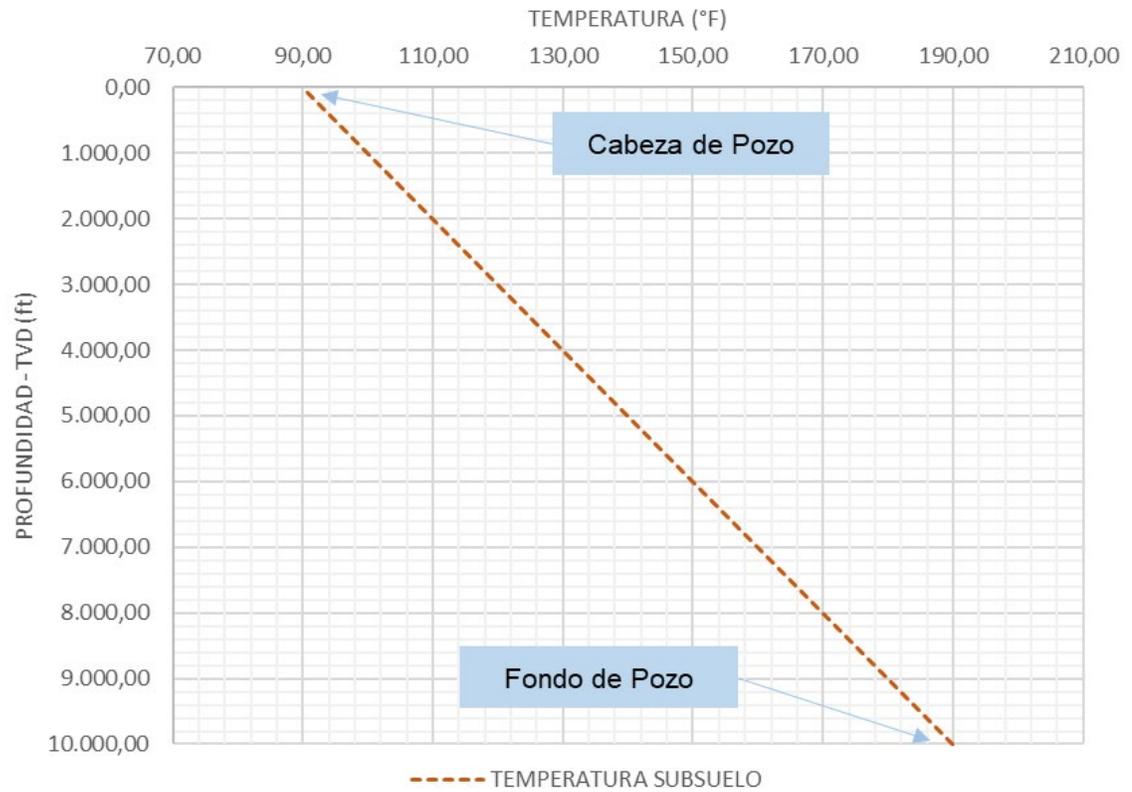
Previo a la implementación de la tecnología de calentamiento eléctrico se realiza la simulación del sistema de producción del caso base como referencia para comparación de resultados.

Las figuras 34 y 35 presentan el perfil de temperatura del gradiente geotérmico y el perfil de temperatura ambiente en superficie respectivamente.

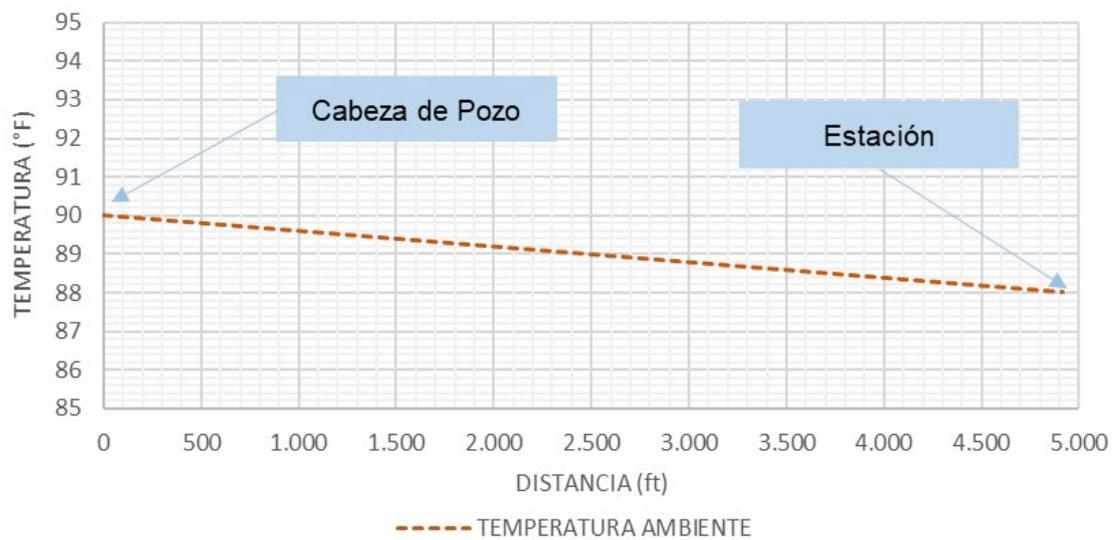
Las tablas 12 y 13 presentan los resultados de la simulación al interior del pozo y superficie del caso base respectivamente.

<sup>27</sup> Precio crudo Rubiales de Ecopetrol. Julio 2021.

**Figura 34.** Perfil de temperatura del gradiente geotérmico



**Figura 35.** Perfil de temperatura ambiente en superficie



**Tabla 12.** Datos Simulación Caso Base – Interior de Pozo

Downhole Data		
Production Rate	50	BPD
Downhole Temperature	190	°F
Downhole Pressure	2750	psi
Fluid Level	3570	ft
Pump Depth	8500	ft
Inlet Pump Pressure	2109	psi
Delta Pump Pressure	2315	psi
Outlet Pump Pressure	4423	psi
Flow/DPPressure Ratio	2,2	BPD/100psi
Frictional Pressure Losses	514	psi
hydrostatic pressure	3636	psi
Well Head Pressure	273	psi
Surface Temperature	90	°F
Well Head Temperature	95	°F

**Tabla 13.** Datos Simulación Caso Base – Superficie

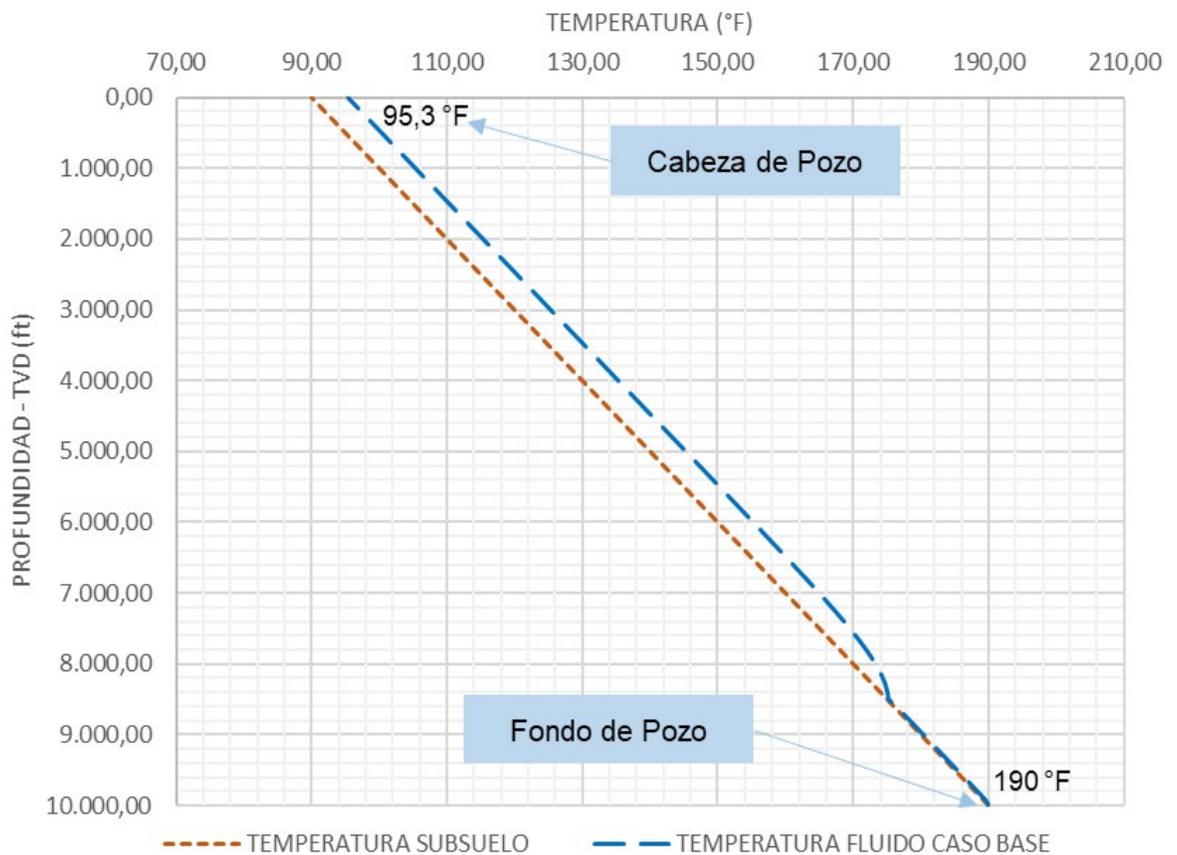
Surface Data		
Production Rate	50	BPD
Surface Well Temperature	90	°F
Fluid Inlet Temperature	95	°F
Well Head Pressure	273	psi
Frictional Pressure Losses	229	psi
Head Differential Pressure	14	psi
Separator Pressure	30	psi
Station Ambient Temperature	88	°F
Fluid Outlet Temperature	88	°F

Las figuras 36 y 37 presentan respectivamente el perfil de temperatura del fluido al interior del pozo y superficie de acuerdo con los parámetros de producción del caso base. De igual manera las figuras 38 y 39 presentan el comportamiento de viscosidad con base en el perfil de temperatura del fluido.

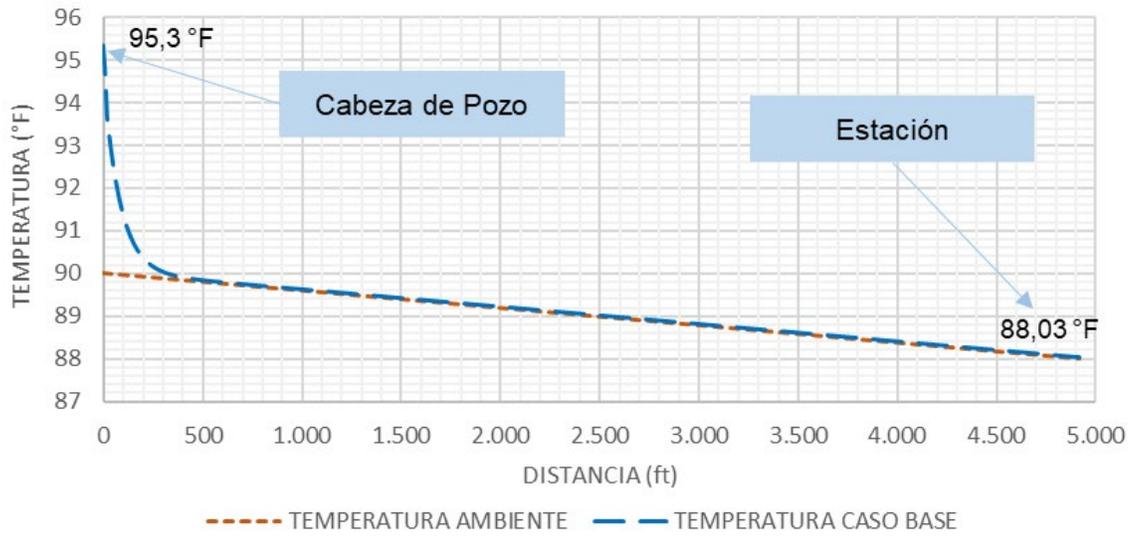
Las figuras 36 y 38 permiten observar que, aunque la temperatura del fluido en fondo de pozo es de 190°F para la cual corresponde una viscosidad de 156 cP, durante el ascenso del fluido, este pierde temperatura y la viscosidad aumenta, llegando a superficie con 95,3°F y 21573 cP.

La figura 36 también permite observar un diferencial de temperatura entre el fluido y el gradiente geotérmico por efecto de la velocidad del fluido. Efecto que se genera debido a la reducción en la pérdida de calor del fluido por el menor tiempo de exposición a la temperatura del subsuelo.

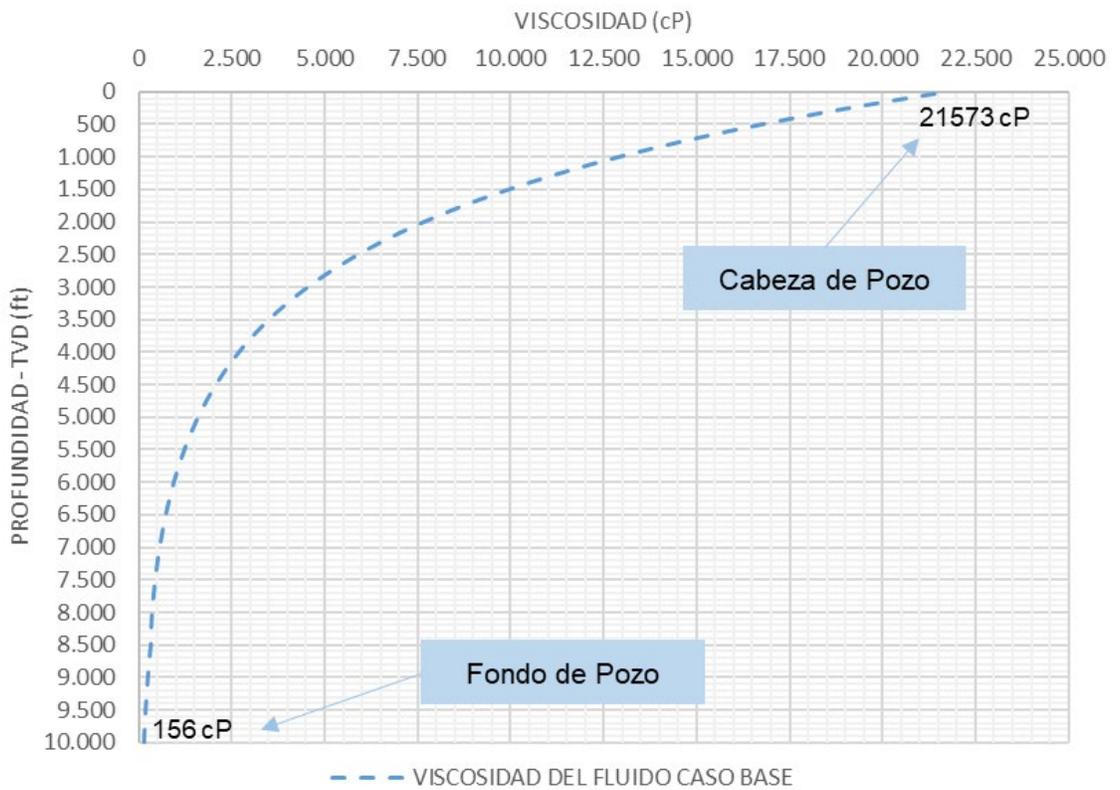
**Figura 36.** Perfiles de temperatura caso base al interior del pozo



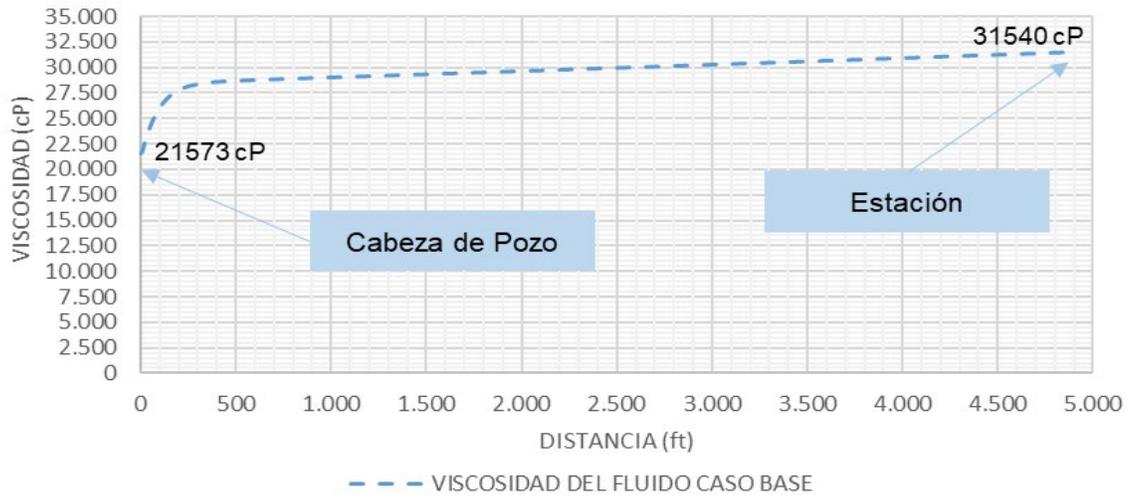
**Figura 37.** Perfiles de temperatura caso base en superficie



**Figura 38.** Perfil de viscosidad del fluido caso base al interior del pozo

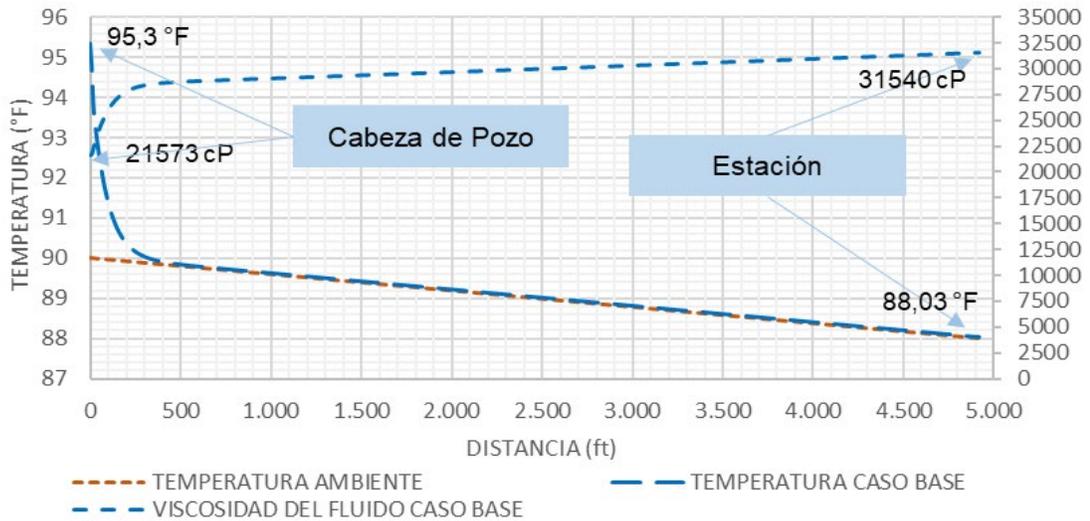


**Figura 39.** Perfiles de viscosidad del fluido caso base en superficie



La figura 37 permite observar como la temperatura del fluido en superficie, decrece prontamente y se ajusta a la temperatura ambiente, por lo cual como se observa en la figura 39, la viscosidad del fluido al mismo tiempo se incrementa afectando el comportamiento hidráulico a lo largo de la tubería de recolección. La figura 40 presenta la temperatura y viscosidad del fluido para visualizar con mejor detalle este efecto.

