

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“ANÁLISIS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE MÉTODOS DE RECUPERACIÓN
TÉRMICA PARA LA EXPLOTACIÓN DEL POZO IP 015 DEL CAMPO
PUNGARAYACU”**

TESIS DE GRADO

Previo a la obtención del Título de:

INGENIERA EN PETRÓLEO

Presentada por:

Freddy Carrión Maldonado

Nereida Medina Salazar

GUAYAQUIL – ECUADOR

Año: 2016

AGRADECIMIENTO

Nuestros más sinceros agradecimientos en primer lugar a Dios por la salud y bendición de cada día. A la Escuela Superior Politécnica del Litoral por permitirnos formar parte de esta gran familia.

A la Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador por facilitarnos la información necesaria para el desarrollo de nuestro proyecto.

A los Docentes M. Sc. Danilo Arcentales Coordinador de la Carrera de Ingeniería en Petróleo y M. Sc. Fidel Chuchuca Aguilar

Tutor de este proyecto por brindarnos todo su apoyo.

DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico a mis padres Freddy Carrión Aguilar y Carmita Maldonado por ser mis mejores guías, maestros y brindarme su apoyo incondicional en todas las etapas de mi vida, a mi tía Meyita Maldonado por ser como mi segunda mamá y estar siempre conmigo, a mis hermanas Kristhel Carrión y Katherine Carrión por la bonita relación que siempre hemos tenido y a mi enamorada Nereida Medina por ser mi gran consejera y por la ayuda brindada de forma incondicional.

Freddy Carrión

DEDICATORIA

El presente proyecto se lo dedico a mis padres Jaime Medina y Vilmita Salazar por ser mis mejores amigos y porque cada día me enseñaban a sacrificarme y trabajar muy duro por mis sueños, a mi hermano Cristian porque siempre me ha brindado su apoyo incondicional en cada momento de mi vida, a mi abuela Mariana por su amor y cuidados y a mi enamorado Freddy por su paciencia y enseñanzas de cada día.

Nereida Medina

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

MSc. Fidel Chuchuca A.
DIRECTOR DE LA MATERIA
INTEGRADORA

MSc. Kenny Escobar S.
PROFESOR EVALUADOR

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL”

Nereida Medina Salazar

Freddy Carrión Maldonado

RESUMEN

En el presente proyecto se muestra un estudio de la implementación de métodos térmicos en el pozo IP 015 del Campo Pungarayacu. En base a un *screening* se escogió el método más adecuado para su explotación mediante las características del yacimiento y de los fluidos que se encuentran en el mismo. Basándonos en las capacidades de funcionamiento de los generadores de vapor en superficie los cuales son: presión de inyección (400-800 psi), caudal de inyección (350-500bpd) y tiempo de inyección (8-15 días), se procedió a realizar los cálculos de las pérdidas de calor del vapor que se tienen en el trayecto desde el cabezal hasta la formación combinando los parámetros de inyección y escogiendo en base a los resultados el más óptimo para este pozo. Considerando que en la completación del pozo se puede utilizar tubería sin aislante, así como también tubería con aislante (Fibra de vidrio inorgánica con resina) se realizaron los estudios correspondientes para considerar que tipo de tubería es la más adecuada para aplicar el método de recuperación. Posteriormente, se determinaron los caudales estimulados de petróleo utilizando el modelo matemático de Boberg y Lantz a los tiempos de producción de 2, 9 y 30 días y se escogió cual nos brinda la mayor producción del crudo.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	IX
ÍNDICE GENERAL.....	X
ABREVIATURAS	XII
SIMBOLOGÍA	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIX
ÍNDICE DE TABLAS	XXI
INTRODUCCIÓN	XXII
CAPITULO 1	
1. GENERALIDADES	1
1.1. Objetivos de la Investigación.....	1
1.2. Definición del Problema	2
1.3. Justificación.....	3
CAPÍTULO 2	
2. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO PUNGARAYACU POZO IP 015	4
2.1. Reseña Histórica	4
2.2. Ubicación.....	6
2.3. Geología del Campo Pungarayacu	7
2.4. Estratigrafía.....	10
2.5. Características del Reservorio Hollín	17
CAPÍTULO 3	
3. MARCO TEÓRICO	19
3.1. Recuperación Mejorada de Petróleo	19
3.2. Recuperación Terciaria	20
3.3. Métodos Térmicos.....	22

3.4. Propiedades Térmicas de los Fluidos y Rocas.....	48
3.5. Propiedades térmicas del agua y del vapor.....	56
3.6. Calidad del vapor y vapor húmedo.....	60
3.7. Volumen Específico.....	61
3.8. Pérdidas de Calor.....	62
3.9. Calidad de vapor en el pozo.....	80
3.10. Caídas de Presión en el Pozo.....	81
3.11. Calentamiento de la formación debido a la inyección de fluidos calientes	85
 CAPÍTULO 4	
4. DESARROLLO	89
4.1. Selección del Método de Inyección Térmica (<i>Screnning</i>).....	89
4.2. Pérdidas de calor y calidad de vapor en el pozo IP 015.....	92
4.3. Inyección Cíclica de Vapor en el pozo IP 015	110
4.4. Tabla de Resultados	117
 CAPÍTULO 5	
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	119
5.1. Conclusiones.....	119
5.2. Recomendaciones.....	122
 ANEXOS	
BIBLIOGRAFÍA	

ABREVIATURAS

API	American Petroleum Institute			
Bpd	Barriles por día			
Cepe	Corporación Estatal Petrolera del Ecuador			
SAGD	Steam Assisted Gravity Drainage			
TVD		Total	Vertical	Deep

SIMBOLOGÍA

\emptyset	:	Porosidad de la formación, fracción
S_o	:	Saturación de petróleo, fracción
S_w	:	Saturación de petróleo, fracción
S_g	:	Saturación de petróleo, fracción
S_{or}	:	Saturación residual de petróleo, fracción
K	:	Permeabilidad, Darcy
H	:	Espesor de la formación, pies
P_i	:	Presión inicial, psia
P_{wf}	:	Presión de fondo fluyente, psia
SG_o	:	Gravedad específica del petróleo, fracción
q_{oc}	:	Tasa de flujo de petróleo antes de la estimulación, bpd
q_{oh}	:	Tasa de flujo de petróleo estimulada, bpd
μ_{oc}	:	Viscosidad del petróleo a la temperatura del yacimiento, cp
μ_{oh}	:	Viscosidad del petróleo en la zona calentada por el vapor, cp
r_e	:	Radio externo del pozo, Pies
r_w	:	Radio externo del pozo, Pies
r_h	:	Radio de la zona calentada por el vapor, Pies
V_z	:	Pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes, Adimensional
V_r	:	Conducción radial del calor, Adimensional
Δ	:	Calor perdido por los fluidos producidos, Adimensional

- T_{avg} : Temperatura promedio de la región calentada por el vapor, °F
 T_R : Temperatura original del yacimiento, °F
 T_s : Temperatura del vapor, °F
 F_1 : Función de Marx y Langenheim, Adimensional
 K_{hob} : Conductividad térmica de las capa supra y subyacentes, $\frac{BTU}{h \cdot pie^2 \cdot ^\circ F}$
 M_{ob} : Capacidad Calorífica de las capas supra y subyacentes, $\frac{BTU}{pie^3 \cdot ^\circ F}$
 M_s : Capacidad Calorífica de la roca-yacimiento, $\frac{BTU}{pie^3 \cdot ^\circ F}$
 h_t : Espesor total de la formación, Pies
 \bar{h} : Espesor aumentado de la formación, Pies
 t_D : Tiempo, adimensional
 H_f : Tasa de calor removido por los fluidos producidos, $\frac{BTU}{día}$
 $H_{o,g}$: Calor removido por el gas y petróleo, $\frac{BTU}{bls}$
 $H_{w,s}$: Calor removido por el agua y el vapor, $\frac{BTU}{bls}$
 ρ_o : Densidad del petróleo, $\frac{lb}{pie^3}$
 ρ_w : Densidad del agua, $\frac{lb}{pie^3}$
 R_g : Razón gas/petróleo producido, $\frac{pie^3}{bls}$
 C_o : Calor específico del petróleo, $\frac{BTU}{lb \cdot ^\circ F}$

- C_g : Calor específico del gas, $\frac{\text{BTU}}{\text{lb} \cdot ^\circ\text{F}}$
- C_w : Calor específico del agua, $\frac{\text{BTU}}{\text{lb} \cdot ^\circ\text{F}}$
- H_w : Entalpía del agua a T_{avg} , $\frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$
- H_R : Entalpía del agua a T_R , $\frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$
- L_v : Calor latente de vaporización, $\frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$
- R_w : Razón agua/petróleo producido, $\frac{\text{bls}}{\text{bls}}$
- R_s : Agua producida en estado de vapor, $\frac{\text{bls}}{\text{bls}}$
- N_p : Petróleo total recuperado, bls
- V_s : Volumen de la zona de vapor, pie^3
- Q_i : Tasa de inyección de calor, $\frac{\text{BTU}}{\text{hr}}$
- ν_s : Viscosidad cinemática del petróleo a temperatura del vapor, $\frac{\text{pies}^2}{\text{s}}$
- g : Aceleración de la gravedad, $\frac{\text{Pies}}{\text{s}^2}$
- WOR : Razón agua/petróleo producido, $\frac{\text{bls}}{\text{bls}}$
- α : Difusividad térmica del yacimiento, $\frac{\text{Pies}^2}{\text{s}}$
- u_w : Viscosidad del agua, cp
- u_s : Viscosidad del vapor seco y saturado, cp
- u_{ws} : Viscosidad del vapor húmedo, cp
- X_{st} : Calidad del vapor, fracción
- P_s : Presión de saturación del vapor, psi

- H_s : Entalpía del vapor seco y saturado, $\frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$
- $V_{W,s,ws}$: Volumen específico del agua saturada, vapor y vapor húmedo, $\frac{\text{pies}^3}{\text{lb}}$
- A : Área por donde pasa el flujo de calor, pie^2
- σ : Constante de Stefan, $\frac{\text{BTU}}{\text{h-pie}^2\text{-}^\circ\text{F}^4}$
- ε : Emisividad de la superficie, fracción
- T_a : Temperatura ambiente, $^\circ\text{F}$
- U_{to} : Coeficiente de transferencia de calor en radio externo del *tubing*, $\frac{\text{BTU}}{\text{h-pie}^2\text{-}^\circ\text{F}}$
- r_{to} : Radio externo del *tubing*, pies
- r_{ti} : Radio interno del *tubing*, pies
- r_{ins} : Radio del aislante, pies
- r_{co} : Radio externo del *casing*, pies
- r_{ci} : Radio interno del *casing*, pies
- r_h : Radio interno del pozo, pies
- K_{hs} : Conductividad térmica del material de la tubería, $\frac{\text{BTU}}{\text{h-pie-}^\circ\text{F}}$
- K_{hcem} : Conductividad térmica del cemento, $\frac{\text{BTU}}{\text{h-pie-}^\circ\text{F}}$
- K_{hins} : Conductividad térmica del material del aislante, $\frac{\text{BTU}}{\text{h-pie-}^\circ\text{F}}$
- K_{hs} : Conductividad térmica del material de la formación, $\frac{\text{BTU}}{\text{h-pie-}^\circ\text{F}}$
- h_c : Coeficiente de transferencia de calor por convección entre superficie externa de la tubería de inyección y superficie