**Figura 40.** Perfiles de temperatura y viscosidad de caso base en superficie



De manera general el caso base está conformado por un pozo en producción de 50 BPD de crudo pesado con nivel de fluido ubicado 3750 ft de profundidad y bomba de levantamiento artificial ubicada a 8500 ft que opera con una sumergencia de 4750 ft, y presión en cabeza de pozo de 273 psi al límite de la presión máxima permitida por el rating de la tubería.

### **3.5 SIMULACIÓN CASO BASE CON CALENTAMIENTO ELÉCTRICO**

Se realiza la aplicación simulada de la tecnología de calentamiento eléctrico aplicada en fondo de pozo, línea de producción y superficie y se analizan los resultados obtenidos para seleccionar el tipo de calentamiento más adecuado para las condiciones del caso base respecto al aseguramiento de flujo.

A nivel de facilidades eléctricas, los tres diseños se realizan considerando una fuente eléctrica en voltaje y potencia de nominación típica y similar a las facilidades disponibles en las locaciones para la operación de los sistemas de levantamiento. Se contemplan fuentes de suministro eléctrico de 480VAC, 3ph y 60 Hz.

**3.5.1 Calentamiento eléctrico en fondo de pozo** Se contempla un sistema de calentamiento en fondo de pozo de 55kW con tecnología de cable MI para elevar la temperatura del fluido y reducir su viscosidad antes de la succión del sistema de levantamiento.

Las tablas 14 y 15 presentan los resultados al interior del pozo y en superficie respectivamente, de la simulación del sistema calentamiento en fondo de pozo en comparación con los resultados del caso base sin calentamiento.

La figura 41 presenta el perfil de temperatura del fluido al interior del pozo con la aplicación de la tecnología de calentamiento en fondo en comparación con el perfil de temperatura del caso base

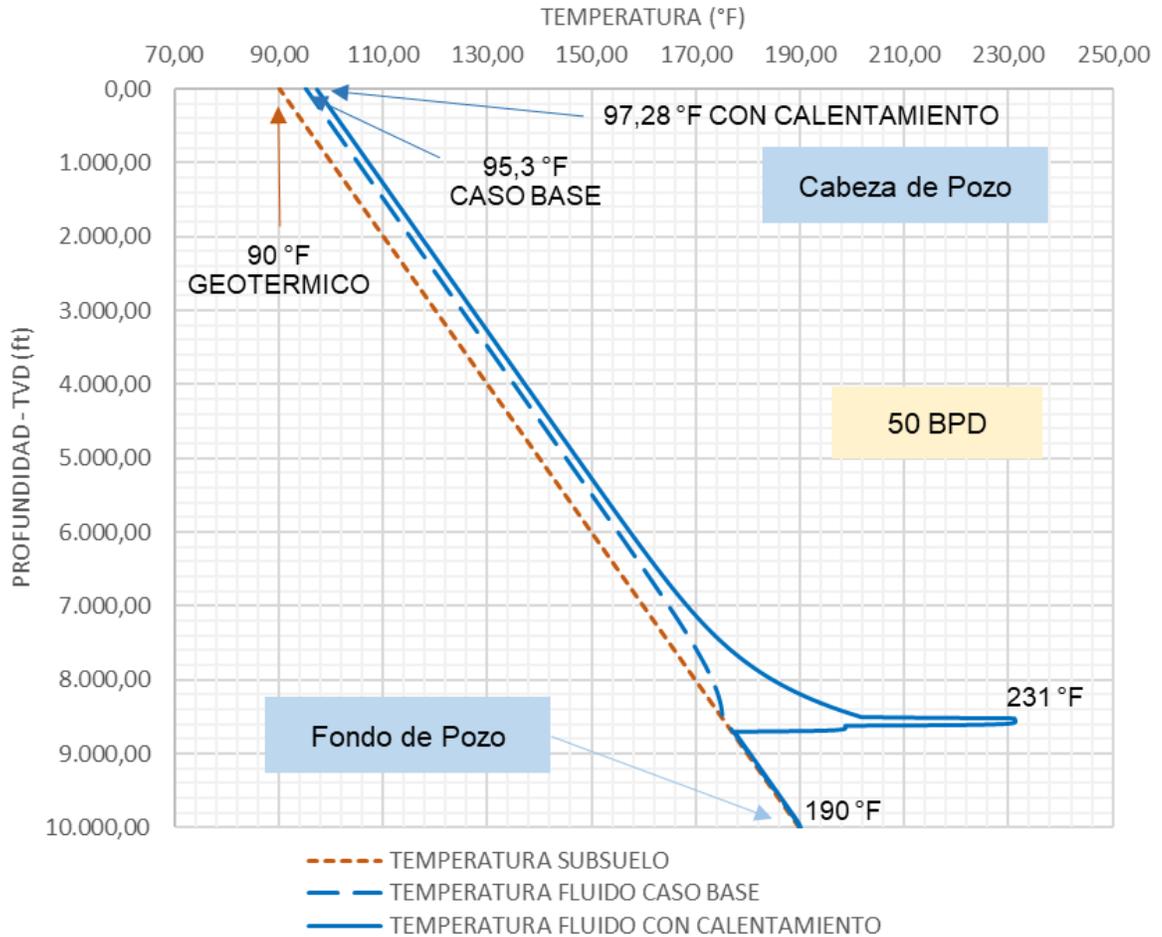
**Tabla 14.** Resultados de simulación de calentamiento en fondo de pozo versus caso base – Datos al interior del pozo

DOWNHOLE DATA	CASO BASE		CON CALENTAMIENTO	
Production Rate	50	BPD	50	BPD
Downhole Temperature	190	°F	190	°F
Downhole Pressure	2750	psi	2750	psi
Fluid Level	3570	ft	3570	ft
Pump Depth	8500	ft	8500	ft
Inlet Pump Pressure	2109	psi	2109	psi
Delta Pump Pressure	2315	psi	2253	psi
Outlet Pump Pressure	4423	psi	4362	psi
Flow/DPPressure Ratio	2	BPD/100psi	2,2	BPD/100psi
Frictional Pressure Losses	514	psi	462	psi
hydrostatic pressure	3636	psi	3636	psi
Well Head Pressure	273	psi	263	psi
Surface Temperature	90	°F	90	°F
Well Head Temperature	95	°F	97	°F

**Tabla 15.** Resultados de simulación de calentamiento en fondo de pozo versus caso base – Datos de superficie

SURFACE DATA	CASO BASE		CON CALENTAMIENTO	
Production Rate	50	BPD	50	BPD
Surface Well Temperature	90	°F	90	°F
Fluid Inlet Temperature	95	psi	97	°F
Well Head Pressure	273	ft	263	psi
Frictional Pressure Losses	229	psi	219	psi
Head Differential Pressure	14	psi	14	psi
Separator Pressure	30	psi	30	psi
Station Ambient Temperature	88	BPD/100psi	88	°F
Fluid Outlet Temperature	88	BPD/100psi	88	°F

**Figura 41.** Perfiles de temperatura al interior del pozo de caso base y caso con calentamiento en fondo de pozo



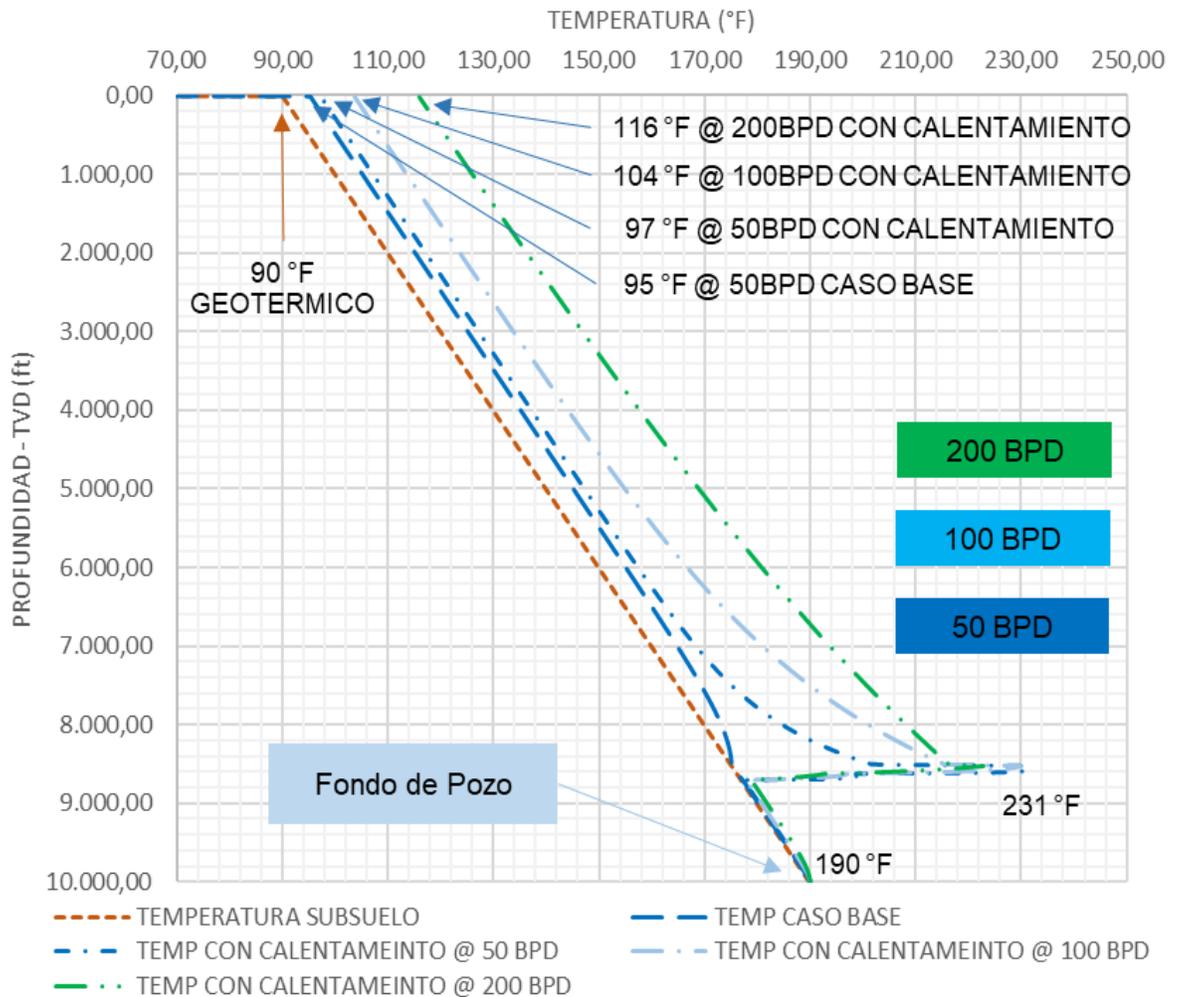
La figura 41 permite observar que el sistema de calentamiento en fondo logra incrementar la temperatura del fluido hasta 231°F reduciendo la viscosidad del fluido a 19 cP.

Comparando los datos obtenidos con el calentamiento eléctrico versus los datos del caso base se identifica una reducción en el delta de presión de la bomba de levantamiento y un incremento en el perfil de temperatura del fluido.

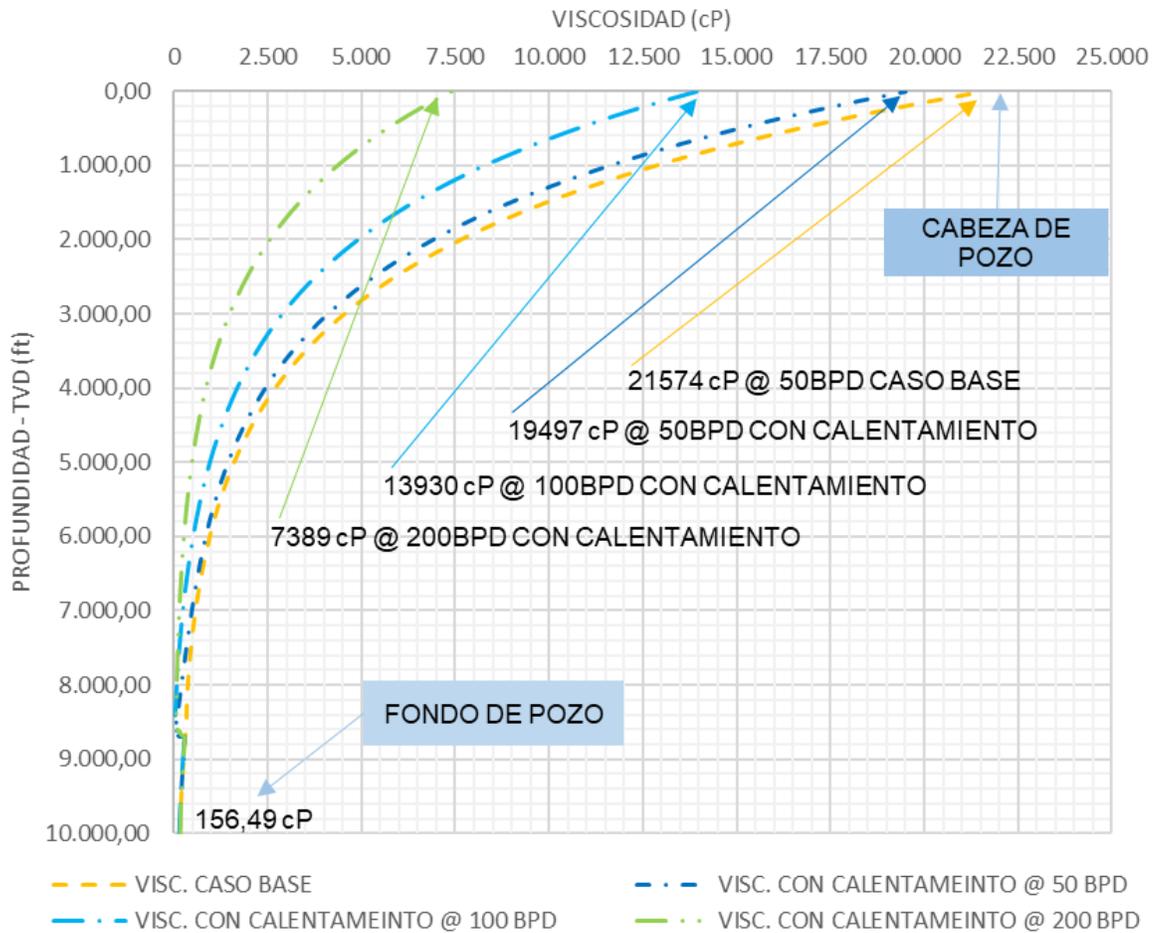
Al analizar el comportamiento del pozo para mayores tasas de flujo dado el incremento logrado en temperatura por el sistema de calentamiento, se identifica una mayor conservación de la temperatura del fluido y por lo tanto una reducción general de su viscosidad a medida que aumenta el flujo.

Las figuras 42 y 43 permiten observar este efecto.

**Figura 42.** Perfiles de temperatura para diferentes tasas de flujo al interior del pozo con sistema de calentamiento eléctrico.

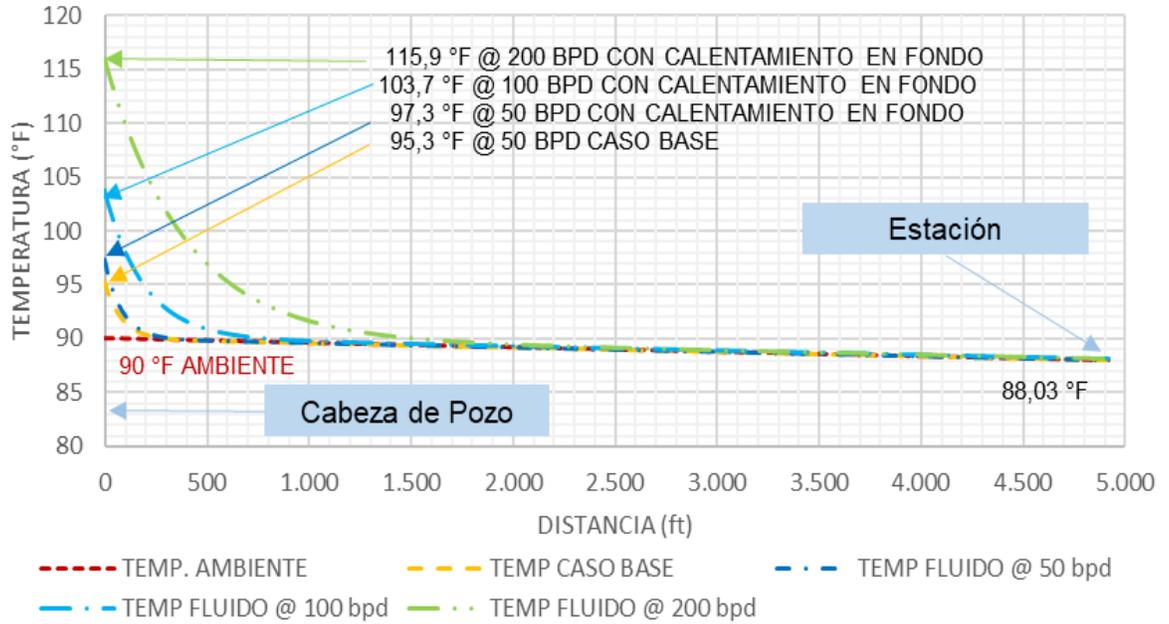


**Figura 43.** Perfiles de viscosidad para diferentes tasas de flujo al interior del pozo con sistema de calentamiento eléctrico.

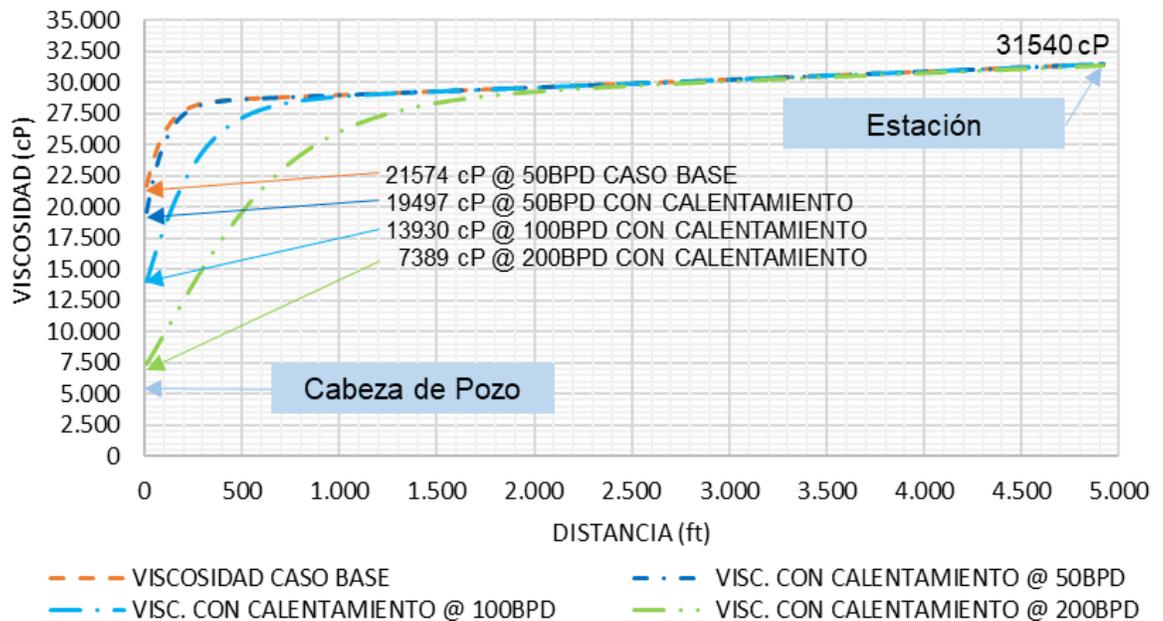


Las figuras 42 y 43 permiten comprender que el calentamiento en fondo logra disminuir la viscosidad del fluido lo que favorece el uso de mayores tasas de producción. Sin embargo, al analizar el comportamiento del sistema de recolección se identifica que en superficie la temperatura del fluido decrece rápidamente aumentando la viscosidad del fluido y la presión en cabeza se incrementa por encima del rating de la tubería (Limite de 285 psi @ 100°F) lo que impide aumentar el flujo en valores superiores a 50 BPD. Las figuras 44 y 45 permiten observar este comportamiento.

**Figura 44.** Perfiles de temperatura para diferentes tasas de flujo en tubería de recolección de pozo con sistema de calentamiento eléctrico en fondo.



**Figura 45.** Perfiles de viscosidad para diferentes tasas de flujo en tubería de recolección de pozo con sistema de calentamiento eléctrico en fondo.



Lo anterior permite identificar que para las condiciones particulares del caso base, se requiere complementar el diseño con un sistema de mantenimiento de temperatura en superficie para conservar las condiciones de menor viscosidad que se obtienen con el calentamiento en fondo.

**3.5.2 Calentamiento eléctrico en tubería de producción** Se contempla un sistema de calentamiento de 100kW sobre tubería de producción con tecnología de cable MI para incrementar la temperatura del fluido desde la descarga de la bomba del sistema de levantamiento hasta la cabeza de pozo.

El diseño modelado contempla iniciar el calentamiento desde una profundidad de 6400 ft con el objeto de mantener las condiciones de temperatura y viscosidad del fluido desde este nivel hasta superficie. La temperatura del fluido a 6400 ft es de 159 °F con una viscosidad de 780 cP.

Se realiza el calentamiento del fluido en dos etapas de 3200 ft cada una, dado que la diferencia en temperatura del fluido con el gradiente geotérmico se acentúa a medida que el fluido asciende requiriendo una mayor compensación a medida que se acerca a superficie.

Las tablas 16 y 17 presentan los resultados al interior del pozo y en superficie de la simulación del sistema calentamiento sobre la tubería de producción en comparación con los resultados del caso base sin calentamiento.

Las figuras 46 y 47 presentan respectivamente, los perfiles temperatura y viscosidad del fluido al interior del pozo con la implementación del sistema de calentamiento eléctrico en comparación con el caso base.

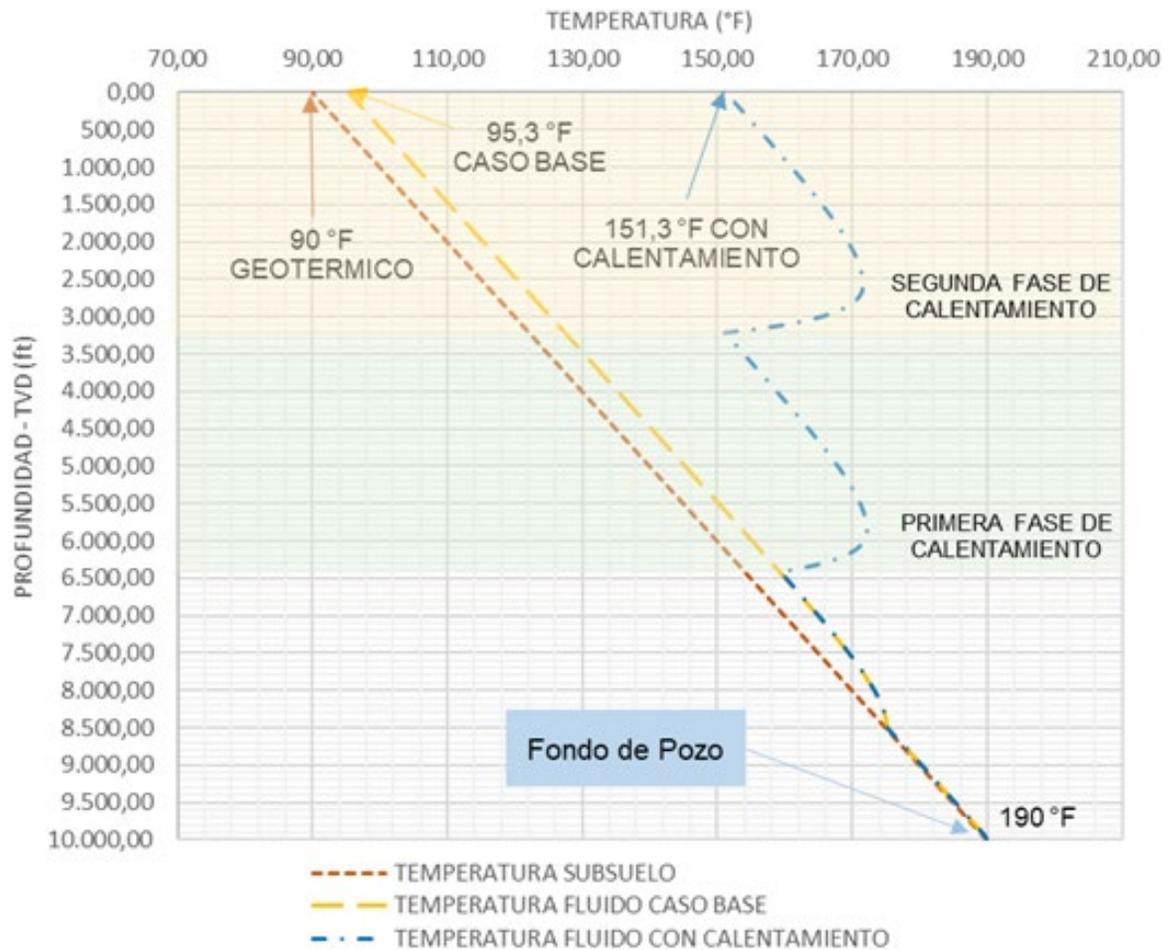
**Tabla 16.** Resultados de simulación de calentamiento sobre tubería de producción versus caso base – Datos al interior del pozo

DOWNHOLE DATA	CASO BASE		CON CALENTAMIENTO	
Production Rate	50	BPD	51	BPD
Downhole Temperature	190	°F	190	°F
Downhole Pressure	2750	psi	2745	psi
Fluid Level	3570	ft	3580	ft
Pump Depth	8500	ft	8500	ft
Inlet Pump Pressure	2109	psi	2104	psi
Delta Pump Pressure	2315	psi	1871	psi
Outlet Pump Pressure	4423	psi	3975	psi
Flow/DPPressure Ratio	2	BPD/100psi	2,7	BPD/100psi
Frictional Pressure Losses	514	psi	66	psi
hydrostatic pressure	3636	psi	3634	psi
Well Head Pressure	273	psi	276	psi
Surface Temperature	90	°F	90	°F
Well Head Temperature	95	°F	150	°F

**Tabla 17.** Resultados de simulación de calentamiento sobre tubería de producción versus caso base – Datos de superficie

SURFACE DATA	CASO BASE		CON CALENTAMIENTO	
Production Rate	50	BPD	51	BPD
Surface Well Temperature	90	°F	90	°F
Fluid Inlet Temperature	95	psi	150	°F
Well Head Pressure	273	ft	276	psi
Frictional Pressure Losses	229	psi	232	psi
Head Differential Pressure	14	psi	14	psi
Separator Pressure	30	psi	30	psi
Station Ambient Temperature	88	BPD/100psi	88	°F
Fluid Outlet Temperature	88	BPD/100psi	88	°F

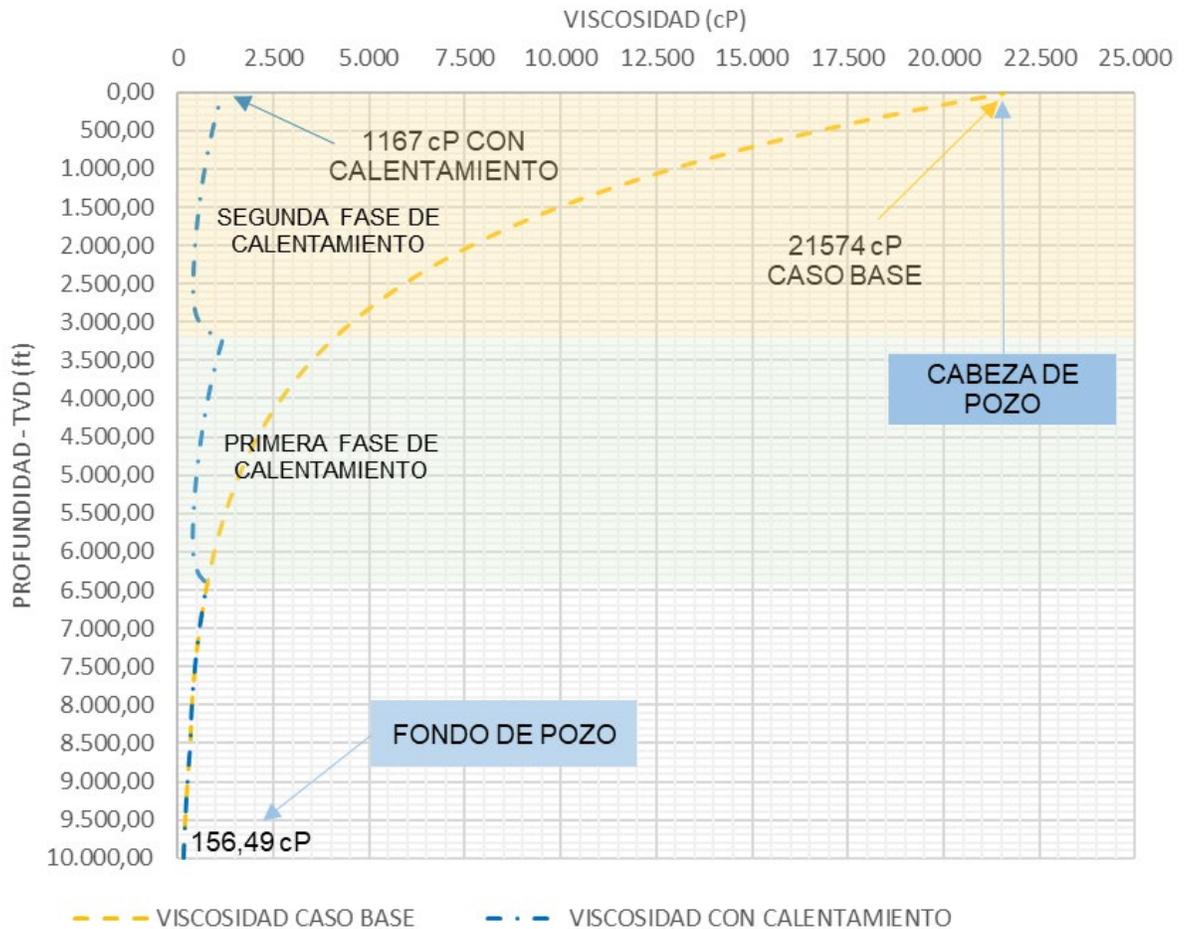
**Figura 46.** Perfiles de temperatura al interior del pozo de caso base y caso con calentamiento en tubería de producción



La figura 47 permite observar cómo el sistema de calentamiento eléctrico en la tubería de producción permite reducir la viscosidad del crudo pesado a niveles típicos de un crudo liviano. El cambio en la viscosidad reduce las pérdidas por fricción de 516 a 66 psi como se indica en la tabla 16.

El calentamiento logra que el fluido se reciba en cabeza de pozo a una temperatura de 151°F con una viscosidad de 1205 cP.

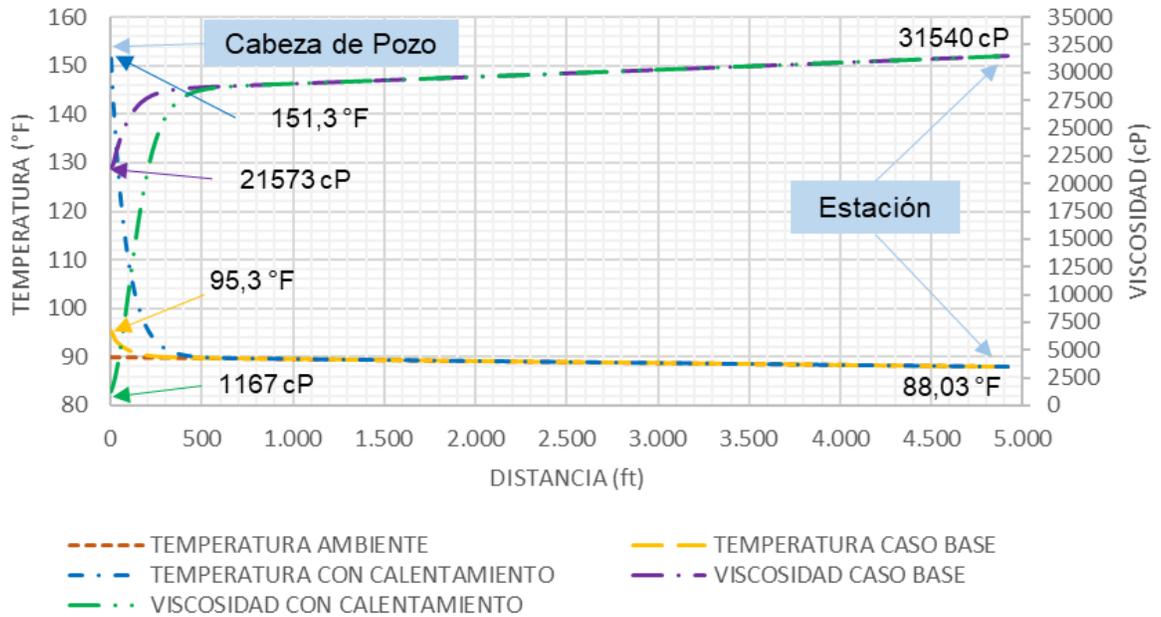
**Figura 47.** Perfiles de viscosidad al interior del pozo de caso base y caso con calentamiento en tubería de producción



El análisis a nivel de superficie permite notar que al igual que sucede con el calentamiento en fondo, la temperatura del fluido decrece rápidamente aumentando la viscosidad y se incrementa la presión superando el rating de la tubería lo que impide la posibilidad de aumentar el flujo.