- interna de la de revestimiento, $\frac{\text{BTU}}{\text{h-pie}^2\text{-}^\circ\text{F}}$
- h_r : Coeficiente de transferencia de calor por radiación entre superficie externa de la tubería de inyección y superficie interna de la de revestimiento, $\frac{\text{BTU}}{\text{h-pie}^2\text{-}^\circ\text{F}}$
- h'_c : Coeficiente de transferencia de calor por convección entre superficie externa del aislante y la superficie interna de la tubería de revestimiento, $\frac{\text{BTU}}{\text{h-pie}^2\text{-}^\circ\text{F}}$
- h'_r : Coeficiente de transferencia de calor por radiación entre superficie externa del aislante y la superficie interna de la tubería de revestimiento, $\frac{\text{BTU}}{\text{h-pie}^2\text{-}^\circ\text{F}}$
- K_{ha} : Conductividad térmica del fluido en espacio anular, $\frac{\text{BTU}}{\text{h-pie-}^\circ\text{F}}$
- μ_a : Viscosidad dinámica del fluido en espacio anular, cp
- ρ_a : Densidad del fluido en espacio anular, $\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3}$
- c_{pa} : Capacidad calorífica del fluido en espacio anular, $\frac{\text{BTU}}{\text{lb-}^\circ\text{F}}$
- β_a : Coeficiente de expansión térmica del fluido en espacio anular, $^\circ\text{F}^{-1}$
- Q : Tasa de pérdida de calor, $\frac{\text{BTU}}{\text{hr}}$
- $f(t)$: Función adimensional del tiempo, Adimensional
- T_{co} : Temperatura en el radio externo del *casing*, $^\circ\text{F}$
- T_{ins} : Temperatura en el aislante, $^\circ\text{F}$
- T_h : Temperatura en la cara de la arena, $^\circ\text{F}$
- T_e : Temperatura de la formación, $^\circ\text{F}$

- ΔL : Profundidad, Pies
- w : Flujo másico, lb/hr
- $X_{st,wh}$: Calidad del vapor en la cabeza del pozo, fracción
- P_2 : Presión del vapor en el fondo del pozo, psi
- Δpf : Caída de presión por fricción, psi
- f : Factor de fricción, Adimensional
- V_{ws1} : Volumen específico del vapor húmedo en la cabeza del pozo,
 $\frac{\text{pie}^3}{\text{lb}}$
- V_{ws2} : Volumen específico del vapor húmedo en el fondo del pozo,
 $\frac{\text{pie}^3}{\text{lb}}$
- V_T : Volumen específico total del fluido, $\frac{\text{pie}^3}{\text{lb}}$
- Re : Número de Reynolds, Adimensional
- H_L : Factor *holdup* del líquido, Adimensional
- A_s : Área calentada por el vapor, pie^2
- P_{iny} : Presión de inyección del vapor, psi
- Q_{iny} : Caudal de inyección del vapor, bpd
- t_{iny} : Presión de inyección del vapor, días
- $t_{prod.}$: Tiempo de producción, días

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Ubicación del pozo IP 015 del Campo Pungarayacu	7
Figura 2: Columna Estratigráfica del Pozo IP 015 DEL Campo Pungarayacu	10
Figura 3: Cuadro estratigráfico del Cretácico de la cuenca oriente.....	17
Figura 4: Clasificación de los Métodos de Recuperación	20
Figura 5: Etapas de la inyección Cíclica de Vapor.....	25
Figura 6: Comportamiento de la producción de petróleo durante la aplicación de inyección cíclica de vapor	26
Figura 7: Perdidas de calor según el modelo de Boberg y Lantz.....	29
Figura 8: Distribución de los fluidos en un proceso de inyección continúa de vapor.....	37
Figura 9: Distribución de las zonas que actúan en un proceso de combustión in situ	41
Figura 10: Esquema del proceso SAGD (Pozos Horizontales)	44
Figura 11: Sección vertical de la cámara de vapor	45

Figura 12: Diagrama de pérdidas de calor en el sistema de inyección cíclica	63
Figura 13: Distribución de la temperatura en un pozo.	68
Figura 14: Calidad de vapor en el pozo Versus Presión de inyección de vapor a un $Q_{iny} = 500$ bpd y t_{iny} de 15 días	100
Figura 15: Calidad de vapor en el pozo Versus caudal de inyección de vapor a un $P_{iny} = 400$ psi y t_{iny} de 15 días	102
Figura 16: Calidad de vapor en el pozo Versus tiempo de inyección de vapor a un $Q_{iny} = 500$ bpd y P_{iny} de 400 psi.	102
Figura 17: Pérdidas de calor Versus Presión de inyección de vapor a un $Q_{iny} = 500$ bpd y t_{iny} de 15 días	103
Figura 18: Pérdidas de calor Versus Caudal de inyección de vapor a un $P_{iny} = 400$ psi y t_{iny} de 15 días	103
Figura 19: Pérdidas de calor Versus tiempo de inyección de vapor a un $Q_{iny} = 500$ bpd y P_{iny} de 400 psi.	104
Figura 20: Caudal de petróleo producido vs Tiempo de producción en una tubería sin aislante.....	116
Figura 21: Caudal de petróleo producido vs Tiempo de producción en una tubería con aislante.....	116

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I: Propiedad térmicas de las rocas	56
Tabla II: Datos del Campo Pungarayacu.....	90
Tabla III: Comparación de los parámetros de los métodos térmicos con los del Campo Pungarayacu.	91
Tabla IV: Datos del IP 015 del Campo Pungarayacu	94
Tabla V: Determinación del coeficiente de transferencia de calor a 400 psi, 350 bpd y 8 días de inyección para una tubería sin aislante	96
Tabla VI: Evaluación de pérdidas de calor y calidad de vapor a una presión de 400 psi en una tubería sin aislante.	97
Tabla VII: Determinación de pérdidas de calor y calidad de vapor a una presión de 600 psi en una tubería sin aislante.....	98
Tabla VIII: Evaluación de pérdidas de calor y calidad de vapor a una presión de 800 psi en una tubería sin aislante	99
Tabla IX: Determinación del coeficiente de transferencia de calor a 400 psi, 350 bpd y 8 días de inyección para una tubería con aislante	106
Tabla X: Determinación de las pérdidas de calor y calidad de vapor a una presión de 400 psi en una tubería con aislante.....	107

Tabla XI: Determinación de las pérdidas de calor y calidad de vapor a una presión de 600 psi en una tubería con aislante.....	108
Tabla XII: Determinación de las pérdidas de calor y calidad de vapor a una presión de 800 psi en una tubería con aislante.....	109
Tabla XIII: Parámetros necesarios para desarrollar una inyección de vapor	112
Tabla XIV: Coeficientes necesarios para calcular el caudal estimulado en el pozo	113
Tabla XV: Calculo de caudal estimulado para una tubería de inyeccion sin aislante	114
Tabla XVI: Caudal de petróleo estimulado y petróleo acumulado producido a diversos tiempos de producción con una tubería sin aislante	115
Tabla XVII: Caudal de petróleo estimulado y petróleo acumulado producido a diversos tiempos de producción con una tubería con aislante	115
Tabla XVIII: Comparacion de resultados entre una tubería sin aislante y otra con aislante.....	117

INTRODUCCIÓN

El Campo Pungarayacu consiste en un anticlinal fallado con buzamiento en dirección sur, la estructura de este campo permite reconocerlo en dos secciones: norte y sur. Los estudios realizados en la zona demuestran que su estructura es debido a una variedad de procesos tectónicos suscitados hace miles de años, en donde hicieron que esta roca madre que contiene hidrocarburos aflore y producto de ello se dé un proceso de biodegradación del crudo contenido en la roca, que disminuyó su grado API.

La parte norte del campo al estar en contacto con la superficie, está cercana a varios ríos de la localidad por lo que su explotación no es ambientalmente posible, sin embargo, la parte sur del campo tiene la arena productora a unos mil pies de profundidad y su explotación no compromete la integridad de la zona.

La problemática de producir en esta franja sur radica en que se tiene un crudo muy viscoso con una movilidad muy baja y la única manera de lograrlo es mediante métodos térmicos que disminuyen la viscosidad del crudo permitiendo su movilidad. El presente estudio considera todas las características del campo Pungarayacu para seleccionar el método más

efectivo para su explotación. Posteriormente y en base a datos del pozo IP 015, se calculará el caudal obtenido si se aplica el método determinado. Todo con el fin de contribuir en favor de la explotación de este campo

CAPÍTULO 1

1. GENERALIDADES

1.1. Objetivos de la Investigación

1.1.1. Objetivo General

- Determinar el método térmico adecuado para explotar el Campo Pungarayacu, en base a los datos obtenidos del pozo IP 015.

1.1.2. Objetivos Específicos

- Realizar un screening con las características del campo para determinar el método térmico más viable.

En base al método térmico escogido:

- Calcular las pérdidas de calor que existen desde la cabeza del pozo hacia la formación.
- Realizar una comparación en base a pérdidas de calor entre una tubería normal y otra con aislante y determinar el más óptimo.
- Calcular la tasa de producción a obtener en base al método térmico seleccionado.

1.2. Definición del Problema

Necesidad de encontrar el método térmico más eficaz para disminuir la viscosidad del petróleo y explotar el crudo extra pesado de 8 ° API, ubicado en el Campo Pungarayacu, uno de los yacimientos con mayor acumulación de reservas, por lo que representa una significativa fuente de ingresos al estado.

1.3. Justificación

El Campo Pungarayacu contiene un volumen considerable de hidrocarburos por lo que su explotación sería una importante contribución económica al desarrollo del estado, por ello es necesario buscar mecanismos o métodos que permitan llevar a superficie el crudo extra pesado de aproximadamente 8 ° API.