La figura 48 permite observar este aspecto a través del perfil de temperatura y viscosidad del fluido en superficie-

**Figura 48.** Perfil de temperatura en superficie



Lo anterior permite identificar que para las condiciones particulares del caso base, es posible disminuir la viscosidad del fluido y reducir drásticamente las pérdidas por fricción al interior del pozo, pero se requiere complementar el diseño con un sistema de mantenimiento de temperatura en superficie para conservar las condiciones de menor viscosidad que se obtienen con el calentamiento en la tubería de producción.

**3.5.3 Calentamiento eléctrico en tubería de recolección en superficie** Se contempla un sistema de calentamiento eléctrico de 75kW sobre la tubería de recolección para incrementar y mantener la temperatura del fluido desde cabeza de pozo hasta la estación de recolección.

Las tablas 18 y 19 presentan los resultados al interior del pozo y en superficie respectivamente de la simulación del sistema calentamiento sobre la tubería de recolección en comparación con los resultados del caso base sin calentamiento.

**Tabla 18.** Simulación interior de pozo con calentamiento en superficie

Downhole Data	CASO BASE		CON CALENTAMIENTO	
Production Rate	50	BPD	400	BPD
Downhole Temperature	190	°F	190	°F
Downhole Pressure	2750	psi	1000	psi
Fluid Level	3570	ft	7670	ft
Pump Depth	8500	ft	8500	ft
Inlet Pump Pressure	2109	psi	358	psi
Delta Pump Pressure	2315	psi	4341	psi
Outlet Pump Pressure	4423	psi	4699	psi
Flow/DPPressure Ratio	2,2	BPD/100psi	9,2	BPD/100psi
Frictional Pressure Losses	514	psi	984	psi
hydrostatic pressure	3636	psi	3637	psi
Well Head Pressure	273	psi	77	psi
Surface Temperature	90	°F	90	°F
Well Head Temperature	95	°F	127	°F

**Tabla 19.** Simulación calentamiento en tubería de recolección

Surface Data	CASO BASE		CON CALENTAMIENTO	
Production Rate	50	BPD	400	BPD
Surface Well Temperature	90	°F	90	°F
Fluid Inlet Temperature	95	psi	127	°F
Well Head Pressure	273	ft	77	psi
Frictional Pressure Losses	229	psi	33	psi
Head Differential Pressure	14	psi	14	psi
Separator Pressure	30	psi	30	psi
Station Ambient Temperature	88	BPD/100psi	88	°F
Fluid Outlet Temperature	88	BPD/100psi	169	°F

Los resultados que se indican en las tablas 18 y 19 muestran que el sistema de calentamiento eléctrico aplicado en la tubería de recolección permite que el sistema de producción pueda alcanzar el flujo máximo objetivo de 400BPD con una presión en cabeza de 77 psi sin exceder el límite de presión por rating de tubería en superficie. La relación de flujo y delta de presión de la bomba se mejora de 2.2 a 9.2 BPD/100psi

El flujo de 400 BPD que se hace posible con el calentamiento eléctrico en la tubería de recolección permite que se mejoren las condiciones de temperatura y viscosidad al interior del pozo.

El mayor flujo equivale a una mayor velocidad de ascenso lo que permite que el fluido conserve calor y logre llegar a superficie con una temperatura de 127°F.

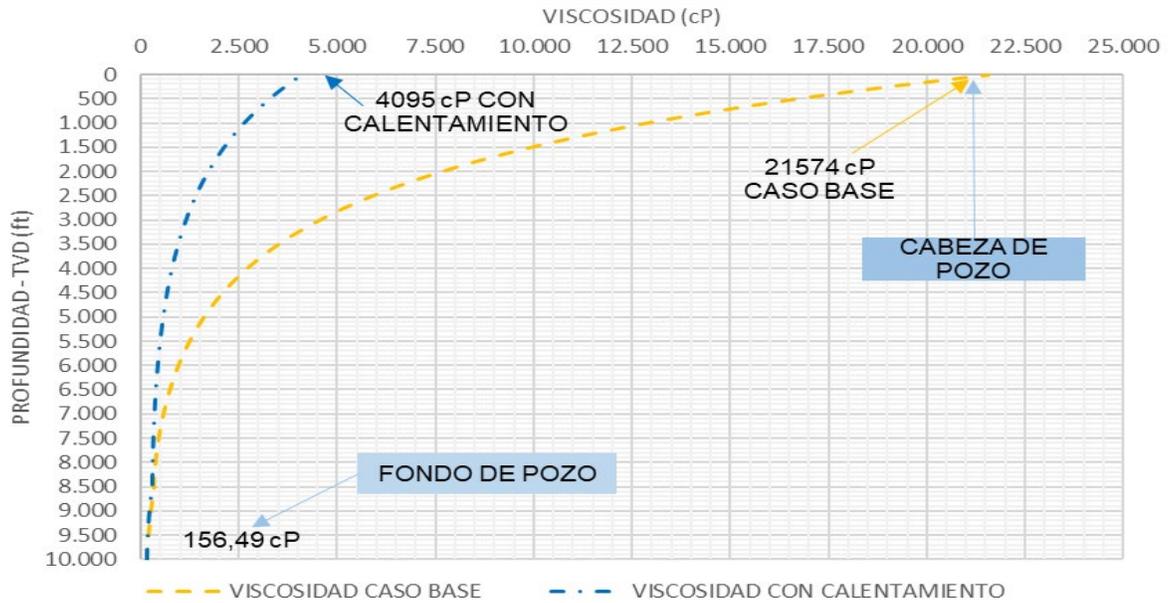
Las figuras 49 y 50 presentan respectivamente, los perfiles temperatura y viscosidad del fluido al interior del pozo cuando se implementa el sistema de calentamiento eléctrico en la tubería de recolección y se comparan con los perfiles de temperatura y viscosidad del caso base sin calentamiento.

De igual manera Las figuras 51 y 52 presentan respectivamente, los perfiles temperatura y viscosidad del fluido en superficie cuando se implementa el sistema de calentamiento eléctrico en la tubería de recolección y se comparan con los perfiles de temperatura y viscosidad del caso base sin calentamiento.

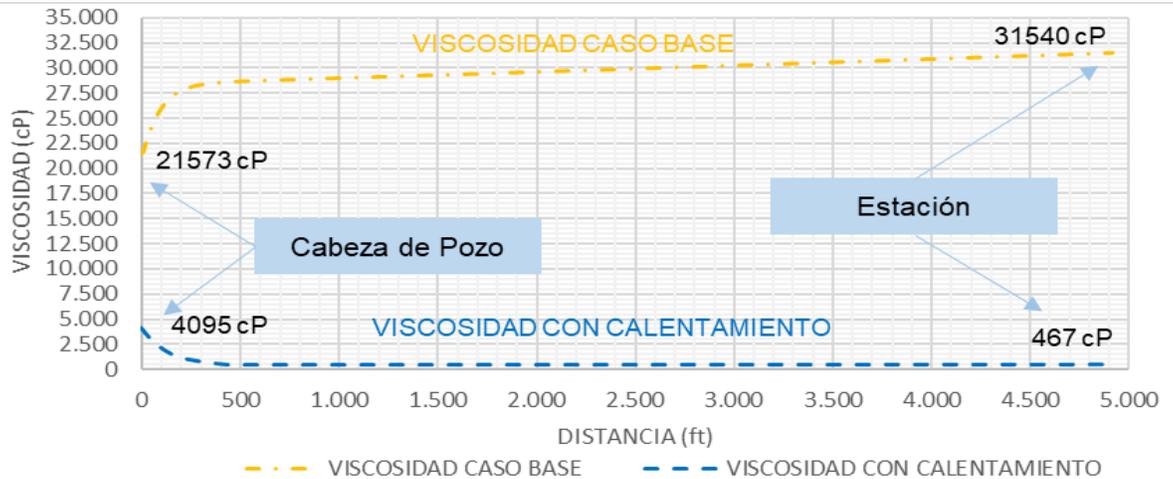
En las figuras 51 y 52 se observa como el sistema de calentamiento en superficie eleva la temperatura del fluido en las primeras etapas del recorrido, reduce su viscosidad y la mantiene en esta condición hasta la llegada al separador de la estación de recolección donde el fluido se entrega a una temperatura de 168,9°F y una viscosidad de 467 cP.



**Figura 51.** Perfiles de viscosidad del fluido al interior del pozo para el caso de calentamiento eléctrico en tubería de recolección



**Figura 52.** Perfiles de viscosidad del fluido en superficie con sistema de calentamiento eléctrico en tubería de recolección



De acuerdo con los resultados anteriores, la aplicación de la tecnología de calentamiento para el caso base debe ser realizada en superficie sobre la tubería de recolección.

## **4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DEL MODELO DE APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE CALENTAMIENTO ELÉCTRICO**

Se realizó el análisis de sensibilidad del modelo de aplicación de la tecnología de calentamiento en superficie, con el fin de determinar su efecto y rangos donde la tecnología es favorable técnicamente como herramienta para el aseguramiento de flujo y mejora de la operación.

Se realizó la evaluación económica de un proyecto de implementación de la tecnología de calentamiento eléctrico sobre las características del caso base para determinar su factibilidad.

### **4.1 EVALUACIÓN TÉCNICA**

**4.1.1 Variables técnicas de cambio** Se realizó el análisis a partir de la variación de las siguientes propiedades y condiciones operativas:

- API
- Viscosidad (Correlacionada con el API)
- Diámetro de tubería de recolección
- Longitud de tubería de recolección
- BSW
- Delta de presión máximo en bomba
- Variación de potencia eléctrica

Para el análisis desarrollado se tuvo en cuenta que las líneas de recolección típicamente se implementan en tuberías de rating ANSI 150# las cuales, aunque pueden ser operadas con presiones de hasta 285psi para temperatura inferior a 100°F, en la práctica por seguridad y prevención de sobreesfuerzos se implementan regularmente en presiones menores a 150psi buscando que las pérdidas por presión sean mínimas entre la cabeza de pozo y el separador.

El análisis se realizó teniendo en cuenta el índice de productividad del caso base, donde la bomba ubicada a 8500 ft en condiciones estáticas con un nivel de fluido a una profundidad de 5500 ft, tiene una sumergencia de 3000 ft y se desea configurar la operación del sistema para un flujo de 400 BPD con un nivel de fluido a una profundidad 7670 ft y sumergencia de bomba de 830 ft.

**4.1.1.1 Variación de la gravedad °API y la Viscosidad del crudo** Se analizó el efecto que produce sobre el flujo y la presión en cabeza de pozo (WHP Well Head Pressure), la variación de la gravedad API del crudo y la viscosidad, teniendo en cuenta no superar el rating de la línea y el mayor acercamiento al flujo deseado de 400BPD.

La tabla 20 presenta los resultados ante la variación de la gravedad API del caso base sin calentamiento versus el caso de aplicación de un sistema de calentamiento en superficie de 77kW.

**Tabla 20.** Flujo Máximo y presión en cabeza de pozo según la gravedad °API

GRAVEDAD °API	CASO BASE		CON CALENTAMIENTO ELÉCTRICO		
	FLUJO BPD	WHP PSI	FLUJO BPD	WHP PSI	POWER kW
8	4	272	400	189	77,1
9	8	272	400	142	77,1
10	14	272	400	111	77,1
11	27	272	400	90	77,1
12	50	272	400	75	77,1
13	95	272	400	66	77,1
14	183	272	400	59	77,1
15	385	272	400	54	77,1
16	400	171	400	51	77,1

Como se observa en la tabla 20, en el caso base a medida que la gravedad API del crudo disminuye, las pérdidas por fricción aumentan debido a la mayor viscosidad

del fluido haciendo necesario disminuir el flujo para evitar sobreesfuerzos hidráulicos y sobrepasar el rating de la tubería.

Para una gravedad de 8°API, el flujo prácticamente no es posible dado que un flujo de solo 4 BPD genera en cabeza una presión de 272 psi y solo para una gravedad de 16°API, es posible un flujo de 400BPD con una presión en cabeza inferior al rating de la tubería, pero superior a 150psi.

Con la tecnología de calentamiento eléctrico es posible mantener un flujo de 400 BPD en todos los valores de gravedad API, incluso para una gravedad de 8°API, con presiones inferiores al rating de la línea.

En todos los casos analizados, la potencia implementada fue de 77kW. Sin embargo, en la práctica es posible disminuir esta potencia eléctrica conservando el flujo de 400 BPD y una presión en cabeza adecuada sin exceder el rating de la tubería. De igual manera en aplicaciones de menor gravedad API, es posible a través del incremento de potencia, mantener el flujo de 400 BPD y conservar la presión en cabeza por debajo del rating de la tubería y en la presión que se desea operar el sistema.

La tabla 21 indica los requerimientos de potencia eléctrica para mantener un flujo de 400BPD y una presión en cabeza de pozo inferior a 150psi según la gravedad API del crudo.

En la tabla se observa como ante al aumento de la gravedad API de crudo, disminuye el requerimiento de potencia eléctrica, manteniendo el flujo de 400 BPD con baja presión en cabeza de pozo.

**Tabla 21.** Potencia eléctrica versus variación de la gravedad °API.

GRAVEDAD °API	CASO BASE		CON CALENTAMIENTO ELÉCTRICO		
	FLUJO BPD	WHP PSI	FLUJO BPD	WHP PSI	POWER kW
8	4	272	400	117	100
9	8	272	400	101	95
10	14	272	400	90	90
11	27	272	400	84	82
12	50	272	400	77	75
13	94	272	400	74	65
14	183	272	400	72	53
15	385	272	400	68	42
16	400	171	400	68	25

Lo anterior permite observar que, a través de la variación de potencia del sistema de calentamiento eléctrico, es posible realizar con eficiencia energética el aseguramiento del máximo flujo con bajas presiones en cabeza de pozo.

**4.1.1.2 Variación del diámetro de la tubería de recolección** Se realizó la comparación del sistema de producción del caso base versus la implementación de la tecnología ante los cambios en el diámetro de la tubería para los valores de 3, 4 y 6 pulgadas.

En la práctica los diámetros de las tuberías de recolección se seleccionan en función de los cálculos hidráulicos de cada sistema de producción buscando favorecer el flujo con las mínimas pérdidas en presión.

Regularmente para sistemas como el caso base, los diámetros más implementados son de 3 y 4 pulgadas, siendo el de 6 pulgadas implementado con menor frecuencia en líneas de recolección directa desde el pozo hasta la estación.

La tabla 22 presenta la comparación de los resultados a nivel de flujo y presión en cabeza de pozo de ambos sistemas según el diámetro de la tubería y la gravedad °API del fluido.

Se calculó la relación de flujos de cada escenario a fin de obtener un indicador del efecto de la tecnología en el aseguramiento de flujo. De igual manera se realizó el cálculo de la relación de flujos considerando el delta de presión en cabeza de pozo, como un indicador de su efecto en el aseguramiento de flujo y las condiciones de operaciones.

**Tabla 22.** Efecto de la variación del diámetro de la tubería sobre el flujo y la presión en cabeza de pozo WHP.

GRAVEDAD API	DIAMETRO (in)	CASO BASE		CON CALENTAMIENTO ELECTRICO			RELACION DE FLUJOS	RELACION DE FLUJOS & PRESION
		FLUJO (BPD)	WHP (psi)	FLUJO (BPD)	WHP (psi)	POWER (kW)	$\frac{BPD}{BPD}$	$\frac{BPD/psi}{BPD/psi}$
8	3	1,2	250	400	169	125	348	516
	4	3,7	250	400	86	125	110	318
	6	18,5	250	400	54	125	22	101
12	3	14,18	250	400	131	80	28	54
	4	45	250	400	74	80	9	30
	6	243,5	250	400	51	80	2	8
13	3	26,6	250	400	141	62	15	27
	4	85,0	250	400	77	62	5	15
	6	400	215	400	51	62	1	4
14	3	50,0	250	400	113	60	8	18
	4	163,2	250	400	67	60	2	9
	6	400	136	400	49	60	1	3
15	3	95	250	400	132	35	4	8
	4	336	250	400	73	35	1	4
	6	400	93	400	50	35	1	2
16	3	187,35	250	400	120	20	2	4
	4	400	167	400	69	20	1	2
	6	400	70	400	49	20	1	1
17	3	400	248	400	98	17,5	1	3
	4	400	113	400	62	17,5	1	2
	6	400	58	400	48	17,5	1	1
20	3	400	78	400	57	15	1	1
	4	400	55	400	48	15	1	1
	6	400	46	400	45	15	1	1

En la tabla 22 se resalta en color verde las regiones donde es posible alcanzar el máximo flujo objetivo de 400BPD y se aprecia como la tecnología de calentamiento eléctrico permite alcanzar este flujo con presiones inferiores al rating de la tubería, en todos los escenarios evaluados.

También se puede observar en las regiones resaltadas con color cian, como a medida que el diámetro de la tubería y gravedad API disminuye, la relación de flujo aumenta como es de esperar dado que la restricción de flujo se incrementa por la menor área y mayor viscosidad del fluido. Aspecto que, para el caso del sistema con la tecnología, es corregido a través del calentamiento eléctrico.

Para las condiciones del caso base, en los diámetros de 3, 4 y 6 pulgadas solo es posible el máximo flujo con crudos de gravedad de 17, 16 y 13°API respectivamente. Sin calentamiento, no es posible alcanzar el máximo flujo en ningún diámetro contemplado para crudos de gravedad igual o menor de 12°API.

Por el contrario, con el uso del calentamiento eléctrico es posible alcanzar el máximo flujo en todos los escenarios, incluso con línea de 3 pulgadas de diámetro y gravedad de 8°API sin exceder el rating de la tubería.

Los indicadores de relación de flujo permiten comprender el grado de incremento que se obtiene en flujo con el uso del calentamiento, haciendo posible el aumento de flujo desde una relación de 1 a 2 (100%) hasta relaciones de 1 a 348 (34800%) según el diámetro y la gravedad API del crudo.

El indicador de relación de flujo considerando la presión en cabeza de pozo, permite observar como el efecto de incremento de la capacidad de flujo es aún mayor si se considera el menor requerimiento en cabeza de pozo cuando se utiliza el calentamiento eléctrico.

Realizando el análisis para crudos entre 8 y 12 grados API, para determinar los diámetros de tubería que serían requeridos para obtener sin calentamiento el mismo flujo de 400 BPD, se identifica que, para crudos de gravedad de 8°API, es necesario una tubería de 14 pulgadas de diámetro con 183 psi en cabeza de pozo. Para crudos de 12 grados °API se requiere un diámetro mínimo de 8 pulgadas con 146 psi en cabeza de pozo.

La tabla 23 presenta los resultados de simulación con gravedad de 8 a 12°API y variación del diámetro de la tubería para obtener el máximo flujo.

**Tabla 23.** Variación de diámetro de tubería con gravedad de 8 a 12°API

DISTANCIA (m)	GRAVEDAD API	DIAMETRO (in)	CASO BASE		CON CALENTAMIENTO ELÉCTRICO			RELACION DE FLUJOS	RELACION DE FLUJOS & PRESION
			FLUJO (BPD)	WHP (psi)	FLUJO (BPD)	WHP (psi)	POWER (kW)	$\frac{BPD}{BPD}$	$\frac{BPD/psi}{BPD/psi}$
1500 m	8	3	1,15	250	400	169	125	348	516
		4	3,65	250	400	115,60	100	110	237
		6	18,48	250	400	60,63	100	22	89
		8	59	250	400	50,12	100	7	34
		10	145,6	250	400	46,95	100	3	15
		12	314,0	250	400	45,69	100	1,3	7
		14	400	184	400	45,09	53	1	4
	9	3	2,16	250	400	186,64	100	185	248
		4	6,83	250	400	93,67	100	59	156
		6	34,66	250	400	55,55	100	12	52
		8	111	250	400	48,25	100	4	19
		10	283,4	250	400	46,05	100	1,4	8
	10	12	400	181	400	45,18	100	1	4
		3	4,04	250	400	143,23	100	99	173
		4	12,79	250	400	78,59	100	31	99
		6	65,23	250	400	52,05	100	6	29
		8	214	250	400	46,97	100	2	10
	11	10	400	194	400	45,44	100	1	4
		3	7,57	250	400	113,44	100	53	116
		4	23,97	250	400	68,21	100	17	61
		6	124,03	250	400	49,64	100	3	16
	12	8	400	235	400	46,09	100	1	5
		3	14,18	250	400	92,87	100	28	76
		4	45,03	250	400	61,04	100	9	36
6		243,52	250	400	47,97	100	2	9	
8		400	147	400	45,48	100	1	3	

Es importante resaltar que la ampliación del diámetro de la tubería es una solución técnicamente viable para permitir un mayor flujo. Sin embargo, la construcción de

tuberías de mayor diámetro a 3, 4 y 6 pulgadas, en la práctica no es regularmente implementado por los altos costos que ello implica.

El diámetro de una tubería es una variable que afecta de forma directa todas las actividades asociadas a la construcción de la línea, como son la procura, las obras civiles, el transporte, el montaje, la soldadura, las pruebas y la pintura entre otros. Todas actividades que se cobran según los diámetros, pesos, perímetro de circunferencia y área de la tubería, las cuales están determinadas por el diámetro y rating de la línea.

En comparación con la tecnología, vemos que, para todos los casos analizados, con el calentamiento eléctrico es posible asegurar el máximo flujo con bajas presiones de operación, incluso con los crudos más pesados y en tuberías de hasta 3 pulgadas de diámetro.

**4.1.1.3 Variación de la longitud de la tubería de recolección** El análisis en función de la longitud de la tubería se realiza considerando los casos desde 500 metros hasta 2500 metros en incrementos de 500 metros, para cubrir los escenarios que regularmente poseen las tuberías de recolección.

Se regula en cada caso la potencia del sistema de calentamiento en función de la distancia y el requerimiento en flujo y presión.

La tabla 24 presenta los efectos en flujo y presión en cabeza de pozo ante los cambios en distancia, diámetro y gravedad API.

**Tabla 24.** Efecto de la longitud de la tubería de superficie sobre el flujo y presión en cabeza de pozo

DISTANCIA (m)	GRAVEDAD API	DIAMETRO (in)	CASO BASE		CON CALENTAMIENTO ELÉCTRICO			RELACION DE FLUJOS	RELACION DE FLUJOS & PRESION
			FLUJO (BPD)	WHP (psi)	FLUJO (BPD)	WHP (psi)	POWER (kW)	$\frac{BPD}{BPD}$	$\frac{BPD/psi}{BPD/psi}$
500 m	8	3	3	250	400	175	70	116	166
		4	11	250	400	86	70	37	106
		6	56	250	400	53	70	7	34
	12	3	43	250	400	106	40	9	22
		4	158	250	400	64	40	3	10
		6	400	116	400	48	40	1	2
	16	3	400	120	400	67	15	1	2
		4	400	72	400	52	15	1	1
		6	400	51	400	46	15	1	1
	20	3	400	52	400	48	10	1	1
		4	400	47	400	45	10	1	1
		6	400	45	400	44	10	1	1
1000 m	8	3	1,73	250	400	167	100	231	346
		4	5,47	250	400	85	100	73	216
		6	27,75	250	400	53	100	14	68
	12	3	21,29	250	400	123	60	19	38
		4	68,31	250	400	70	60	6	21
		6	400	233	400	50	60	1	5
	16	3	381,58	250	400	89	20	1	3
		4	400	118	400	59	20	1	2
		6	400	60	400	47	20	1	1
	20	3	400	65	400	52	15	1	1
		4	400	51	400	47	15	1	1
		6	400	46	400	45	15	1	1
1500 m	8	3	1,15	250	400	169	125	348	516
		4	3,65	250	400	86	125	110	318
		6	18,48	250	400	54	125	22	101
	12	3	14,18	250	400	131	80	28	54
		4	45,03	250	400	74	80	9	30
		6	243,52	250	400	51	80	2	8
	16	3	187,35	250	400	120	20	2	4
		4	400	167	400	69	20	1	2
		6	400	70	400	49	20	1	1
	20	3	400	78	400	57	15	1	1
		4	400	55	400	48	15	1	1
		6	400	46	400	45	15	1	1
2000 m	8	3	0,87	250	400	192	140	460	597
		4	2,74	250	400	96	140	146	380
		6	13,86	250	400	57	140	29	127
	12	3	10,63	250	400	136	100	38	69
		4	33,68	250	400	77	100	12	39
		6	175,43	250	400	52	100	2	11
	16	3	134,55	250	400	127	35	3	6
		4	400	217	400	72	35	1	3
		6	400	80	400	50	35	1	2
	20	3	400	92	400	61	20	1	1
		4	400	60	400	50	20	1	1
		6	400	47	400	45	20	1	1
2500 m	8	3	0,69	250	400	235	150	580	617
		4	2,19	250	400	114	150	183	401
		6	11,09	250	400	62	150	36	145
	12	3	8,51	250	400	136	120	47	86
		4	26,92	250	400	78	120	15	47
		6	138,36	250	400	53	120	3	14
	16	3	106,08	250	400	133	50	4	7
		4	364,06	250	400	74	50	1	4
		6	400	90	400	51	50	1	2
	20	3	400	105	400	66	25	1	2
		4	400	64	400	51	25	1	1
		6	400	48	400	46	25	1	1

Los resultados obtenidos permiten observar como a medida que se incrementa la longitud de la tubería, las pérdidas por fricción se aumentan, reduciendo la capacidad de flujo del sistema de producción.

En secciones cortas como 500 metros de longitud es posible alcanzar el máximo flujo de 400 BPD para una gravedad de 12°API, con tuberías de 6 pulgadas. Para diámetros menores o menor gravedad API el flujo es muy restringido sin el calentamiento.

El aumento en la longitud de la tubería obliga el uso de mayores diámetros para poder alcanzar el máximo flujo posible del sistema. Para el caso de 2500 metros de longitud, incluso en crudos con gravedad de 16°API, solo es posible alcanzar el flujo de 400BPD con diámetro de 6 pulgadas.

En contraste, con el uso del sistema de calentamiento eléctrico, es posible alcanzar el máximo flujo con baja presión en cabeza de pozo en todos los escenarios analizados.

Los indicadores de relación de flujo y presión aumentan considerablemente a medida que aumenta la longitud de la tubería. Incluso con diámetros de 3 pulgadas para el caso de 2500 metros y crudos de 8°API es posible con el calentamiento eléctrico, alcanzar el máximo flujo de 400BPD, por debajo del rating de la tubería.

Se puede observar igualmente como a través del aumento de potencia del sistema eléctrico, es posible regular la presión en cabeza de pozo y mantener el flujo máximo ante los cambios en gravedad °API y los cambios en diámetro y longitud de la tubería.

**4.1.1.4 Variación del BSW del fluido** El contenido de agua del fluido es un factor muy importante en el análisis y diseño de sistema de calentamiento eléctrico para producción de crudos pesado. Propiedades como la viscosidad y capacidad calorífica del agua son determinantes en el comportamiento hidráulico de todo el sistema de producción.

La viscosidad del agua en promedio es de 1,0 cP<sup>28</sup>, lo que significa que por su viscosidad inferior a la de los crudos pesados, es de suponer que la mezcla deba tener una viscosidad resultante inferior a la del crudo. Sin embargo, la viscosidad resultante puede ser mayor dependiendo de emulsión que se forme con el agua contenida en el fluido.

Cuando el agua en el fluido se encuentra en estado libre, la viscosidad resultante es menor a la viscosidad del crudo. Sin embargo, si el agua se encuentra en emulsión, la viscosidad resultante es mayor y dependiente de aspectos como el contenido de agua total, el porcentaje de agua en emulsión, la proporción de los diferentes tamaños de gota, la presión interfacial y la temperatura, entre otros.

A medida que el porcentaje de agua en emulsión aumenta, aumenta la viscosidad del fluido hasta alcanzar el punto de inversión de fases donde la viscosidad resultante empieza a disminuir con el aumento del contenido de agua.

Para analizar el comportamiento hidráulico de un pozo, se deben realizar pruebas de laboratorio para determinar la viscosidad del fluido a condiciones representativas de los posibles escenarios que puede presentar la operación.

---

<sup>28</sup> <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/heavy-oil-3-spanish>

No obstante, es posible a través de modelos matemáticos<sup>29</sup> inferir la viscosidad del fluido por medio del cálculo de la viscosidad relativa ( $n_r$ ) que es definida como la relación de la viscosidad de la emulsión agua en aceite respecto a la viscosidad de la fase continua (aceite).

La tabla 25 relaciona algunos de los modelos matemáticos desarrollados por la comunidad científica para medir la viscosidad relativa de la emulsión. Tabla elaborada a partir de las referencias <sup>30</sup> y <sup>31</sup>.

**Tabla 25.** Modelos referencia de correlación de viscosidad relativa

Correlaciones	Año	Formula	Variables
Einstein	1906, 1911	$n_r = 1 + 2,5\phi$	nr = Viscosidad relativa O = Fracción volumétrica
Taylor	1932	$n_r = 1 + \left(\frac{2,5(k + 0,4)}{k + 1}\right)\phi$ $k = \frac{n_D}{n_C}$	nr = Viscosidad relativa $\phi$ = Fracción volumétrica k = relación de viscosidades de fases
Brinkman	1952	$n_r = (1,0 * \phi)^{-2,5}$	nr = Viscosidad relativa $\phi$ = Fracción volumétrica
Woelflin	1942	$n_r = e^{(a\phi^2 + b\phi)}$	nr = Viscosidad relativa $\phi$ = Fracción volumétrica a y b = constantes según el tipo de emulsión; ligera, media o fuerte.
Krieger	1972	$n_r = \left(1 - \frac{\phi}{\phi_{pack}}\right)^{-2,5\phi_{pack}}$	nr = Viscosidad relativa $\phi$ = Fracción volumétrica $\phi_{pack}$ = Fracción volumétrica de inversión

<sup>29</sup> Oliveira, R.C.G., and M.A.L. Gonçalves. "Emulsion Rheology - Theory vs. Field Observation." Paper presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 2005.

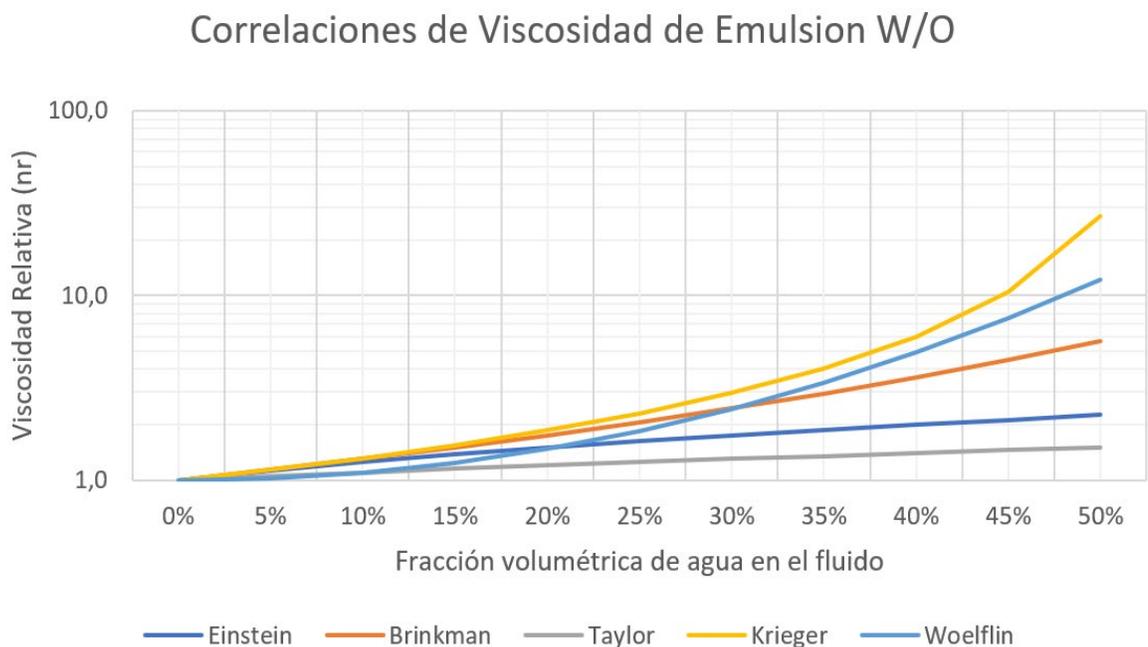
<sup>30</sup> Oliveira, R.C.G., and M.A.L. Gonçalves. "Emulsion Rheology - Theory vs. Field Observation." Paper presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 2005.

<sup>31</sup> Ersoy, Gizem, Yu, Mengjiao, and Cem Sarica. "Modeling of Inversion Point for Heavy Oil-Water Emulsion Systems." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, September 2008.

Los resultados de cada modelo, aunque diferentes en valor, son coincidentes en la tendencia que sigue la viscosidad relativa en función del incremento de la fracción volumétrica del agua.

La figura 53 presenta en una escala logarítmica el perfil de viscosidad relativa de los modelos de correlación que son indicados en la tabla 25.

**Figura 53.** Correlaciones de referencia de viscosidad relativa



Como se indica en la figura 53, el incremento de la fracción volumétrica del agua en emulsión genera un incremento en la viscosidad del fluido emulsionado.

Es importante tener presente que el BSW en el fluido está conformado por agua libre y agua en emulsión. El contenido de agua libre no reduce la viscosidad del crudo, pero si reduce las pérdidas por fricción dado que parte del fluido en contacto con la tubería estará formado por agua y está por su menor viscosidad, experimenta menor fricción a su paso sobre la superficie de la tubería.

Por lo anterior y teniendo en cuenta que en el fluido se generan emulsiones desde el mismo momento que sale del yacimiento y pasa a través del sistema de levantamiento, se considera para el análisis de sensibilidad el peor escenario donde el 100% de la fracción de agua se encuentra en estado de emulsión.