Los Métodos de Recuperación Mejorada de índole térmica son los más aconsejados para este tipo de crudo y en base a las características obtenidas de los núcleos del pozo IP 015, la inyección cíclica de vapor es el método más viable para su explotación. El éxito de este proyecto representa un significativo adelanto en el tema de producción de yacimientos no convencionales, sin escatimar la importante fuente de ingresos y trabajo para los moradores del sector.

CAPÍTULO 2

2. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO PUNGARAYACU POZO IP 015

2.1. Reseña Histórica

El campo Pungarayacu representa un gran recurso energético para el estado ecuatoriano debido a que contiene la mayor reserva de crudo identificada en la cuenca Oriente. Su nombre proviene del idioma quechua cuyo significado es río (*yacu*) de brea (*pungara*), este hace referencia al río Hollín que atraviesa este campo y en el cual se evidenciaron los primeros vestigios de areniscas bituminosas mediante afloramientos provenientes de la formación productora (Hollín). Los aborígenes del lugar utilizaban esta brea para calafatear sus canoas y para el encendido de mechas.

Las primeras labores de reconocimiento geológico fueron realizadas a finales de los setenta e inicios de los ochenta del siglo pasado por CEPE (Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana) antecesora de Petroecuador, se utilizó fotogeología y a partir este estudio se elaboró un mapa geológico de escala 1:100.000. Posterior a ello se perforaron 26 pozos de prueba, tomando núcleos para establecer sus parámetros petrofísicos y calcular las reservas presentes en el campo.

En 1992 la compañía Arco desarrolló un estudio en donde determinó que la cuenca posee la mayor acumulación de reservas con alrededor de 4000 millones de barriles, sin embargo, en la actualidad la Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador señala que las reservas probadas del campo solo son de 316 millones de barriles. (Araujo, 2.013)

En el año 2008 se confiere el campo a la empresa *Ivanhoe Energy* y esta perforó tres pozos más, uno de ellos llegó hasta el pre cretácico atravesando estratos volcánicos, capas rojas y lutitas bituminosas del paleozoico, sin embargo, el método de explotación ha sido continuamente replanteado durante los últimos cinco años verificando que la producción de este campo constituye en desafío para la industria petrolera.

2.2. Ubicación

El campo Pungarayacu se caracteriza estructuralmente por ser un anticlinal fallado cuyo eje buza en dirección Sur – Suroeste; y que paulatinamente hacia el oeste cambia a un sinclinal marginal con eje paralelo a la Cordillera de los Andes y que por sus características ha permitido el entrapamiento del crudo. (Palomino , 2.014)

Pungarayacu está ubicado en la provincia de Napo en el flanco este de la Cordillera Oriental, se encuentra limitado al norte y oeste por la Cordillera de Guacamayos, al sur por Puerto Napo y al este por el río Hollín en un área de 240 km².

El Bloque 20 (Pungarayacu) se localiza en dos provincias Napo (98%) y Pastaza (2%). En Napo, los cantones que interceptan son: Tena, Archidona y Carlos Julio Arosemena Tola y en Pastaza los cantones Santa Clara y Arajuno.

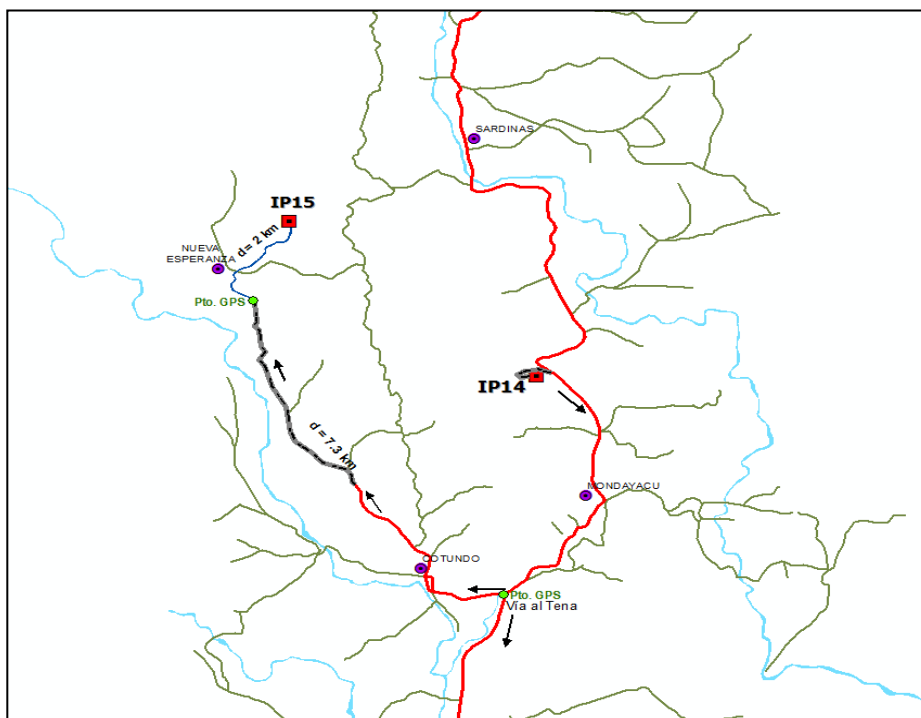


Figura 1: Ubicación del pozo IP 015 del Campo Pungarayacu
Fuente: Archivos del Campo Pungarayacu, Secretaría de Hidrocarburos.

2.3. Geología del Campo Pungarayacu

El proceso de formación del Campo Pungarayacu se dio bajo un régimen tectónico tipo placa mórfico regional marginal, posterior al asentamiento de la Formación Hollín, se desarrolla un proceso de sedimentación de capas de areniscas las mismas provenientes de procesos de regresión del nivel mar intercaladas con transgresiones permanentes.

En el proceso de depositación de la Formación Tena, la parte superior de la Formación Napo se encontraba fuertemente erosionada, en condiciones

aptas para el entrapamiento de hidrocarburos, sin embargo, debido a la inmadurez de la materia orgánica no se dio la generación de petróleo en esta formación, por lo que se considera que el petróleo proviene de una migración desde una roca madre pre cretácica a través de ventanas erosionadas de la Formación Misahuallí considerada roca sello. Continuó la depositación de areniscas en la Formación Tena durante el terciario, y en el Eoceno se asentaron una gran cantidad de sedimentos mólicos de la Formación Tiyuyacu.

En el Cuaternario tuvo lugar una fuerte erosión de las rocas terciarias que revestían el levantamiento Napo – Galeras y sus flancos. El petróleo en esta etapa se encontraba ya entrapado en el actual Campo Pungarayacu y se producía una fuerte degradación de componentes livianos del crudo debido a infiltraciones de agua rica en oxígeno y la acción de bacterias oleofílicas.

El proceso de ascenso (orogenia) de la Cordillera de los Andes continuaba produciendo flujos de material correspondiente al desprendimiento de rocas terciarias y cretácicas, en donde el Campo Pungarayacu pasó a formar parte del flanco submontañoso de la cuenca oriental y con ello produciendo el ascenso del batolito de Abitagua – Guacamayos.

En el Holoceno y hasta la actualidad, se produce la oxidación y biodegradación del crudo debido al modelamiento continuo de los ríos en el sector.

2.4. Estratigrafía

CHRONO-STRATIGRAPHY	FORMATION	LITHOLOGY	ROCK UNIT PALEO-ENVIRONMENT	DEPTH (ft)		
				MD	TVD	MSSL
PALEOCENE	TENA FM		CONTINENTAL-MARGINAL MARINE	SURFACE	SURFACE	3565
	BASAL TENA			205	205	3360
LATE	NAPO		SHALLOW MARINE	223	223	3342
	"M" LMST			475	475	3090
	"U" SST			563	563	3002
	"T" SST			777	777	2788
	LOWER NAPO SH			854	854	2711
EARLY	HOLLIN SAND FM		CONTINENTAL-SHALLOW MARINE	946	946	2619
			FLUVIAL			
	CHAPIZA FM		VOLCANIC	1239	1239	2326
			TD	1343	1343	2222

Figura 2: Columna Estratigráfica del Pozo IP 015 DEL Campo Pungarayacu
Fuente: Archivos del Campo Pungarayacu, Secretaría de Hidrocarburos.

2.4.1. Formación Napo Basal

2.4.1.1. Areniscas Basales

Se encuentran en los primeros metros de la sección (345,5-336). Está formada por limolitas negras y areniscas, las bioturbaciones describen un medio marino, sin embargo existen restos vegetales y carbón que describen un medio continental. En la parte inferior existe gran cantidad de pirita con

presencia de bioturbaciones que datan un ambiente marino de energía débil (ondulitas).

La parte superior indica un medio marino debido a al aumento de energía, fauna marina, bioturbación más abundante, costras laminadas ferruginosas y la aparición de la glauconita.

2.4.1.2. Calizas C

En la parte inferior de las calizas existen limolitas laminadas con costras ferruginosas las mismas que pasan a calizas arenosas con escasa fauna. La parte superior consiste en niveles de *Packstone* oscuro separado por superficies de erosión y retrabajamientos. Existe abundancia de amonites, intraclastos, bioclastos, restos de peces y bivalvos planctónicos que datan un medio marino y abierto. (Jaillard, 1997)

2.4.1.3. Lutitas Basales

Caracterizada por la presencia de lutitas negras laminadas no bioturbadas de medio anoxico. Se intercalan con sedimentos de bioclastos e intraclastos. En el tope se encuentran bivalvos, intercalaciones de caliza fina, y bioturbaciones. Su estructura releva ser el producto de transgresión y posterior progradación.

2.4.1.4. Caliza T

Las calizas T se presenta en tres secuencias, la primera presenta una fauna con presencia de peces de manera mayoritaria que describen las condiciones de plataforma externa. La segunda representa una progradación de margas y calizas bioturbadas que denota un medio marino. La ausencia de glauconita es notoria. Finalmente, la tercera secuencia es calcárea y muy glauconítica. Fauna menos variada y de menor energía y están ligadas a una transgresión.

2.4.1.5. Arenisca T

Constituida con niveles glauconíticos en la parte superior, que es el que topa con la caliza T, existen lutitas negras laminadas sobreyacentes seguido de una capa granocreciente de limolitas.

2.4.2. Formación Napo Inferior

2.4.2.1. Caliza B

La Formación Napo Inferior inicia por debajo del banco de Caliza B, en donde se encuentran areniscas arcillosas muy glauconíticas algo bioturbadas con abundancia de *piritade* ambiente confinado y además que

delata un sistema de transgresión. Además, las calizas B empiezan en la alternancia de calizas negras que contienen gran cantidad de restos de peces, lutitas laminadas, bivalvos finos, cantos fosfáticos y muy delgados niveles arenosos. La ausencia de vida bentónica, la baja energía de depósito, a escasez de bioturbaciones detallan condiciones de vida anóxicas.