Se realizó el análisis contemplando una variación del BSW desde 0% hasta el 40%, considerando que, para efectos de simulación, el punto de inversión de fase es del 50%, por lo cual para fracciones volumétricas mayores la viscosidad del fluido se reduce y tiende a adoptar la viscosidad del agua.

Se utilizó para el presente cálculo la correlación de Brinkman y se consideró una bomba electro sumergible con capacidad para generar un delta de presión máximo de 10000 psi con el objeto de mostrar los escenarios donde la tecnología de calentamiento eléctrico debe ser implementada tanto en superficie como en la tubería de producción.

Las tablas 26, 27 y 28 presentan los resultados de la simulación considerando la variación del BSW desde 0% al 40% con incrementos del 10% para los escenarios con tuberías de 500, 1500 y 2500 metros respectivamente con las variaciones en diámetro de tubería de 3, 4 y 6 pulgadas y gravedades de 8, 12, y 16°API. Las simulaciones se realizaron asegurando no sobrepasar el delta máximo de presión de la bomba electro-sumergible.

**Tabla 26.** Efecto de variación de BSW en tubería de hasta 500m

DISTANCIA (m)	API	DIAMETRO (in)	BSW (%)	CASO BASE			CON TECNOLOGIA DE CALENTAMIENTO				RELACION DE FLUJOS $\frac{BPD}{BPD}$	RELACION DE FLUJOS POR PRESION $\frac{BPD/psi}{BPD/psi}$
				Delta P (psi)	FLUJO (BPD)	WHP (psi)	Delta P (psi)	FLUJO (BPD)	WHP (psi)	POWER (kW)		
500m	8	3	0%	1989	3,5	250	9298	400	195	65000	116	149
			10%	1993	2,7	250	10000	98,92	177	30000	37	53
			20%	1997	2,0	250	10000	58,00	182	20000	29	40
			30%	2002	1,4	250	10000	36,98	136	20000	26	48
			40%	2007	1,0	250	10000	22,16	108	20000	23	53
		4	0%	2569	11	250	9224	400	120	50000	37	76
			10%	2931	8	250	10000	100,75	130	20000	12	23
			20%	2941	6	250	10000	58,78	91	20000	9	26
			30%	2954	4	250	10000	36,36	75	20000	8	27
			40%	2968	3,0	250	10000	22,3	65	20000	7	28
		6	0%	6850	56	250	9170	400	67	40000	7	27
			10%	7081	43	250	10000	103,44	63	20000	2	9
			20%	7350	32	250	10000	59	54	20000	2	9
			30%	7640	23	250	10000	36,5	51	20000	2	8
			40%	7935	15	250	10000	22,36	49	20000	1,4	7
	12	3	0%	2203	43	250	4341	400	78	60000	9	30
			10%	2174	33	250	4533	400	88	60000	12	34
			20%	2154	24	250	4818	400	104	60000	16	39
			30%	2141	17	250	5257	400	127	60000	23	45
			40%	2136	12	250	5970	400	166	60000	34	51
		4	0%	3205	152	250	4320	400	57	55000	3	12
			10%	3110	112	250	4506	400	61	55000	4	15
			20%	3073	81	250	4781	400	66	55000	5	19
			30%	3081	57	250	5204	400	75	55000	7	24
			40%	3121	38	250	5893	400	89	55000	11	30
		6	0%	4385	400	122	4311	400	47	50000	1	3
			10%	4583	400	138	4493	400	48	50000	1	3
			20%	4875	400	161	4764	400	49	50000	1	3
			30%	5324	400	195	5181	400	51	50000	1	4
			40%	6053	400	249	5857	400	55	50000	1	5
	16	3	0%	3576	400	127	3505	400	56	40000	1	2
			10%	3635	400	143	3552	400	60	40000	1	2
			20%	3719	400	165	3618	400	65	40000	1	3
			30%	3844	400	199	3717	400	72	40000	1	3
			40%	3214	248	250	3874	400	85	40000	2	5
		4	0%	3523	400	74	3497	400	49	35000	1	2
			10%	3572	400	80	3542	400	50	35000	1	2
			20%	3642	400	89	3605	400	52	35000	1	2
			30%	3746	400	102	3699	400	54	35000	1	2
			40%	3912	400	123	3848	400	59	35000	1	2
6		0%	3500	400	51	3494	400	46	20000	1	1	
		10%	3545	400	53	3538	400	46	20000	1	1	
		20%	3608	400	55	3600	400	46	20000	1	1	
		30%	3703	400	58	3691	400	47	20000	1	1	
		40%	3853	400	64	3838	400	48	20000	1	1	

**Tabla 27. Efecto de variación de BSW en tubería de hasta 1500m**

DISTANCIA (m)	API	DIAMETRO (in)	BSW (%)	CASO BASE			CON TECNOLOGIA DE CALENTAMIENTO				RELACION DE FLUJOS		RELACION DE FLUJOS POR PRESION	
				Delta P (psi)	FLUJO (BPD)	WHP (psi)	Delta P (psi)	FLUJO (BPD)	WHP (psi)	POWER (kW)	$\frac{BPD}{BPD}$	$\frac{BPD/psi}{BPD/psi}$		
1500m	8	3	0%	1683	1,2	250	9312	400	208	110000	348	417		
			10%	1595	0,9	250	10000	100,21	144	65000	113	196		
			20%	1692	0,7	250	10000	58,60	111	65000	89	201		
			30%	1698	0,5	250	10000	36,27	91	70000	77	213		
			40%	1703	0,3	250	10000	22,25	80	75000	70	217		
		4	0%	2015	4	250	9220	400	117	100000	110	235		
			10%	2019	2,8	250	10000	102,95	75	70000	37	122		
			20%	2023	2,1	250	10000	59,12	65	70000	28	109		
			30%	2028	1,5	250	10000	36,44	60	70000	24	100		
			40%	2033	1,0	250	10000	22,32	60	70000	22	91		
		6	0%	3775	18	250	8575	400	49	75000	22	111		
			10%	3801	14	250	10000	103,98	51	75000	7	36		
			20%	3833	11	250	10000	59,31	52	60000	6	27		
			30%	3869	8	250	10000	36,51	51	65000	5	24		
			40%	3905	5	250	10000	22,36	53	65000	4	20		
		12	3	0%	1774	14	250	4356	400	92	100000	28	77	
				10%	1766	11	250	4556	400	111	100000	37	83	
				20%	1760	8	250	4826	400	111	115000	49	111	
				30%	1757	6	250	5272	400	142	115000	69	121	
				40%	1756	4	250	5999	400	195	115000	101	130	
	4		0%	2228	45	250	4324	400	61	100000	9	37		
			10%	2200	35	250	4512	400	67	100000	12	43		
			20%	2181	26	250	4791	400	77	100000	16	51		
			30%	2170	18	250	5221	400	91	100000	22	59		
			40%	2165	12	250	5920	400	116	100000	32	69		
	6		0%	3714	241	250	4316	400	53	70000	2	8		
			10%	3585	182	250	4501	400	56	70000	2	10		
			20%	3556	134	250	4774	400	60	70000	3	13		
			30%	3623	95	250	5195	400	66	70000	4	16		
			40%	3771	64	250	5879	400	75	70000	6	21		
	16		3	0%	2584	185	250	3505	400	56	100000	2	10	
				10%	2376	140	250	3553	400	61	100000	3	12	
				20%	2211	103	250	3622	400	68	100000	4	14	
				30%	2084	73	250	3724	400	79	100000	6	17	
				40%	1989	49	250	3887	400	97	100000	8	21	
		4	0%	3620	400	171	3501	400	52	70000	1	3		
			10%	3697	400	204	3547	400	55	70000	1	4		
			20%	3760	392	250	3612	400	59	70000	1	4		
			30%	3127	255	250	3706	400	62	80000	2	6		
			40%	2741	164	250	3852	400	62	100000	2	10		
6		0%	3520	400	71	3499	400	50	20000	1	1			
		10%	3570	400	78	3543	400	51	20000	1	2			
		20%	3642	400	89	3605	400	51	30000	1	2			
		30%	3750	400	105	3698	400	53	30000	1	2			
		40%	3922	400	132	3847	400	57	30000	1	2			

**Tabla 28.** Efecto de variación de BSW en tubería de hasta 2500m

DISTANCIA (m)	API	DIAMETRO (in)	BSW (%)	CASO BASE		CON TECNOLOGIA DE CALENTAMIENTO				RELACION DE FLUJOS	RELACION DE FLUJOS POR PRESION	
				Delta P (psi)	FLUJO (BPD)	WHP (psi)	Delta P (psi)	FLUJO (BPD)	WHP (psi)	POWER (kW)	$\frac{BPD}{BPD}$	$\frac{BPD/psi}{BPD/psi}$
2500m	8	3	0%	1620	0,7	250	9329	400	225	150000	580	643
			10%	1625	0,5	250	10000	100,39	139	100000	189	341
			20%	1630	0,4	250	10000	58,52	111	100000	150	337
			30%	1636	0,3	250	10000	36,18	102	100000	129	316
			40%	1641	0,2	250	10000	22,18	104	100000	117	282
		4	0%	1822	2	250	9254	400	150	130000	183	304
			10%	1826	1,7	250	10000	102,71	81	100000	61	189
			20%	1831	1,3	250	10000	59,03	72	100000	47	165
			30%	1836	0,9	250	10000	36,38	71	100000	41	143
			40%	1841	0,6	250	10000	22,27	76	100000	37	121
		6	0%	2943	11	250	9194	400	91	110000	36	100
			10%	2953	9	250	10000	102,48	87	70000	12	35
	20%		2964	6	250	10000	58,87	84	70000	9	28	
	30%		2978	5	250	10000	36,26	90	70000	8	22	
	40%		2992	3	250	10000	22,35	98	70000	7	18	
	12	3	0%	1678	9	250	4363	400	100	140000	47	118
			10%	1675	7	250	4568	400	123	140000	61	125
			20%	1674	5	250	4872	400	157	140000	82	131
			30%	1673	3	250	5311	400	182	150000	115	158
			40%	1675	2	250	6026	400	222	160000	169	190
		4	0%	1976	27	250	4334	400	70	130000	15	53
			10%	1958	21	250	4518	400	73	140000	19	66
			20%	1945	15	250	4800	400	86	140000	26	76
			30%	1936	11	250	5234	400	105	140000	36	86
40%			1932	8	250	5941	400	137	140000	53	97	
6		0%	3110	138	250	4321	400	57	100000	3	13	
		10%	3054	106	250	4503	400	58	110000	4	16	
	20%	3041	78	250	4774	400	60	120000	5	21		
	30%	3067	56	250	5196	400	66	120000	7	27		
	40%	3121	28	250	5876	400	72	130000	14	49		
16	3	0%	2156	106	250	3516	400	67	120000	4	14	
		10%	2044	81	250	3568	400	76	120000	5	16	
		20%	1953	60	250	3642	400	88	120000	7	19	
		30%	1880	43	250	3753	400	108	120000	9	22	
		40%	1825	29	250	3930	400	141	120000	14	24	
	4	0%	3485	358	250	3505	400	56	100000	1	5	
		10%	3066	269	250	3550	400	58	110000	1	6	
		20%	2736	197	250	3613	400	60	120000	2	8	
		30%	2486	139	250	3711	400	67	120000	3	11	
		40%	2308	93	250	3868	400	78	120000	4	14	
	6	0%	3539	400	90	3501	400	52	40000	1	2	
		10%	3596	400	104	3546	400	54	40000	1	2	
20%		3677	400	123	3608	400	55	50000	1	2		
30%		3798	400	153	3703	400	59	50000	1	3		
40%		3992	400	203	3849	400	60	70000	1	3		

De acuerdo con los resultados presentados en las tablas 26, 27 y 28, se observa como a medida que aumenta la fracción de agua en emulsión, el aumento en la viscosidad restringe aún más la capacidad de flujo del sistema sin calentamiento.

La región donde la relación de flujos entre el caso con calentamiento eléctrico versus el caso base es superior a 2, señala los escenarios desde donde la aplicación de la tecnología permite un incremento superior al 100% en la capacidad de flujo del sistema de producción.

La relación entre flujos y presiones en cabeza de pozo también señala los escenarios donde el uso de la tecnología permite una mayor tasa de flujo con menores presión en cabeza de pozo. Indicadores que como se observa en las tablas 26, 27 y 28, se incrementan a medida que la gravedad API y el diámetro de la tubería disminuyen y la longitud de la tubería y la viscosidad de la emulsión aumentan.

También se identifica como el aumento de viscosidad del fluido aumenta el requerimiento de presión en la bomba por encima de su máximo delta de presión, lo cual restringe el flujo, aspecto que indica el requerimiento del sistema de calentamiento tanto en superficie como en la tubería de producción para alcanzar el máximo flujo del sistema.

Los índices de relación de flujo señalan alta relación de incremento de flujo con el uso del calentamiento eléctrico, incluso en el caso más existente de crudo de 8°API,

Lo anterior demuestra que a través del calentamiento eléctrico es posible realizar el aseguramiento de flujo con baja presión en la tubería de recolección.

## **4.2 EVALUACIÓN ECONÓMICA**

Se realizó la evaluación económica para la implementación de la tecnología de calentamiento eléctrico a nivel de Capex y Opex con cifras en dólares americanos y de acuerdo con los parámetros económicos que se indican en la tabla 28.

El análisis económico se realiza para un proyecto de las características del caso base.

De acuerdo con el análisis técnico realizado en el capítulo 3, es posible alcanzar el máximo flujo de 400 BPD con el uso del sistema de calentamiento eléctrico que permite el incremento de 350BPD.

Para efectos de un cálculo conservador, se realiza el análisis económico considerando un incremento de 250BPD. En la práctica el incremento depende de las características del pozo y el potencial que posee en producción, el cual puede ser aprovechado con el uso del calentamiento eléctrico. En Colombia existen pozos de alto potencial donde no es posible la producción debido a la alta viscosidad que presentan los fluidos lo que permitiría aprovechar las bondades de la tecnología de calentamiento eléctrico.

Se considera un proyecto tipo EPC (Engineering, Procurement & Construction) en todas las especialidades requeridas para la implementación de la tecnología.

Se incluye, la ingeniería especializada del sistema de calentamiento, ingeniería eléctrica, de proceso, instrumentación, civil, mecánica y tubería.

A nivel de suministro se incluye el sistema de calentamiento con todos los accesorios de instalación, medición y control de potencia necesarios para la operación.

A nivel de obras se incluyen las especialidades para la construcción de las acometidas eléctricas para la alimentación del sistema de calentamiento, montaje de equipos, adecuaciones en gabinetes de potencia, adecuación de tubería existente para la instalación del sistema de calentamiento eléctrico, aislamiento térmico, comisionamiento y puesta en marcha de un sistema de calentamiento eléctrico de 1500 metros de longitud sobre tubería en superficie de 4 pulgadas de diámetro.

La evaluación considera solo costos directos antes del IVA (Impuesto al valor agregado).

Los valores de Capex son cifras de referencia brindadas por la empresa ATApplications para propósitos académicos.

A nivel de Opex se consideran los costos adicionales de consumo eléctrico para la operación del sistema de calentamiento.

Se realiza la evaluación económica para un periodo de 24 meses.

Las tablas 29 y 30 presentan los parámetros contemplados para el análisis económico del proyecto.

El anexo 8.1 presente en detalle el flujo de caja del proyecto.

Las figuras 54 y 55 presentan el diagrama de flujo de caja del proyecto.

**Tabla 29.** Parámetros de evaluación económica

MODELO EVALUACIÓN DE PROYECTO DE CALENTAMIENTO ELECTRICO		
DATA ENTRADA	VALOR	UNIDAD
TRM	4000	\$/USD
TASA DE INCREMENTO TRM ANUAL	7,9	%/AÑO
TASA DE IMPUESTO (TAX %)	32%	%
TASA INTERNA DE OPORTUNIDAD ANUAL	12%	%
TASA DE DESCUENTO ANUAL	12%	%
TASA DE DESCUENTO MENSUAL	1%	%
DIAS POR MES	30	DIAS/MES
MESES POR AÑO	12	MESES/AÑO
FACTOR REGALIAS <sup>32</sup>	8%	%
LEY 756 DE 2002		
Hasta 5000 bpd	8%	
De 125.000 a 400.000 bpd	20%	
Mas de 600.000 bpd	25%	
AÑOS DE AMORTIZACION DEL CAPITAL DE TRABAJO	2	AÑOS
MESES DE AMORTIZACION DEL CAPITAL DE TRABAJO	48	MESES
TIEMPO DE DEPRECIACIÓN	2	AÑOS
TIEMPO DE DEPRECIACIÓN	48	MESES
RELACION GASTOS ADMINISTRATIVOS / OPEX	0,5%	%
TASA DE FINANCIACIÓN	12%	%/ANUAL
TASA DE FINANCIACIÓN	1%	%/MENSUAL
TIEMPO DE FINANCIACION	2	AÑOS
TIEMPO DE FINANCIACION	24	MESES
DATOS DE PRODUCCION		
PRODUCCIÓN ANTES DE LA TECNOLOGÍA	50	BPD
TIPO DE CRUDO	12	API
TASA INCREMENTAL DE PRODUCCIÓN	500%	%
PRODUCCION INCREMENTAL CON LA TECNOLOGÍA	250	BPD
PRODUCCION TOTAL POR DÍA	300	BPD
TASA DE DECLINACIÓN ANUAL	12%	DEC. EXP/AÑO
TASA DE DECLINACIÓN MENSUAL	1%	DEC. EXP/MES

<sup>32</sup> Decreto ley 756 de 2002, Congreso de Colombia, República de Colombia.