2.4.2.2. Lutitas U

Las lutitas U no contienen bancos calcáreos, ni bivalvos finos como las calizas B, en este estrato predominan las micas detríticas de manera intercalada. Existe una leve discontinuidad erosional en donde se separan lutitas calcáreas en la parte inferior de lutitas no calcáreas en la parte superior. En el tope aparecen areniscas finas, glauconíticas, lutitas ligeramente calcáreas y un pequeño espesor de bivalvos grandes. Se considera que el medio de depositación es marino con baja energía y tendencia anóxica.

2.4.2.3. Areniscas y Calizas U

Se trata de calizas fosilíferas, bioturbadas, arenosas y glauconíticas intercaladas con lutitas y delgadas areniscas glauconíticas. Las Calizas contienen una fauna de lamelibranquios finos (ostras), equinodermos, gasterópodos y restos de peces. También existen abundantes granos de

glaucionita, cantos fosfatados, y cuarzo detrítico que describen un medio marino somero.

2.4.3. Formación Napo Medio

La Formación Napo medio contiene caliza, la misma que está dividida en cuatro secuencias sedimentarias: A inferior, A superior, M-2 inferior, M-2 superior.

2.4.3.1. Caliza A inferior

La Caliza A inferior está formada por caliza masiva de estructura fina y calizas oscuras y laminadas. En la base contiene escaza glauconita y en el tope escasas ondulitas de corriente que indican una progradación de una plataforma carbonatada. Presenta baja energía son embargo no es totalmente anóxico por lo que se sugiere que la base de la Caliza A debe ser un máximo de inundación.

2.4.3.2. Caliza A superior

La Caliza A superior contiene abundante fauna y bioturbación con calizas arcillosas nodulodas y delgados niveles arenosos. La bioturbación es fuerte, expresando un medio marino carbonatado. Constituye una secuencia

transgresiva y progradante, aquí se presentan fallas normales que evidencian la inestabilidad tectónica del Turoniano superior.

2.4.3.3. Caliza M – 2 inferior

La caliza M- 2 inferior es estratocreciente por la progradación de la plataforma carbonatada. Inicia con areniscas calcáreas y calizas margosas continuando con secuencias menores de progradación. Presenta abundante y variada fauna: pinnas, ostras, bivaldos, restos de peces, artrópodos, equinodermos, etc. Existe una intensa bioturbación demostrando un medio abierto de plataforma. La actividad tectónica está dada por brechas dolomitizadas por lo que se considera que las calizas fueron alteradas cuando el pre Napo superior emergió.

2.4.3.4. Caliza M – 2 superior

La Caliza M – 2 superior consiste una prodragación de plataforma, además su estructura inicia con restos de peces y lutitas poco calcáreas que detallan un medio marino profundo de baja energía. Posteriormente se presentan calizas margosas bioturbadas, amonitas, equinodermos, gasterópodos y cantos fosfáticos que detallan un medio somero. Estas calizas están interpretadas como el resultado de una transgresión seguida de una progradación de la plataforma carbonatada.

2.4.4. Formación Napo Superior

En la base de la formación Napo superior se evidencia un confinamiento medio, las margas laminadas presentes en la base son finas con presencia de inoceramus y escasos cantos fosfáticos. Las facies indican un medio abierto con fauna de medio somero confinado.

2.4.5. Formación Tena

La formación Tena contiene limolitas rojas y areniscas finas verdes usualmente calcáreas, con estratificaciones oblicuas en la parte inferior y estratificaciones lenticulares en la parte superior. Se supone que es un depósito continental por la ausencia de fauna marina.

FORMACIONES Y UNIDADES		EDAD
Fm ORTEGUAZA		OLIGOCENO
Fm TIYUYACU		EOCENO
superior Fm TENA		PALEOCENO ?
inferior Arenisca basal		MAASTRICHT.
NAPO superior	Arenisca M 1	CAMPANIANO
	Lutitas M 1	SANTONIANO
	Marcador "L" Lutitas M 1 Caliza M 1	CONIACIANO
NAPO medio	Arenisca M 2 Caliza M 2	superior TURONIANO
	Caliza A	inferior
	Arenisca U Caliza U	superior CENOMANIANO
NAPO inf.	Lutita U	inferior
	Caliza B	
	Arenisca T Caliza T	ALBIANO superior
NAPO basal	Lutitas	ALBIANO med.
	Caliza C	
	Arenisca inf.	ALBIANO inf.
	Fm HOLLIN	APTIANO
Fm CHAPIZA		NEOCOMIANO

Figura 3: Cuadro estratigráfico del Cretácico de la cuenca oriente
Fuente: Archivos del Campo Pungarayacu, Secretaría de Hidrocarburos

2.5. Características del Reservorio Hollín

El reservorio Hollín es el principal reservorio del Campo Pungarayacu, su formación se dio mediante depositación sobre los terrenos volcánicos Misahuallí en un medio aluvial. En la base de los canales desarrollados sobre la superficie erosional son comunes los conglomerados al igual que la estratificación cruzada planar y tabular. (Jaillard, 1997) Mediante estudios geológicos en los afloramientos limítrofes del Río Misahuallí han sido notorias

direcciones predominantes de paleocorrientes. Continuando hacia la parte media de la formación suponiendo una llanura aluvial con depósitos de limos, arcillas y restos de material vegetal.

El reservorio se ubica a profundidades de 0 – 3.28 pies desde la superficie variando de norte de sur debido a la topografía de ambiente sedimentario. (Palomino , 2.014) Las arenas del miembro inferior alojan la mayor cantidad de crudo con un espesor entre 75.50 y 187 pies, las arenas del miembro medio que se separan del inferior por una minúscula capa de limolitas y arcillolitas tienen un espesor de 68.9 – 137.8 pies, finalmente las arenas del miembro superior poseen un espesor que varía entre 9.84 – 39.36 pies.

Se estima que en este corredor yacen 5.400 millones de barriles, de los cuales el 84% del petróleo en situ pertenecen al Campo Pungarayacu en donde la alta viscosidad y densidad presente en el crudo no permite considerarlo como reservas.

CAPÍTULO 3

3. MARCO TEÓRICO

3.1. Recuperación Mejorada de Petróleo

Consiste en un conjunto de métodos enfocados a incrementar el recobro de petróleo, se los realiza mediante la introducción de fluidos al yacimiento. La recuperación mejorada se puede dividir en Recuperación Secundaria y Recuperación Terciaria. Figura 4



Figura 4: Clasificación de los Métodos de Recuperación
Fuente: SPE – SPE 849080, 87864

3.2. Recuperación Terciaria

También denominado EOR (Enhanced Oil Recovery), es considerado un proceso avanzado para optimizar el recobro de petróleo después de un proceso de recuperación secundaria, incluye todos los métodos que utilizan medios externos de energía o materiales que recobran un tipo de crudo que no puede ser producido por métodos de recuperación convencionales (Satter, 2008).

3.2.1. Clasificación de los Métodos de Recuperación Terciaria

Existen varios métodos de los cuales los más importantes son descritos a continuación:

3.2.1.1. Métodos Químicos

El objetivo de esta técnica es aumentar la capilaridad, el más utilizado es el método de la inyección de polímeros, sin embargo, algunos procesos han dado buenos resultados como el método *alkaline – surfactant polymer* (ASP), y el *surfactant polymer* (SP), todos han sido probados en varios países dando buenos resultados. En el caso del ASP el polímero actúa como un agente de control de movilidad y el *alkaline surfactant* baja la tensión interfacial (Satter, 2008)

3.2.1.2. Métodos Miscibles o por Inyección de Solventes

En este método se desea aumentar el factor de recobro mediante una reducción de la saturación residual de petróleo, se inyecta un disolvente conjuntamente con uno de los siguientes compuestos:

Hidrocarburo Miscible: este mecanismo genera miscibilidad incrementando el volumen del crudo o aumentando y disminuyendo la viscosidad del petróleo.

Dióxido de Carbono: la miscibilidad y solubilidad del CO₂ al entrar en contacto con el petróleo provocan una reducción de la viscosidad y tensión interfacial dada entre el crudo y la roca, brindándole movilidad al petróleo.

(Manrique, 2010). Existen diversos esquemas de inyección dependiendo de las necesidades del proyecto descritos a continuación:

- Inyección Continua de CO₂
- Inyección Alternada de CO₂ y agua (WAG)
- Inyección de CO₂ seguido por agua
- Inyección simultanea de CO₂ y agua (SWAG)
- Inyección de CO₂ seguido de espuma (FAWAG)

Nitrógeno y Gas: La inyección de estos gases son de alto costo por lo que son muy poco utilizados, sin embargo, su utilidad es amplia ya a parte de crear miscibilidad el gas genera un mecanismo de empuje que aporta a la producción.

3.3. Métodos Térmicos

3.3.1. Inyección de Agua Caliente

La inyección de agua caliente en un yacimiento es similar al proceso de inyección de agua convencional, excepto los efectos de temperatura y que generalmente se la aplica en yacimientos de crudos viscosos.

Este proceso se diferencia de los métodos de inyección de vapor y combustión por el hecho de que solo involucra el flujo de dos fases: agua y petróleo, ya que en los otros métodos mencionados hay flujo de tres fases: agua, petróleo y gas.

Debido a que en casi todos los yacimientos petrolíferos existe presencia de agua, el desplazamiento por agua caliente debería ocurrir en todos los procesos de recuperación térmica, ya que en todos estos procesos existe transferencia de calor dentro de la formación, por lo tanto, al existir agua en el yacimiento, la misma será calentada al momento de la ejecución de cualquier método de extracción térmico.

En relación a los experimentos de Willman , Valleroy, Rumberg, Comelius, & Powers (1961), la recuperación de petróleo mediante el desplazamiento con agua caliente, resulta en base a los siguientes mecanismos: aumento de la movilidad del petróleo, debido a la reducción de su viscosidad y disminución de la saturación residual de petróleo causado por expansión térmica al aplicarle altas temperaturas.

3.3.2. Inyección cíclica de Vapor

La inyección cíclica de vapor es uno de los métodos de recuperación térmicas más utilizados hasta la actualidad, especialmente porque la

inversión para emplear este método es baja y el tiempo de retorno del capital invertido generalmente es rápido.

La estimulación con vapor o inyección cíclica de vapor consta de tres etapas las cuales son en el siguiente orden: etapa de inyección, remojo y producción. Cabe mencionar que en este proceso solo se utiliza un pozo (no hay necesidad de un pozo inyector). En la figura 5 se ilustra esquemáticamente este proceso.

La etapa de inyección consiste en inyectar vapor continuamente en un periodo de una a tres semanas, luego se cierra el pozo y comienza la etapa de remojo la cual dura un corto periodo de tiempo que es de tres a cinco días. Finalmente, continúa la etapa de producción en la cual se vuelve a activar el pozo, después que hayan ocurrido todos los mecanismos de recuperación de petróleo dentro de la formación durante la etapa de remojo. La etapa de producción puede durar varios meses (4 a 6 meses) hasta que decline la producción original. Una vez comenzada la declinación de la producción comenzará un nuevo ciclo, sin embargo, en cada ciclo nuevo realizado la recuperación de petróleo será cada vez menor. Estudios de campo revelan que no es económicamente rentable realizar más de tres ciclos. El comportamiento de este método se lo puede observar en la figura 6.

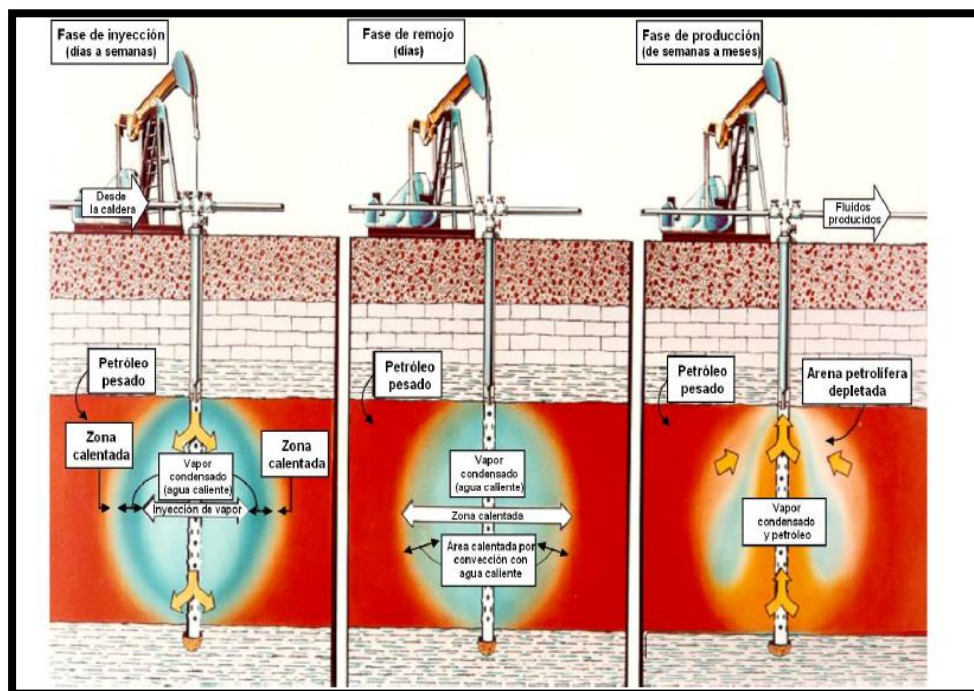


Figura 5: Etapas de la inyección Cíclica de Vapor
Fuente: (Alvarado & Banzér, 2002)

Durante la inyección de vapor y la fase de remojo el principal mecanismo de recuperación es la expansión térmica del petróleo y agua, ocasionado por la disminución de la viscosidad del petróleo dentro de la zona de vapor.

En la etapa de producción cuando la presión en la cara de la arena es disminuida uno o varios mecanismos ayudan a producir el petróleo y si la presión es bastante alta la movilidad del petróleo aumentará.

Otro mecanismo es causado por la presurización de la arena, ya que así cualquier gas libre regresara a estar en solución y así, el gas disuelto en el petróleo actúa como un mecanismo de empuje para recuperar el petróleo, similar a un mecanismo de recuperación primaria.

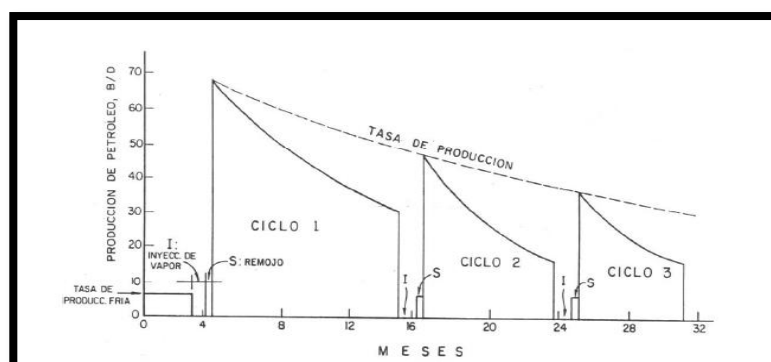


Figura 6: Comportamiento de la producción de petróleo durante la aplicación de inyección cíclica de vapor

Fuente: (Alvarado & Banzér, 2002)

3.3.2.1. Cálculo del Petróleo Recuperado

Existen varios modelos matemáticos para predecir la recuperación de petróleo en un pozo sujeto a inyección cíclica de vapor. La manera más sencilla de predecir el recobro de petróleo mediante este método es utilizar un modelo matemático que se enfoque en el calentamiento de la formación como es el modelo de Marx & Langenheim, (1.959) ya que se requiere calcular el radio calentado de la formación en función de una determinada tasa de inyección, calidad y presión de vapor, propiedades de la roca y los fluidos y espesor de la formación. Así mismo hay que suponer que ocurre

flujo radial en un sistema radial compuesto de dos elementos de flujo en serie.

El primer elemento de flujo comprende la zona entre el radio del pozo r_w y el radio calentado por la zona de vapor r_h , siendo la viscosidad del petróleo en esta zona μ_{oh} (viscosidad a la temperatura del vapor en la zona calentada).

El segundo elemento de flujo comprende la zona entre el radio de la zona calentada por el vapor r_h y el radio de drenaje r_e , teniendo como viscosidad del petróleo en esta zona μ_{oc} (viscosidad a temperatura original del yacimiento).

Luego aplicando condiciones de flujo radial, la tasa de flujo de petróleo antes de la estimulación es expresada mediante la ecuación 3.1

$$q_{oc} = \frac{2\pi(1.127)hk(p_i - p_w)}{\mu_{oc} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (3.1)$$

Donde p_w es la presión en la cara de la arena a r_w y p_i es la presión en el radio externo del pozo r_e .

En el caso que la formación sea estimulada cíclicamente con vapor, el sistema consiste de dos elementos de flujo en serie y aplicando el principio de conductividad en serie, la tasa de flujo de petróleo estimulada q_{oh} esta expresada mediante la ecuación 3.2

$$q_{oh} = \frac{2\pi(1.127)hk(p_i - p_w)}{\mu_{oc} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + \mu_{oh} \ln\left(\frac{r_h}{r_w}\right)} \quad (3.2)$$

Donde μ_{oh} es la viscosidad del petróleo en la zona calentada

El modelo anterior es una forma muy simplificado de lo que realmente ocurre en el yacimiento al estar sometido a un proceso de inyección cíclica de vapor, ya que en realidad la zona calentada por el vapor variará con el tiempo debido a las pérdidas de calor hacia las formaciones adyacentes (V_z), conducción radial del calor (V_r), y al calor perdido por los fluidos calientes producidos (δ), tal como se lo muestra en la figura 7, sabiendo que la temperatura de la zona calentada no permanecerá constante y declinara con el tiempo a una temperatura promedio T_{avg} .

El modelo matemático que considera los factores adicionales previamente mencionados y que predice q_{oh} en función del tiempo es el modelo de Boberg & Lantz (Dec. 1.966)

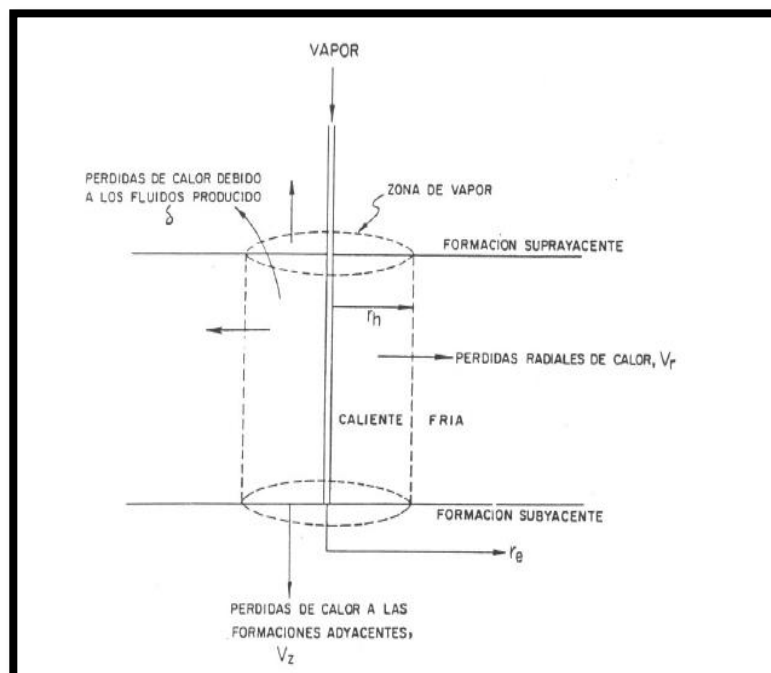


Figura 7: Pérdidas de calor según el modelo de Boberg y Lantz
Fuente: (Alvarado & Banzér, 2002)

3.3.2.2. Modelo de Boberg y Lantz

Este modelo consiste en un balance de calor, el cual genera una temperatura variable en el área calentada T_{avg} en función del tiempo. Esta temperatura promedio es necesaria para calcular la viscosidad del petróleo en el área calentada μ_{oh} , que es necesaria a su vez para determinar la tasa de flujo de petróleo estimulada q_{oh} en función del tiempo.

El procedimiento de cálculo según el modelo de Boberg y Lantz para el caso de solo una arena es el siguiente:

- 1) Calcular la calidad de vapor promedio en la cara de la arena.
- 2) Usando el modelo de Marx & Langenheim (1.959), calcular el radio de la zona calentada (r_h) al final del periodo de inyección, considerando que el área de drenaje es de forma cilíndrica.
- 3) La temperatura promedio (T_{avg}) de la región calentada viene dada por la ecuación 3.3.

$$T_{avg} = T_r + (T_s - T_r) \{v_r v_z (1 - \delta) - \delta\} \quad (3. 3)$$

Los términos v_r y v_z son las soluciones unitarias de la ecuación de calor en las direcciones radial y vertical respectivamente. Estos términos para el caso de una arena pueden calcularse con las siguientes ecuaciones:

$$v_r = 0,180304 - 0,41269x + 0,18217x^2 + 0,149516x^3 + 0,024183x^4 \quad (3. 4)$$

$$x = \log \left(\frac{k_{hob} * t}{M_{ob} * r_h^2} \right) \quad (3.5)$$

$$v_z = 0,474884 - 0,56832y + 0,239719y^2 - 0,035737y^3 \quad (3.6)$$

$$y = \log \left(\frac{4k_{hob} * t}{M_{ob} * h^2} \right) \quad (3.7)$$

$$\bar{h} = \frac{h_t t_D}{F_1} \quad (3.8)$$

Donde:

F_1 : Función de Marx & Langenheim (1.959).