**Tabla 30.** Parámetros de Producción, Capex y Opex

MODELO EVALUACIÓN DE PROYECTO DE CALENTAMIENTO ELECTRICO		
DATA ENTRADA	VALOR	UNIDAD
PRECIO DE VENTA PETROLEO	49,7	USD/BI
PRECIO DE REFERENCIA BRENT	60,0	USD/BI
DIFERENCIAL <sup>33</sup>	-10,3	USD/BI
OPEX / BARRILES ADICIONALES	17,0	USD/BI
OPEX SIN TECNOLOGIA <sup>34</sup>	16,0	USD/BI
OPEX ADICIONAL CON TECNOLOGIA	1,05	USD/BI
<i>Potencia / hr</i>	75,00	kWh
<i>Potencia / día</i>	1.800,00	kWh
<i>Costo Energía Eléctrica (\$/kWh)<sup>35</sup></i>	485,00	\$/kWh
<i>Costo Energía Eléctrica (USD/kWh)</i>	0,12	USD/kWh
<i>Costo Energía Eléctrica día</i>	218,25	USD
<i>Factor de seguridad</i>	20%	%
<i>Costo Energía Eléctrica / Barril (USD/BI)</i>	1,05	USD/BI
CAPEX <sup>36</sup>	593.250	USD
INGENIERIA	28.250	USD
COMPRAS (Sistema de Calentamiento Integral)	260.000	USD
INSTALACION	305.000	USD
CAPITAL DE TRABAJO	18.000	USD

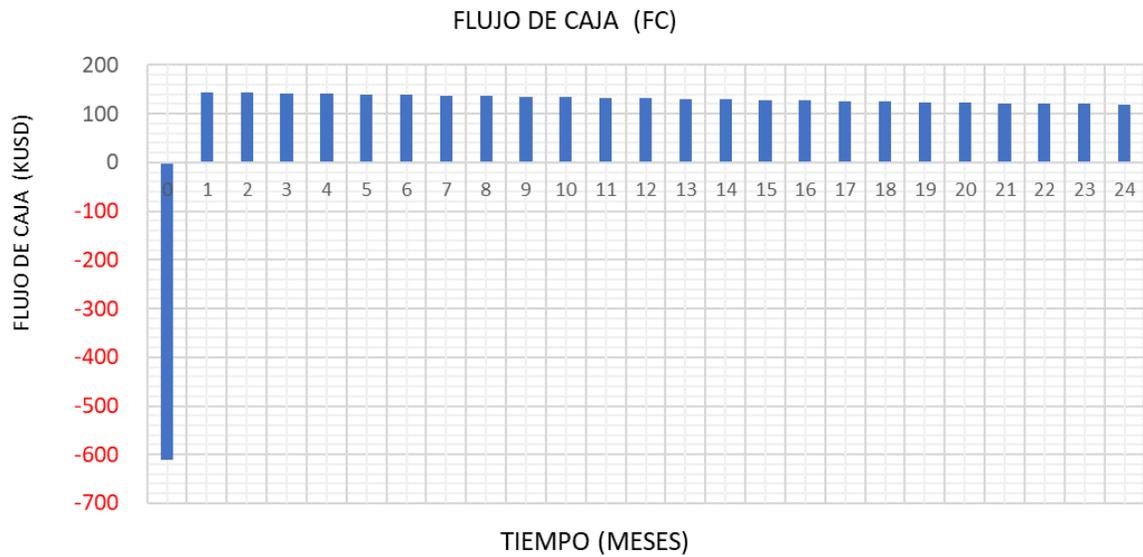
<sup>33</sup> Diferencial de referencia tomado crudo Rubiales de Ecopetrol por igualdad de gravedad °API. Julio 2021.

<sup>34</sup> Costos de operación y transporte de la industria petrolera en Colombia, Asociación Colombiana del Petróleo, 2017. <https://bit.ly/3uk6HAM>

<sup>35</sup> Boletín Tarifario, Superservicios, 2020, <https://bit.ly/3D1v0qh>

<sup>36</sup> Precio Capex de referencia de proyecto integral de calentamiento en superficie para propósitos académicos, Advanced Technology Applications. 2021

**Figura 54.** Diagrama de flujo de caja del proyecto de calentamiento eléctrico



**Figura 55.** Diagrama de flujo de caja mensual en VPN parcial y acumulado.



La tabla 31 presenta los indicadores de rentabilidad del análisis económico.

**Tabla 31.** Indicadores de rentabilidad de evaluación económica

INDICADORES DE RENTABILIDAD	VALOR	UNIDAD
VPN	2.058.016	USD
TIR	242%	%
B/C (Beneficio en VPN / Costo en VPN)	1,89	
B/C (Beneficio respecto a solo Capex)	10,20	
Beneficio (En VPN)	6.235.243	USD
Costo (En VPN)	3.300.898	USD
Capex y capital del trabajo	611.250	USD
Pay Back (en VPN)	4,30	Meses
Pay Back (en VPN)	129	Dias

Los resultados del análisis económico, señalan en todos los indicadores que el proyecto de calentamiento eléctrico es altamente rentable.

El tiempo de retorno de la inversión es de solo 4 meses lo cual permite rápidamente recuperar el recurso invertido para proyectos de reinversión.

La TIR (242%) es ampliamente muy superior a la tasa interna de oportunidad (12%) del análisis.

El beneficio económico en valor presente neto es 189% superior a los costos del proyecto en Capex y Opex.

## 5 CONCLUSIONES

El análisis realizado sobre las características de los crudos nacionales permitió concluir que la producción nacional está conformada en un 70% por crudos pesados por lo cual la sostenibilidad y extensión en tiempo de las reservas, depende de la apropiación e implementación de herramientas como la tecnología de calentamiento eléctrico para la producción rentable de los crudos pesados.

La tecnología de calentamiento eléctrico a nivel mundial ha demostrado con éxito, su efectividad en el aseguramiento de flujo de la producción de crudos pesados a través de sus aplicaciones desde fondo de pozo hasta recolección en superficie (conversión insitu ICP, precalentamiento de procesos SAGD, estimulación de la producción por calentamiento de la cara de la formación y calentamiento en tuberías de producción, recolección y transporte), siendo esto una referencia amplia para que en Colombia se implemente la tecnología dadas las características de los crudos pesados nacionales.

El modelamiento, permitió identificar la región más favorable para aplicación de la tecnología de acuerdo con las condiciones del caso base y demostró que, a través del calentamiento eléctrico en superficie, es posible habilitar el flujo máximo potencial del pozo, asegurar el flujo y mejorar las condiciones operativas al mantener bajas presiones en cabeza de pozo.

Los pozos de crudo pesado y extrapesado que requieren para su operación, facilidades en levantamiento y tubería en dimensiones inviables técnica y económicamente, pueden ser puestos en operación u optimizados con el uso de la tecnología de calentamiento eléctrico. El análisis de sensibilidad permitió determinar que a través del calentamiento eléctrico es posible alcanzar el máximo flujo potencial del pozo del caso base, aún bajo las condiciones más adversas como son, el diámetro de tubería de recolección de 3 pulgadas, distancia de 2500 metros

y gravedad de 8°API. Condiciones que sin calentamiento prácticamente es imposible el flujo.

Los indicadores de relación de flujo, creados a partir del análisis de sensibilidad, permiten identificar los escenarios donde la tecnología de calentamiento eléctrico es favorable para alcanzar el máximo de la producción y el aseguramiento de flujo.

De igual manera los indicadores de relación de flujo y presión en cabeza de pozo señalan los escenarios donde la tecnología es favorable para alcanzar el máximo de la producción y el aseguramiento de flujo con mejores condiciones operativa del sistema hidráulico.

El análisis de sensibilidad permitió observar que la viscosidad del fluido es el factor más importante que compromete el aseguramiento de flujo de los crudos pesados. Factores como la gravedad API y el porcentaje de agua en emulsión determinan la viscosidad final del fluido y en la medida que la viscosidad resultante es mayor, los requerimientos de las facilidades son mayores como es el caso del diámetro de la tubería. Por lo tanto, en la medida que la viscosidad resultante del fluido sea mayor, la aplicación de la tecnología de calentamiento eléctrico es más necesaria para el aseguramiento de flujo a través de facilidades de producción en dimensiones convencionales.

Los escenarios evaluados permiten comprender como a través de la regulación en potencia eléctrica es posible asegurar el máximo flujo de producción, con bajas cargas hidráulicas y manejo eficiente de la energía.

La evaluación económica permitió identificar que el proyecto para la implementación del calentamiento eléctrico en la tubería de recolección en superficie para las condiciones del caso base, es un proyecto ejemplo de alta rentabilidad y rápido retorno de inversión, que justifica la implementación de la tecnología.

El Opex que adiciona el sistema de calentamiento por concepto de energía eléctrica se puede aproximar a 1,0 USD/barril, como se puede observar en el análisis económico realizado. Costo de bajo valor en comparación con la viabilidad que permite la tecnología para alcanzar el máximo flujo de un pozo de crudo pesado o extrapesado.

En conclusión, en Colombia al igual que en el resto del mundo la producción de petróleo está conformada cada vez más por crudos pesados. El informe de producción fiscalizada permitió observar esta tendencia y la importancia que tiene en la producción nacional los crudos pesados. Sin embargo, se debe tener presente que las cifras corresponden a los barriles de crudo que las características de los fluidos permitieron producir sin incluir la posible producción inhabilitada por la alta viscosidad de los fluidos.

Colombia cuenta con yacimientos de crudos pesado y extrapesado que actualmente operan por debajo de su potencial o no son operados por causa de la alta viscosidad que poseen los fluidos. En este sentido la tecnología de calentamiento eléctrico como se pudo observar en los escenarios de evaluación realizados demostró que es una herramienta viable técnicamente y favorable económicamente que hace posible la producción de este tipo de crudos, permitiendo incrementar el factor de recobro nacional al hacer posible el incremento, el aseguramiento de flujo y la operación de los campos de crudos pesados y extrapesados.

## 6 RECOMENDACIONES

En Colombia existen pozos que poseen reservas, pero no pueden ser puestos en operación debido a la alta viscosidad del fluido como sucede en algunos campos del Valle Medio Del Magdalena, Llanos Orientales y Putumayo que por su inactividad no hace parte del total de reservas nacionales. Se recomienda el uso de la tecnología en estos casos para viabilizar la producción y fortalecer las reservas nacionales.

Al cierre del año 2020, Colombia contaba con reservas de petróleo probadas de 1.816 MBIs que en promedio indicaban que Colombia contaba con 6.3 años y reservas probables adicionales de aproximadamente 697 MBIs<sup>37</sup>. Teniendo en cuenta que el 70% de la producción nacional es de tipo pesado y extrapesado, aproximadamente 500MBIs de reservas probables que hoy no son explotadas presentarán los inconvenientes de fluidez por la alta viscosidad del fluido, por lo cual se recomienda el uso de la tecnología de calentamiento eléctrico para aumentar la tasa de producción de las reservas posibles y, viabilizar la producción de las reservas probables, con el objeto de ampliar el tiempo de las reservas nacionales.

Analizar y comparar el uso de la tecnología de calentamiento eléctrico como herramienta para reactivar la producción de campos existentes de crudo pesado versus los costos de exploración y perforación de nuevos campos de producción

Se recomienda la concepción de la tecnología desde las pruebas extensas de pozos de crudos pesados. El uso de la tecnología de calentamiento eléctrico puede hacer la diferencia en el resultado de las pruebas extensas de un pozo de crudo pesado al permitirle su operación con mayores tasas de producción.

---

<sup>37</sup> Agencia Nacional de Hidrocarburos, Reservas de Crudo y Gas del País, Dic 31 de 2020, <https://bit.ly/3ASMowK>

Implementar la tecnología de calentamiento eléctrico en procesos de tratamiento de crudos pesados donde la tecnología a nivel mundial también ha demostrado ser una herramienta viable y de alta rentabilidad para la mejora de estos procesos.

A nivel de transporte por oleoducto, la tecnología de calentamiento eléctrico ha demostrado a nivel mundial ser una solución segura y rentable para el aseguramiento de crudos pesados y/o parafínicos por tuberías en distancias de cientos de kilómetros. En Colombia el transporte de crudos pesados en la actualidad depende principalmente de la dilución con nafta para reducir la viscosidad del fluido hasta niveles manejables por las facilidades de bombeo y tubería. El actual documento sirve de referencia sobre la capacidad de la tecnología y el bajo costo para el transporte por tubería, y se recomienda contemplar la tecnología el análisis de alternativas de transporte de crudos pesados por facilidades en dimensiones similares a los Oleoductos nacionales.

Se recomienda el uso de la tecnología de calentamiento eléctrico teniendo en cuenta los siguientes aspectos que posee la tecnología:

- Por ser elementos calefactores de tipo resistivo son altamente eficientes en la generación de calor a partir de energía eléctrica con valores de conversión superiores al 90%.
- La tecnología no agrega ninguna sustancia o elemento al fluido por lo cual no cambia su composición química.
- La tecnología de calentamiento eléctrico no genera emisiones de gases que afecten el medio ambiente.
- La tecnología se implementa con elementos de control de potencia electrónicos que permiten la regulación precisa de la energía para evitar excesos o pérdidas innecesarias de calor.
- Es una herramienta tecnológica que se integra fácilmente en comunicación con los equipos de control de los sistemas de levantamiento artificial de los pozos.

Por esta cualidad se recomienda su implementación dado que además del aseguramiento de flujo de la producción, es una herramienta adicional de medida y fuente de información sobre el comportamiento de los pozos.

- Para el caso evaluado la tecnología se implementó en superficie, pero existen escenarios donde la tecnología se requiere en la tubería de producción o fondo de pozo.
- Es una herramienta que utiliza energía eléctrica para su operación, haciéndola muy acorde para su implementación con tecnologías de autogeneración como la eólica y solar que cada vez son más necesarias y participes.
- En campos de crudos pesados donde no se cuenta con interconexión de la red eléctrica por su ubicación, generalmente la comercialización del gas de producción igualmente no es rentable por los costos de logística. Esto permite que la autogeneración eléctrica sea fuente de energía para la implementación de la tecnología de calentamiento eléctrico, permitiendo así el aseguramiento de flujo y el aprovechamiento de la energía del gas del campo.
- Con el aseguramiento de flujo de la producción con calentamiento eléctrico sobre tuberías de recolección, la producción se recibe en las estaciones de tratamiento con mayor temperatura por cual se incrementa la capacidad de tratamiento de la planta sin cambio en las facilidades mecánicas.

## 7 BIBLIOGRAFÍA

- ✓ ARENAS ZAPATA, Naddia Delfina, CANDELO AGUILAR, Andres Felipe, ARTEAGA MONDRAGON, Jaime Andres, & QUINTERO VALERO, Nelson Enrique. Simulación numérica de la transferencia de calor en un oleoducto transportador de crudo pesado sometido a calentamiento eléctrico resistivo. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. 2013. 124p.
- ✓ BARRERA MARIN, Jhon Alexander, ACEVEDO MEDINA, Diego Armando, & PEREZ ANGULO, Julio Cesar. Modelamiento del perfil de temperatura en un proceso de calentamiento eléctrico por nodos resistivos en fondo en un pozo del campo colorado. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. 2013. 135p.
- ✓ BULLARD, Jeffrey W, PAULI, Adam T., GARBOCZI, Eduard J., MARTYS, Nicos S, "comparison of viscosity–concentration relationships for emulsions", National Institute of Standards and Technology, Gaithersburg, MD, USA and Western Research Institute, Laramie, WY, USA, 2008.
- ✓ ERSOY, G., YU, M., SARICA, C., "Modeling of Inversion Point for Heavy Oil-Water Emulsion Systems." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, September 2008.
- ✓ ESCOBAR, Freddy H. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Colombia: Editorial Universidad Surcolombiana. Primera Edición 2012.
- ✓ FOWLER T.D., VINEGAR J., "Oil Shale ICP – Colorado Field Pilots", SPE, Shell Exploration and Production Company, 2009.

- ✓ HASSANZADEH, Hassan, & HARDING, Thomas. Analysis of conductive heat transfer during in-situ electrical heating of oil sands. Fuel (Guildford). 2016.
- ✓ HERNÁNDEZ, Roberto, FERNANDEZ, Carlos y BAPTISTA, Pilar. Metodología de la investigación. México: McGrawHill, Sexta Edición 2010.
- ✓ LOWY D., GARRIDO G., MELO V., "Prediction of operational variables involved in the Production Process of Crude Oil by Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD)", 2015.
- ✓ MCQUEEN G., PARMAN D. and WILLIAMS H., "Enhanced oil recovery of shallow wells with heavy oil: A case study in electro thermal heating of California oil wells, 2009.
- ✓ MALAGÓN, Jonathan, RUIZ, Carlos y MONTOYA, Germán. La competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia. Cuaderno PNUD Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. Junio 2016.
- ✓ MARFISSI S., CAMPOS F., OSUNA C., BROWN J. Evaluation of downhole electrical heating in heavy oil of the Orinoco Belt, Venezuela. PDVSA, 2009.
- ✓ OLIVEIRA, R.C.G., GONÇALVES, M.A.L., "Emulsion Rheology - Theory vs. Field Observation." Paper presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, May 2005.
- ✓ RANGEL, German, E.R, SCHEMBRE, J, SANDBERG, C, & KOVSCEK, A.R. Electrical-heating-assisted recovery for heavy oil. Journal of Petroleum Science & Engineering. 2004.

- ✓ ROOPA, Iannie, DAWE, Richard A, & SAMUEL, Tricia. Downhole Heating: Productivity Ratio Improvements-Dangers of Misconceptions. Petroleum Science and Technology. (2005).
- ✓ RODRIGUEZ, Raul Fernando, BASHBUSH, Jose L., and RINCON, Adafel C., "Feasibility of using electrical downhole heaters in Faja heavy oil reservoirs." Paper presented at the International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Calgary, Alberta, Canada, October 2008.
- ✓ SANDBERG, Chet, HALE, Arthur, and KOVSCEK, Anthony R. History and Application of Resistance Electrical Heaters in Downhole Oil Field Applications. Paper presented at the SPE Western Regional & AAPG Pacific Section Meeting 2013 Joint Technical Conference, Monterey, California, USA, April 2013.
- ✓ SANDBERG, Chet, THOMAS, Keith, and HALE, Arthur. Advances in Electrical Heating Technology for Heavy Oil Production. Paper presented at the SPE Heavy Oil Conference-Canada, Calgary, Alberta, Canada, June 2014.
- ✓ SANTOS, R.G., LOH, W, BANNWART, A.C., & TREVISAN, O.V., An overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods. Brazilian Journal of Chemical Engineering. 2014.
- ✓ SHENG J.J., Enhanced Oil Recovery Field Case Studies, Elsevier Science & Technology. 2013.
- ✓ SILVA DE JESUS, B, ESCOBAR REMOLINA, J.C.M, RUEDA L.E., "Correlaciones de Viscosidad Crudos Pesados Colombianos", Acipet, Bogotá, Colombia, 2013.

- ✓ VILLAMIZAR SOLANO, Rafael Eduardo, CABARCAS SIMANCAS, Manuel Enrique, PINEDA GOMEZ, Cesar Augusto, CASTANO HENAO, Juan Guillermo. Aseguramiento de flujo a nivel de pozo para sistemas de petróleo: análisis de la precipitación de parafinas y asfaltenos. Trabajo de Grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. 2013. 202p.
  
- ✓ VILLARROEL, T., HERNÁNDEZ, R., “Technological Developments for Enhancing Extra Heavy Oil Productivity in Fields of the Faja Petrolifera del Orinoco (FPO)”, Venezuela, PDVSA, 2013.
  
- ✓ XI C., QI Z. and JIANG Y., “Dual-Horizontal Wells SAGD Start-Up Technology: From Conventional Steam Circulation to Rapid and Uniform Electric Heating Technology”, 2017.

## WEBGRAFIA:

- <https://bit.ly/3fM6Ib2>.
- <https://bit.ly/3kpMNkC>
- <https://bit.ly/2XOEI5V>.
- <https://bit.ly/3yEYzfp>
- <https://bit.ly/39nUtgQ>
- <https://atapplications.com>
- <http://bartec.com>
- <http://sigmathermal.com>
- <https://bit.ly/3ilkMD1>
- <https://glossary.oilfield.slb.com/en/terms/s/sagd>
- <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/heavy-oil-3-spanish>
- <https://bit.ly/3uk6HAM>
- <https://bit.ly/3D1v0qh>

## 8 ANEXOS

### ANEXO A FLUJO DE CAJA PROYECTO CALENTAMIENTO ELECTRICO

#### Anexo A.1 Flujo de caja de proyecto de calentamiento eléctrico – Primer Año

FLUJO DE CAJA	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
<b>FLUJO DE INVERSION</b>													
CAPEX	-593.250	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAPITAL DE TRABAJO	-18.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTALES DE INVERSION</b>	<b>-611.250</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>FLUJO DE INGRESOS</b>													
PRODUCCION SIN IA TECNOLOGIA (BOPD)	500	493	490	485	480	476	471	466	462	457	452	448	44,8
PRODUCCION ADICIONAL CON IA TECNOLOGIA (BOPD)	250	248	245	243	240	238	235	233	231	228	226	224	224
PRODUCCION (BOPD)	300	297	294	291	288	285	283	280	277	274	271	269	269
FACTORES REGALIAS	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%
PRODUCCION REGALIAS (BOPD)	24	24	24	23	23	23	23	22	22	22	22	22	22
PRODUCCION NETA (BOPD)	276	273	271	268	265	263	260	257	255	252	250	247	247
PRODUCCION TOTAL MENSUAL BRUTA (BLS)	9.000	8.910	8.822	8.734	8.647	8.561	8.476	8.392	8.308	8.225	8.144	8.063	8.063
PRODUCCION TOTAL MENSUAL NETA (BLS)	8.280	8.198	8.116	8.035	7.955	7.876	7.798	7.720	7.643	7.567	7.492	7.418	7.418
PRODUCCION ADICIONAL MENSUAL BRUTA (BLS)	7.500	7.425	7.351	7.278	7.206	7.134	7.063	6.993	6.923	6.854	6.786	6.719	6.719
PRODUCCION ADICIONAL MENSUAL NETA (BLS)	6.900	6.831	6.763	6.696	6.629	6.563	6.498	6.434	6.370	6.306	6.243	6.181	6.181
PRECIO DEL BARRIL DE REFERENCIA BRENT (USD/BLS)	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
DIFERENCIAL DE PRECIO (USD/BLS)	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10
PRECIO DEL BARRIL (USD/BLS)	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
<b>INGRESOS NETOS</b>	<b>USD 942.930</b>	<b>USD 939.518</b>	<b>USD 936.140</b>	<b>USD 932.795</b>	<b>USD 929.484</b>	<b>USD 926.205</b>	<b>USD 922.959</b>	<b>USD 919.746</b>	<b>USD 916.564</b>	<b>USD 913.414</b>	<b>USD 910.296</b>	<b>USD 907.208</b>	<b>USD 904.150</b>
<b>FLUJO DE EGRESOS</b>													
OPEX DE PROYECTO POR BARRILES DE PRODUCCION ADICIONAL	USD 129.428	USD 128.141	USD 126.866	USD 125.603	USD 124.353	USD 123.116	USD 121.891	USD 120.678	USD 119.477	USD 118.289	USD 117.112	USD 115.946	USD 114.789
OPEX POR LEVANTAMIENTO DE PRODUCCION INCREMENTAL	USD 120.000	USD 118.806	USD 117.624	USD 116.453	USD 115.295	USD 114.148	USD 113.012	USD 111.887	USD 110.774	USD 109.672	USD 108.580	USD 107.500	USD 106.431
OPEX POR TECNOLOGIA DE PRODUCCION TOTAL	USD 9.428	USD 9.335	USD 9.242	USD 9.150	USD 9.059	USD 8.969	USD 8.879	USD 8.791	USD 8.704	USD 8.617	USD 8.531	USD 8.446	USD 8.361
GASTOS ADMINISTRATIVOS Y FINANCIEROS	USD 6.760	USD 6.499	USD 6.237	USD 5.976	USD 5.716	USD 5.455	USD 5.194	USD 4.933	USD 4.672	USD 4.412	USD 4.151	USD 3.891	USD 3.631
ADMINISTRATIVOS (% SOBRE OPEX)	USD 647	USD 641	USD 634	USD 628	USD 622	USD 616	USD 609	USD 603	USD 597	USD 591	USD 586	USD 580	USD 575
FINANCIEROS	USD 6.113	USD 5.858	USD 5.603	USD 5.348	USD 5.094	USD 4.839	USD 4.584	USD 4.330	USD 4.075	USD 3.820	USD 3.566	USD 3.311	USD 3.056
GASTOS NO REEMBOLSABLES	USD 12.734	USD 12.734	USD 12.734	USD 12.734	USD 12.734	USD 12.734	USD 12.734	USD 12.734	USD 12.734	USD 12.734	USD 12.734	USD 12.734	USD 12.734
DEPRECIACION	12.359	12.359	12.359	12.359	12.359	12.359	12.359	12.359	12.359	12.359	12.359	12.359	12.359
AMORTIZACION CAPITAL DE TRABAJO	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375
<b>EGRESOS NETOS</b>	<b>USD 448.922</b>	<b>USD 447.373</b>	<b>USD 445.837</b>	<b>USD 444.314</b>	<b>USD 442.803</b>	<b>USD 441.305</b>	<b>USD 439.819</b>	<b>USD 438.346</b>	<b>USD 436.884</b>	<b>USD 435.435</b>	<b>USD 433.997</b>	<b>USD 432.571</b>	<b>USD 431.155</b>
<b>UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>USD 194.008</b>	<b>USD 192.144</b>	<b>USD 190.302</b>	<b>USD 188.481</b>	<b>USD 186.680</b>	<b>USD 184.900</b>	<b>USD 183.140</b>	<b>USD 181.400</b>	<b>USD 179.680</b>	<b>USD 177.980</b>	<b>USD 176.299</b>	<b>USD 174.637</b>	<b>USD 172.994</b>
IMPUESTOS	USD 62.062	USD 61.486	USD 60.897	USD 60.314	USD 59.728	USD 59.138	USD 58.545	USD 57.948	USD 57.348	USD 56.745	USD 56.139	USD 55.531	USD 54.921
<b>UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTOS</b>	<b>USD 131.925</b>	<b>USD 130.658</b>	<b>USD 129.405</b>	<b>USD 128.167</b>	<b>USD 126.943</b>	<b>USD 125.732</b>	<b>USD 124.535</b>	<b>USD 123.352</b>	<b>USD 122.182</b>	<b>USD 121.026</b>	<b>USD 119.883</b>	<b>USD 118.753</b>	<b>USD 117.634</b>
<b>FLUJO DE CAJA (FC)</b>	<b>-USD 611.250</b>	<b>USD 144.660</b>	<b>USD 143.393</b>	<b>USD 142.140</b>	<b>USD 140.901</b>	<b>USD 139.677</b>	<b>USD 138.466</b>	<b>USD 137.270</b>	<b>USD 136.086</b>	<b>USD 134.917</b>	<b>USD 133.761</b>	<b>USD 132.617</b>	<b>USD 131.488</b>
<b>FLUJO DE CAJA EN VPN (FC)</b>	<b>-USD 611.250</b>	<b>USD 144.539</b>	<b>USD 143.154</b>	<b>USD 141.785</b>	<b>USD 140.433</b>	<b>USD 139.096</b>	<b>USD 137.776</b>	<b>USD 136.472</b>	<b>USD 135.183</b>	<b>USD 133.909</b>	<b>USD 132.651</b>	<b>USD 131.408</b>	<b>USD 130.180</b>
<b>FLUJO DE CAJA ACUMULADO EN VPN (FC)</b>	<b>-USD 611.250</b>	<b>-USD 466.711</b>	<b>-USD 323.557</b>	<b>-USD 181.772</b>	<b>-USD 41.339</b>	<b>USD 97.757</b>	<b>USD 235.533</b>	<b>USD 372.005</b>	<b>USD 507.187</b>	<b>USD 641.096</b>	<b>USD 773.747</b>	<b>USD 905.155</b>	<b>USD 1.035.395</b>

## Anexo A.2 Flujo de caja de proyecto de calentamiento eléctrico – Segundo Año

FLUJO DE CAJA		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
		PERIODO (AÑOS)											
<b>FLUJO DE INVERSION</b>													
CAPEX		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CAPITAL DE TRABAJO		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTALS DE INVERSION		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>FLUJO DE INGRESOS</b>													
PRODUCCION SIN LA TECNOLOGIA (BOPD)		44.3	43.9	43.5	43.0	42.6	42.2	41.8	41.3	40.9	40.5	40.1	39.7
PRODUCCION ADICIONAL CON LA TECNOLOGIA (BOPD)		222	220	217	215	213	211	209	207	205	203	201	199
PRODUCCION (BOPD)		266	263	261	258	256	253	251	248	246	243	241	238
FACTORES REGALIAS		8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%	8.0%
PRODUCCION REGALIAS (BOPD)		21	21	21	21	20	20	20	20	20	19	19	19
PRODUCCION NETA (BOPD)		245	242	240	238	235	233	231	228	226	224	221	219
PRODUCCION TOTAL MENSUAL BRUTA (BLS)		7.982	7.903	7.824	7.746	7.669	7.593	7.517	7.443	7.369	7.295	7.223	7.151
PRODUCCION TOTAL MENSUAL NETA (BLS)		7.344	7.271	7.198	7.127	7.056	6.986	6.916	6.847	6.779	6.712	6.645	6.579
PRODUCCION ADICIONAL MENSUAL BRUTA (BLS)		6.652	6.586	6.520	6.455	6.391	6.327	6.265	6.202	6.140	6.079	6.019	5.959
PRODUCCION ADICIONAL MENSUAL NETA (BLS)		6.120	6.059	5.999	5.939	5.880	5.821	5.763	5.706	5.649	5.593	5.537	5.482
PRECIO DEL BARRIL DE REFERENCIA BRENT (USD/BLS)		60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
DIFERENCIAL DE PRECIO (USD/BLS)		-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10	-10
PRECIO DEL BARRIL (USD/BLS)		50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
INGRESOS NETOS		USD 304.152	USD 301.125	USD 298.129	USD 295.163	USD 292.226	USD 289.318	USD 286.439	USD 283.589	USD 280.767	USD 277.974	USD 275.208	USD 272.469
<b>FLUJO DE EGRESOS</b>													
OPEX DE PROYECTO POR BARRILES DE PRODUCCION ADICIONAL		USD 114.793	USD 113.650	USD 112.520	USD 111.400	USD 110.292	USD 109.194	USD 108.108	USD 107.032	USD 105.967	USD 104.913	USD 103.869	USD 102.835
OPEX POR LEVANTAMIENTO DE PRODUCCION INCREMENTAL		USD 106.430	USD 105.371	USD 104.323	USD 103.285	USD 102.257	USD 101.240	USD 100.232	USD 99.235	USD 98.248	USD 97.270	USD 96.302	USD 95.344
OPEX POR TECNOLOGIA DE PRODUCCION TOTAL		USD 8.362	USD 8.279	USD 8.197	USD 8.115	USD 8.034	USD 7.954	USD 7.875	USD 7.797	USD 7.719	USD 7.643	USD 7.566	USD 7.491
GASTOS ADMINISTRATIVOS Y FINANCIEROS		USD 3.630	USD 3.370	USD 3.109	USD 2.849	USD 2.589	USD 2.329	USD 2.069	USD 1.809	USD 1.549	USD 1.289	USD 1.029	USD 769
ADMINISTRATIVOS (% SOBRE OPEX)		USD 574	USD 568	USD 563	USD 557	USD 551	USD 546	USD 541	USD 535	USD 530	USD 525	USD 519	USD 514
FINANCIEROS		USD 3.056	USD 2.802	USD 2.547	USD 2.292	USD 2.038	USD 1.783	USD 1.528	USD 1.273	USD 1.019	USD 764	USD 509	USD 255
GASTOS NO REEMBOLSABLES		USD 12.734											
DEPRECIACION		12.359	12.359	12.359	12.359	12.359	12.359	12.359	12.359	12.359	12.359	12.359	12.359
AMORTIZACION CAPITAL DE TRABAJO		375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375
EGRESOS NETOS		USD 131.157	USD 129.755	USD 128.363	USD 126.984	USD 125.615	USD 124.257	USD 122.911	USD 121.575	USD 120.250	USD 118.936	USD 117.632	USD 116.338
<b>UTILIDAD ANTES DE IMPUESTOS</b>		<b>USD 172.994</b>	<b>USD 171.371</b>	<b>USD 169.766</b>	<b>USD 168.179</b>	<b>USD 166.611</b>	<b>USD 165.061</b>	<b>USD 163.528</b>	<b>USD 162.014</b>	<b>USD 160.517</b>	<b>USD 159.038</b>	<b>USD 157.576</b>	<b>USD 156.131</b>
IMPUESTOS		USD 55.358	USD 54.889	USD 54.325	USD 53.817	USD 53.315	USD 52.819	USD 52.329	USD 51.845	USD 51.366	USD 50.892	USD 50.424	USD 49.962
<b>UTILIDAD DESPUES DE IMPUESTOS</b>		<b>USD 117.636</b>	<b>USD 116.532</b>	<b>USD 115.441</b>	<b>USD 114.362</b>	<b>USD 113.295</b>	<b>USD 112.241</b>	<b>USD 111.199</b>	<b>USD 110.170</b>	<b>USD 109.152</b>	<b>USD 108.146</b>	<b>USD 107.152</b>	<b>USD 106.169</b>
<b>FLUJO DE CAJA (FC)</b>		<b>USD 130.371</b>	<b>USD 129.266</b>	<b>USD 128.175</b>	<b>USD 127.096</b>	<b>USD 126.030</b>	<b>USD 124.976</b>	<b>USD 123.934</b>	<b>USD 122.904</b>	<b>USD 121.886</b>	<b>USD 120.880</b>	<b>USD 119.886</b>	<b>USD 118.903</b>
<b>FLUJO DE CAJA EN VPN (FC)</b>		<b>USD 128.966</b>	<b>USD 127.768</b>	<b>USD 126.583</b>	<b>USD 125.413</b>	<b>USD 124.258</b>	<b>USD 123.116</b>	<b>USD 121.988</b>	<b>USD 120.873</b>	<b>USD 119.773</b>	<b>USD 118.685</b>	<b>USD 117.611</b>	<b>USD 116.550</b>
<b>FLUJO DE CAJA ACUMULADO EN VPN (FC)</b>		<b>USD 1.164.301</b>	<b>USD 1.292.069</b>	<b>USD 1.418.652</b>	<b>USD 1.544.066</b>	<b>USD 1.668.323</b>	<b>USD 1.791.439</b>	<b>USD 1.913.427</b>	<b>USD 2.034.300</b>	<b>USD 2.154.073</b>	<b>USD 2.272.758</b>	<b>USD 2.390.369</b>	<b>USD 2.506.919</b>