K_{hob} : Conductividad térmica de las capas supra y subyacentes, $\frac{BTU}{h \cdot pie^2 \cdot F}$.

M_{ob} : Capacidad calorífica de las capas supra y subyacentes, $\frac{BTU}{pie^3 \cdot F}$.

t_{inj} : Tiempo de inyección, horas.

t_D : Tiempo adimensional.

h_t : Espesor total de la formación, pies.

\bar{h} : Espesor aumentado de la formación, pies.

T_R : Temperatura del yacimiento, F.

T_s : Temperatura del vapor, F.

El termino δ es una cantidad adimensional que depende del tiempo, que representa la energía removida con los fluidos producidos y es expresada mediante la ecuación 3.9

$$\delta = \frac{1}{2} \int_0^t \frac{H_f}{\pi r_h^2 h M_s (T_s - T_R)} dt \quad (3.9)$$

Donde:

M_s : Capacidad calorífica de la roca-yacimiento, $\frac{\text{BTU}}{\text{pie}^3 \cdot \text{F}}$.

r_h : Radio del área calentada, pies.

H_f : Tasa de calor removido con los fluidos producidos, BTU/día, evaluado mediante la ecuación 3.10

$$H_f = q_{oh} (H_{o,g} + H_{w,s}) \quad (3.10)$$

Donde $H_{o,g}$ y $H_{w,s}$ representan el calor removido por el gas y petróleo y el calor removido por el agua y el vapor respectivamente.

El calor removido de la formación por el petróleo y el gas producido, se lo evalúa mediante la ecuación 3.11.

$$H_{o,g} = (5.615 \rho_o C_o + R_g C_g) (T_{avg} - T_R) \quad (3.11)$$

Donde:

R_g : Razón gas/petróleo total producido, pie^3/bls .

ρ_o : Densidad del petróleo a condiciones normales, lb/pie^3 .

c_o : Calor específico del petróleo en el intervalo de temperatura, $\frac{\text{BTU}}{\text{lb-F}}$.

C_g : Calor específico del gas en el intervalo de temperatura, $\frac{\text{BTU}}{\text{lb-F}}$.

El calor sensible y latente removido de la formación por el agua y el vapor producidos, se lo evalúa con la ecuación 3.12

$$H_{w,s} = 5,615 \rho_w (R_w (H_w - H_R) + R_s L_v) \quad (3.12)$$

Donde:

ρ_w : Densidad del agua a condiciones normales, $62,4 \frac{\text{Lb}}{\text{pie}^3}$.

H_w : Entalpía del agua a T_{avg} , BTU/lb .

H_R : Entalpía del agua a T_R , BTU/lb .

L_v : Calor latente de vaporización a T_{avg} , BTU/lb.

R_w : Razón agua/petróleo producido, bls/bls.

R_s : Agua producida en estado de vapor por bls de petróleo producido.

La ecuación 3.3 con la que se determina T_{avg} se la debe resolver de manera iterativa, ya que δ es función de T_{avg} .

- 4) Una vez determinada la temperatura promedio (T_{avg}) mediante las ecuaciones anteriores, se determina μ_{oh} a T_{avg} y finalmente se calcula q_{oh} con la ecuación 3.2.

3.3.3. Inyección Continua de Vapor

La inyección continua de vapor es un proceso de desplazamiento que está conformado por un arreglo de pozos inyectores (por donde se inyecta continuamente el vapor) y productores, similar a los de los procesos de inyección de agua convencional. Es un proceso más eficiente que la inyección cíclica de vapor, debido a que se obtiene un mayor factor de recuperación, ya que en el proceso de estimulación cíclica se tiene

generalmente una recuperación entre 6 a 15 % y en cambio en un proceso de inyección continua se puede tener recuperaciones de petróleo desde el 40 a 50%.

La principal diferencia entre la inyección continua de vapor y la inyección de agua caliente es la presencia de una fase gaseosa, ya que, al condensarse el vapor, también existe una fase de agua caliente en la formación. La fase gaseosa permite que los componentes livianos del crudo se destilen para que luego sean transportados dentro de esta misma fase.

3.3.3.1. Mecanismos de Recuperación en Inyección Continua de Vapor

Este método tiene tres mecanismos de recuperación los cuales son: destilación por vapor, expansión térmica y reducción de la viscosidad, de los cuales la destilación por vapor es el más importante, ya que puede generar un factor adicional de recuperación, debido a que puede permitir un desplazamiento miscible producto del empuje del gas en solución.

Cabe resaltar que se distinguen tres zonas en la formación (zona de vapor, zona de agua caliente, zona de agua fría) en donde el petróleo recuperado es producto de los mecanismos previamente descritos que actúan en cada una de las mismas. Todas estas zonas o bancos se las puede distinguir en la figura 8.

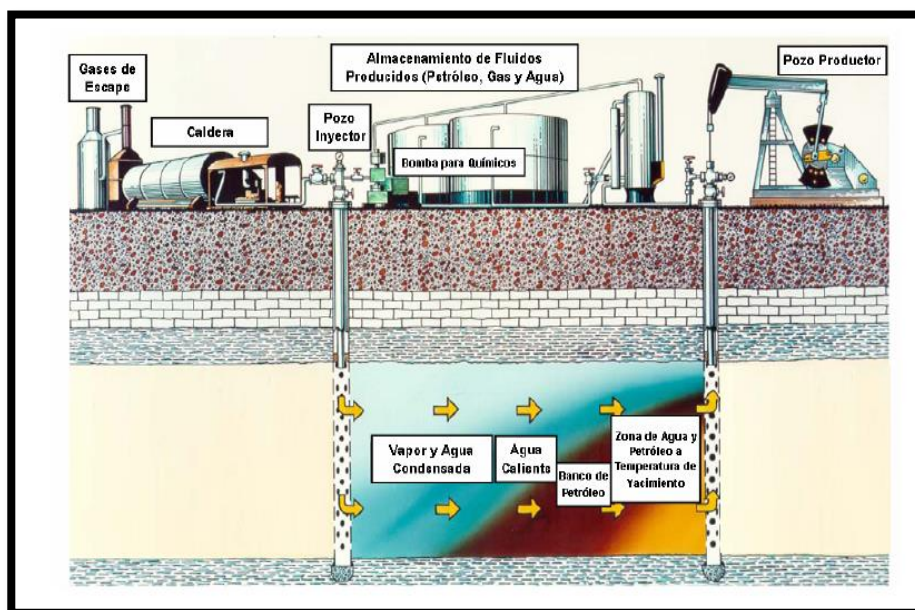


Figura 8: Distribución de los fluidos en un proceso de inyección continua de vapor
Fuente: (Alvarado & Banzér, 2002)

3.3.3.2. Calculo de la Recuperación de Petróleo

La forma más idónea para estimar la recuperación de petróleo sometido a un proceso de inyección continua de vapor es depreciando la recuperación de petróleo de las zonas agua fría y caliente, es decir solo hay que enfocarse en la saturación residual S_{orst} de la zona de vapor la cual permanece a una temperatura constante T_s .

El procedimiento consiste en determinar el volumen de la zona de vapor en función de varios tiempos (mediante algún modelo matemático utilizado para predecir el calentamiento de la formación, ya sea el modelo de Marx & Langenheim (1.959) o el modelo de Mandl & Volek (1.969), para luego

calcular la recuperación de petróleo, asumiendo que la saturación de petróleo en la zona barrida por el vapor se reduce a un valor residual S_{orst} .

El petróleo total recuperado en bls, se lo expresa mediante la ecuación 3.13

$$N_p = \frac{\phi V_s (S_{oi} - S_{orst})}{5,615} E_c \left(\frac{h_n}{h_t} \right) \quad (3.13)$$

Donde:

N_p : Petróleo total recuperado de la zona de vapor, bls.

V_s : Volumen de la zona de vapor, pie³.

E_c : Factor de captura (fracción de petróleo - desplazado de la zona de vapor- que se produce), fracción

h_n : Espesor neto de la formación, pies

h_t : Espesor total de la formación, pies:

ϕ : Porosidad de la formación, fracción.

S_{oi} : Saturación inicial de petróleo, fracción.

S_{orst} : Saturación residual de petróleo en la zona de vapor, fracción.

3.3.4. Combustión *in Situ*

La combustión *in situ* es un proceso en el cual se inyecta aire al yacimiento (por medio de un pozo inyector), en el cual debe existir ignición artificial o espontánea, para que a su vez se genere un frente de combustión que propague calor dentro del mismo, para que el petróleo *in situ* sea desplazado hacia los pozos productores.

La energía térmica generada en el yacimiento da lugar a una serie de reacciones químicas en el mismo, las cuales son: oxidación, destilación, desintegración catalítica y polimerización. Todas estas reacciones, ayudadas por el empuje de vapor, desplazamientos miscibles y una zona de agua condensada, constituyen los principales mecanismos de desplazamiento y producción de petróleo en un proceso de combustión *in situ*.

Existen hasta la actualidad dos formas de llevar a cabo un proceso de combustión *in situ*, las cuales son: combustión convencional y combustión en reverso. La combustión convencional es la forma más común de llevar a cabo estos procesos, y su principal aspecto es que el flujo de fluidos

(inyectados y producidos) fluyen en la misma dirección del frente de combustión, en cambio en la combustión en reverso, el flujo de fluidos (inyectados y producidos) circulan en sentido opuesto al frente de combustión. En la primera de ellas se puede emplear la inyección de agua alternada o simultáneamente con el aire, creándose la combustión húmeda, la cual a su vez se puede dividir en base a la relación agua/aire inyectado en combustión húmeda normal, incompleta y combustión superhúmeda.

3.3.4.1. Combustión Convencional

Este es el proceso más común de combustión in situ, en el cual los fluidos inyectados y producidos circulan en el mismo sentido de la propagación del frente de combustión en el yacimiento.

En este proceso los principales mecanismos de recuperación de petróleo son: frente de combustión, depositación de coque, desintegración catalítica, vaporización y zona de agua condensada, los cuales se los diferencia claramente en el yacimiento (figura 9) y se los suele dividir por zonas.

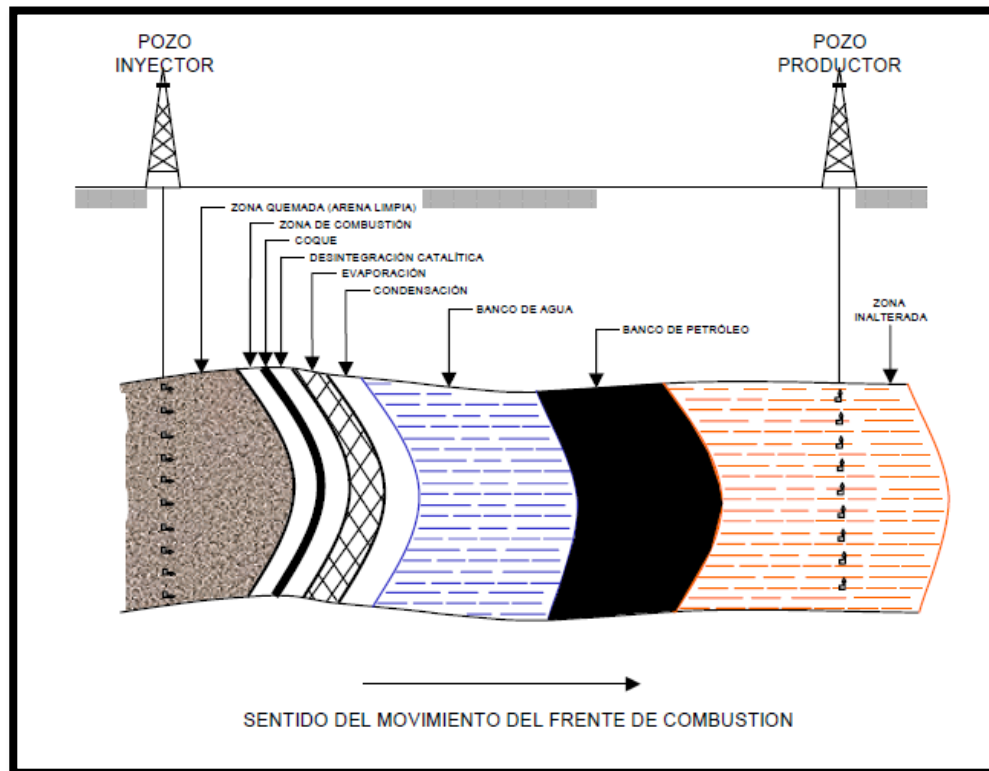


Figura 9: Distribución de las zonas que actúan en un proceso de combustión in situ
Fuente: (Alvarado & Banzér, 2002)

Las variables básicas a conocer en el diseño de un proceso de combustión in situ son:

- Contenido de combustible
- Requerimientos de aire
- Velocidad del frente de combustión
- Calor de combustión
- Cantidad de agua formada por la combustión
- Ignición: Espontanea y artificial

- Tasa de inyección de aire
- Radio de extinción

En base a las variables mencionadas previamente se puede determinar uno de los parámetros de mayor interés en cualquier proceso de recuperación mejorada, el cual es el volumen de petróleo producible (ecuación 3.14) por Acre-Pie de yacimiento.

$$N_p = 7758 \left[\left(\frac{\phi S_{oi} E_v}{\beta_{oi}} - \frac{C_m F}{\rho_f} \right) + (1 - E_v)(0,40) \frac{\phi S_{oi}}{\beta_{oi}} \right] \quad (3.14)$$

Donde:

ϕ : Porosidad de la formación, fracción.

ρ_f : Densidad del combustible quemado (coque), lb/pie³.

S_{oi} : Saturación inicial de petróleo, fracción.

β_{oi} : Factor volumétrico del petróleo, BY/BN.

C_m : Contenido de combustible, lb/pie³.

F : Factor de corrección, adimensional.

3.3.5. Drenaje Gravitacional Asistido por Vapor (SAGD)

El método de drenaje gravitacional asistido por vapor surgió debido a los pobres factores de recuperación de los otros métodos térmicos, como el de inyección cíclica y continua de vapor. Este método fue analizado y sugerido por Butler (1.994).

Este proceso consiste básicamente en la utilización de pozos horizontales (inyector y productor), en los que el inyector se ubica en una pequeña distancia vertical sobre el productor (figura 10). Este método generalmente es aplicado en yacimiento de curdos extra-pesados o de bitumen ya que en los casos de petróleo pesado convencional pueden ser aplicados sin mayores inconvenientes los otros métodos de recuperación térmica.

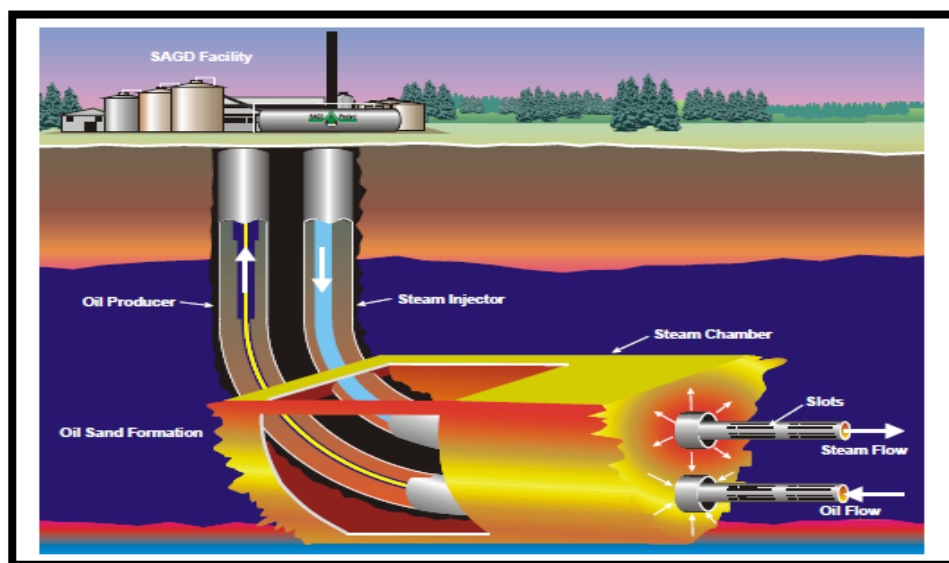


Figura 10: Esquema del proceso SAGD (Pozos Horizontales)
Fuente: (Alvarado & Banzér, 2002)

3.3.5.1. Principales Mecanismos para Recuperar el Petróleo

El principal objetivo de este método es la creación de una cámara de vapor (figura 11), que se ubica entre los dos pozos. En esta cámara el vapor sube por tener una baja densidad hasta la interfase donde se condensa debido a que transfiere calor por conducción térmica al petróleo para reducirle su viscosidad y luego este fluido es drenado junto al agua condensada en una dirección paralela a la interfase, pero en dirección contraria al flujo de vapor, siendo el principal mecanismo de recuperación la gravedad, ya que ambos fluidos drenan hacia abajo en dirección al pozo productor. La cámara de vapor tiene cuatro etapas durante su desarrollo, las cuales son:

1. Etapa de crecimiento vertical, donde la cámara crece hasta el tope del yacimiento y mientras más crece, la tasa de producción de petróleo aumenta.
2. Etapa de crecimiento lateral, donde la cámara crece hacia los lados hasta cubrir la longitud lateral del yacimiento.
3. Etapa de declinación, donde el volumen de petróleo entre ambos pozos disminuye y la tasa de producción de petróleo disminuye, en lo que se concluye que el proceso ya no es rentable y se lo finaliza.

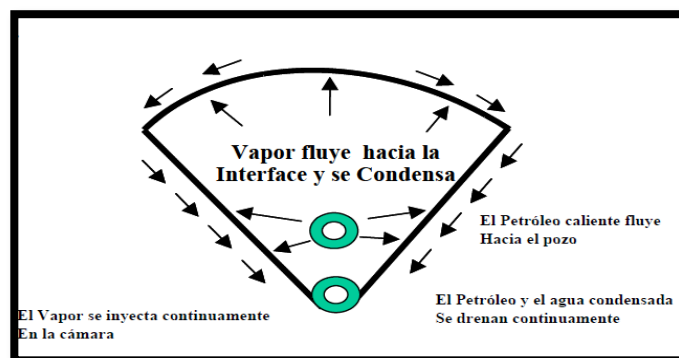


Figura 11: Sección vertical de la cámara de vapor
Fuente: (Alvarado & Banzér, 2002)

3.3.5.2. Predicción Teórica de la Tasa de Producción Petróleo en el Proceso SAGD

Para determinar la tasa de producción de petróleo en este proceso hay que considerar un balance de energía en el que se asume que existe un estado estacionario en algún punto a medida que avanza la interfase (petróleo y vapor), es por ello que se considera que el flujo de calor delante de la interfase es constante y además se asume que el flujo de calor avanza a una velocidad uniforme U .

La tasa de producción de petróleo en un proceso SAGD, también llamada ecuación de drenaje lineal (Butler, 2.004) se la expresa mediante la siguiente ecuación:

$$q = 2L \sqrt{\frac{1.3 \text{kg} \phi \alpha \Delta S_0 h}{m v_s}} \quad (3. 15)$$

Donde:

q : Flujo Volumétrico de petróleo, m^3/s .

L: Longitud del pozo horizontal, m.

k: Permeabilidad efectiva al flujo de petróleo, m^2 .

\emptyset : Porosidad, fracción.

α : Difusividad térmica del yacimiento, m^2/s .

ΔS_o : Diferencia de saturaciones de petróleo, fracción.

h: Espesor de la formación, m.

m: Constante adimensional.

v_s : Viscosidad cinemática del petróleo a la temperatura del vapor, cs.

Para calcular la constante m, la cual se la obtiene de una integral (ecuación 3.16), hay que graficar varios valores de esta integral versus la temperatura hasta que se alcance la temperatura del vapor dentro de la cámara, para así determinar el área bajo la curva de dicho gráfico y poder despejar m.

$$\frac{1}{mV_s} = \int_{T_R + \delta}^{T_S} \frac{dT}{v(T - T_R)} \quad (3.16)$$

3.4. Propiedades Térmicas de los Fluidos y Rocas

Se debe tener a consideración las propiedades térmicas de rocas y fluidos durante los procesos de recuperación de hidrocarburos por métodos térmicos, ya que estos varían con cambios de temperatura en el yacimiento.

“Las propiedades térmicas de las rocas son: calor específico, conductividad térmica y capacidad calorífica tanto para rocas secas como para saturadas con agua, petróleo y/o gas. Las propiedades térmicas de los fluidos son: viscosidad, densidad, calor específico y conductividad térmica.” (Alvarado & Banzér, 2002).

3.4.1. Viscosidad de los fluidos

La viscosidad de un fluido se ve afectada por cambios en su temperatura, presión y el gas que contenga en solución, la importancia de

este parámetro en un proceso de recuperación térmica es porque determina la movilidad del fluido. Los métodos para determinar la viscosidad son:

3.4.2. Viscosidad del Petróleo

Al someter el fluido (petróleo) a un aumento de temperatura se evidencia que la viscosidad del mismo disminuye, la disminución es mayor mientras más viscosidad tenga el crudo. Existen tres métodos de correlación entre temperatura y viscosidad en cuanto a métodos de recuperación térmica detallados a continuación:

3.4.2.1. Ecuación de Andrade

Andrade propuso la siguiente ecuación:

$$\mu = ae^{\frac{b}{T^*}} \quad (3.17)$$

$$\ln \mu = \ln a + \frac{b}{T^*} \quad (3.18)$$

Donde:

μ = Viscosidad (cp)

T^* = temperatura en grados absolutos (R, K)

a y b = son constantes que podrían ser calculadas a partir de mínimos cuadrados.

3.4.2.2. Viscosidad del agua y del vapor de agua

Gottfried, (1965) presentó las siguientes ecuaciones en función de la temperatura:

$$u_w = \frac{1.776 - T_s}{26,5T_s - 89} \quad (3. 19)$$

En donde:

u_w = viscosidad del agua (cp)

T_s = temperatura de saturación (°F)

Cuando se tiene vapor seco y saturado se utiliza la siguiente ecuación:

$$u_s = (0,2T_s + 81,97) \times 10^{-4} \quad (3.20)$$

Donde:

u_s = viscosidad del vapor seco y saturado (cp)

Si se tiene vapor húmedo se obtiene la viscosidad de la siguiente manera:

$$u_{ws} = X_{st}u_s + (1-X_{st})u_w \quad (3.21)$$

$$u_{ws} = u_w - X_{st}(u_w - u_s) \quad (3.22)$$

3.4.3. Densidad del petróleo

Mediante una muestra de crudo y las respectivas pruebas de laboratorio se determinan el °API, mediante el cual se puede calcular la gravedad específica mediante la siguiente ecuación:

$$\gamma_o = \frac{141.5}{API+131.5} \quad (3.23)$$

En donde:

γ_o = gravedad específica (adimensional)

3.4.4. Capacidad Calorífica de las Rocas Saturadas

La capacidad calorífica es la cantidad de calor que se puede almacenar en un volumen de roca y de esta depende la cantidad de calor que se debe suministrar a la roca y los fluidos contenidos en ella para elevar su temperatura.

Para las rocas saturadas con petróleo agua y gas se tiene la siguiente ecuación:

$$M = (1-\phi) \rho_r c_r + \phi (S_o \rho_o c_o + S_w \rho_w c_w + S_g \rho_g c_g) \quad (3.24)$$

Donde:

M = capacidad calorífica $\frac{\text{BTU}}{\text{pie}^3 \cdot \text{F}}$

$S_{o,w,g}$ = Saturación ya sea de petróleo, agua o gas, fracción

$c_{o,w,g}$ = calor específico ya sea de petróleo, agua o gas $\frac{\text{BTU}}{\text{lb} \cdot \text{F}}$

$\rho_{o,w,g}$ = densidad ya sea de petróleo, agua o gas $\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3}$

3.4.5. Conductividad Térmica K_h

La conductividad térmica se define como la capacidad que tiene un material para conducir calor por su área transversal. Está definida por la ley de Fourier (1.878), la cual establece:

$$\frac{Q_c}{A} = -K_h \frac{\partial T}{\partial x} \quad (3.25)$$

Donde:

$$\frac{Q_c}{A} = \text{tasa de transferencia de calor} \frac{\text{BTU}}{\text{pie}^3}$$

$$K_h = \text{conductividad térmica} \frac{\text{BTU}}{\text{h-pie-F}}$$

$$\frac{\partial T}{\partial x} = \text{gradiente de temperatura} \frac{\text{F}}{\text{pie}}$$

3.4.5.1. Conductividad térmica de rocas

La conductividad térmica en rocas porosas disminuye con temperatura y aumenta con saturación de agua, presión. Densidad de la roca, y la conductividad térmica del fluido saturante. (Alvarado & Banzér, 2002)

Ecuación de Tikhominov para considerar el efecto compuesto de porosidad de la roca, saturación del líquido y temperatura:

$$K_h = \frac{6,36e^{0,6[2,65(1-\phi)+S_l]}}{(0,556T+255,3)^{0,55}} \quad (3. 26)$$

Donde:

K_h = conductividad térmica de la roca a determinada $\frac{\text{BTU}}{\text{h-pie-F}}$

S_l = Saturación total de líquido, fracción

T = temperatura K

\emptyset = porosidad, fracción

3.4.6. Difusividad Térmica

La Difusividad térmica se lo define mediante la siguiente ecuación:

$$\alpha = \frac{K_h}{M} \quad (3.27)$$

α = Difusividad térmica, $\frac{\text{pie}^2}{\text{M}}$

K_h = conductividad térmica de la roca a determinada $\frac{\text{BTU}}{\text{h-pie-F}}$

M = capacidad calorífica, $\frac{\text{BTU}}{\text{pie}^3 \cdot \text{F}}$

Tabla I: Propiedad térmicas de las rocas

ROCA	DENSIDAD $\frac{lb}{pie^3}$	CALOR ESPECIFICO $\frac{BTU}{lb-F}$	COND. TERMICA $\frac{BTU}{h-pie-F}$	DIF. TERMICA $\frac{pie^2}{h}$
Rocas secas				
Arenisca	130	0,183	0,507	0,0213
Arena cienosa	119	0,202	(0,400)	(0,0167)
Limolita	120	0,204	0,396	0,0162
Lutita	145	0,192	0,603	0,0216
Caliza	137	0,202	0,983	0,0355
Arena (Fina)	102	0,183	0,362	0,0194
Arena (Gruesa)	109	0,183	0,322	0,0161
Rocas saturadas de agua				
Arenisca	142	0,252	1,592	0,0445
Arena cienosa	132	0,288	(1,500)	(0,0394)
Limolita	132	0,276	(1,510)	(0,0414)
Lutita	149	0,213	0,975	0,0307
Caliza	149	0,266	2,050	0,0517
Arena (fina)	126	0,339	1,590	0,0372
Arena (gruesa)	130	0,315	1,775	0,0433

Fuente: (Alvarado & Banzér, 2002)

3.5. Propiedades térmicas del agua y del vapor

El agua es el principal fluido en los procesos de recuperación térmica debido a sus características térmicas, además de su abundancia y facilidad de movilidad. A continuación, se detallan las principales propiedades del agua:

3.5.1. Temperatura de Saturación del Agua

Es la temperatura en la que el agua alcanza la ebullición, esta propiedad depende también de la presión.

Se han desarrollado varias tablas con valores ponderados de la temperatura de saturación, sin embargo, también se la puede obtener mediante la siguiente ecuación:

$$T_s = 115,1 p_s^{0,225} \quad (3.28)$$

T_s = temperatura de saturación, °F

p_s = presión de saturación, psi

3.5.2. Calor sensible del agua

Se lo define como el calor necesario para que se dé el aumento de la temperatura del líquido hasta lograr su temperatura de saturación a una determinada presión.

Bajo las consideraciones de 32°F para el agua y un valor del calor específico en donde no varía con la temperatura, se define el calor sensible del agua mediante la siguiente ecuación:

$$H_w = c_w (T_s - 32) \quad (3.29)$$

Donde:

$$H_w = \text{calor sensible, } \frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$$

T_s = temperatura de saturación, °F

3.5.3. Calor Latente de Vaporización

Constituye la cantidad de calor necesario para que una libra de un líquido a una temperatura de saturación pueda pasar al estado de vapor.

Se lo puede determinar mediante la siguiente ecuación:

$$L_v = 1318 p_s^{-0,08774} \quad (3.30)$$

L_v = calor latente de vaporización, $\frac{\text{BTU}}{\text{lb F}}$

3.5.4. Calor total o entalpía del vapor seco y saturado

Se lo obtiene mediante la suma del calor sensible y latente de vaporización. Es el calor total inyectado al agua para obtener vapor seco a una temperatura y presión de saturación.

Se lo calcula mediante la siguiente ecuación:

$$H_s = H_w + L_v \quad (3.31)$$

Donde:

H_s = calor total o entalpía del vapor seco y saturado, $\frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$

3.6. Calidad del vapor y vapor húmedo

Dependiendo del calor administrado el agua puede estar en estado líquido y en vapor. Cuando se encuentra el vapor combinado con agua líquida tenemos un vapor húmedo. Mientras que el vapor seco al no presentar agua en estado líquido, su calidad es el del 100%, mientras que el agua saturada tiene una calidad de 0%. La entalpía está en el rango entre el agua saturada y vapor seco y se lo calcula mediante la siguiente ecuación:

$$H_{ws} = H_w + XL_v \quad (3. 32)$$

Donde:

H_{ws} = calor total del vapor húmedo, $\frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$

H_w = calor sensible del agua saturada, $\frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$

L_v = calor latente, $\frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$

X = calidad del vapor, fracción

3.7. Volumen Específico

Consiste en el volumen que ocupa una unidad de masa de una sustancia a determinadas condiciones de presión y temperatura (Alvarado & Banzér, 2002). La ecuación que nos brinda el volumen específico del vapor húmedo es la siguiente:

$$v_{ws} = v_s X + (1-X)v_w = X(v_s - v_w) + v_w \quad (3.33)$$

Donde:

v_{ws} = volumen específico del vapor húmedo, $\frac{\text{pie}^3}{\text{lb}}$

v_s = volumen específico del vapor seco y saturado, $\frac{\text{pie}^3}{\text{lb}}$

v_w = volumen específico del agua saturada, $\frac{\text{pie}^3}{\text{lb}}$

Faroq Ali (1970), determino las expresiones para obtener el volumen específico del vapor seco y saturado y del agua saturada como se muestra en las siguientes ecuaciones:

$$v_s = 363,9 p_s^{-0,9588} \quad (3.34)$$

$$v_w = 0,01602 + 0,000023(-6,6 + 3,74075 p_s^{0,225} + 8,70394257 p_s^{0,45}) \quad (3.35)$$

Donde:

p_s = presión de saturación, psi (15-1000 psi)

3.8. Pérdidas de Calor

Durante una inyección de vapor de agua se presentan pérdidas de calor durante toda la trayectoria que recorre el vapor hasta llegar al yacimiento es decir existen pérdidas desde la fuente de calor, en las líneas de inyección en superficie, en el cabezal de inyección, durante el recorrido del vapor en el pozo y finalmente en la formación (Figura 12).

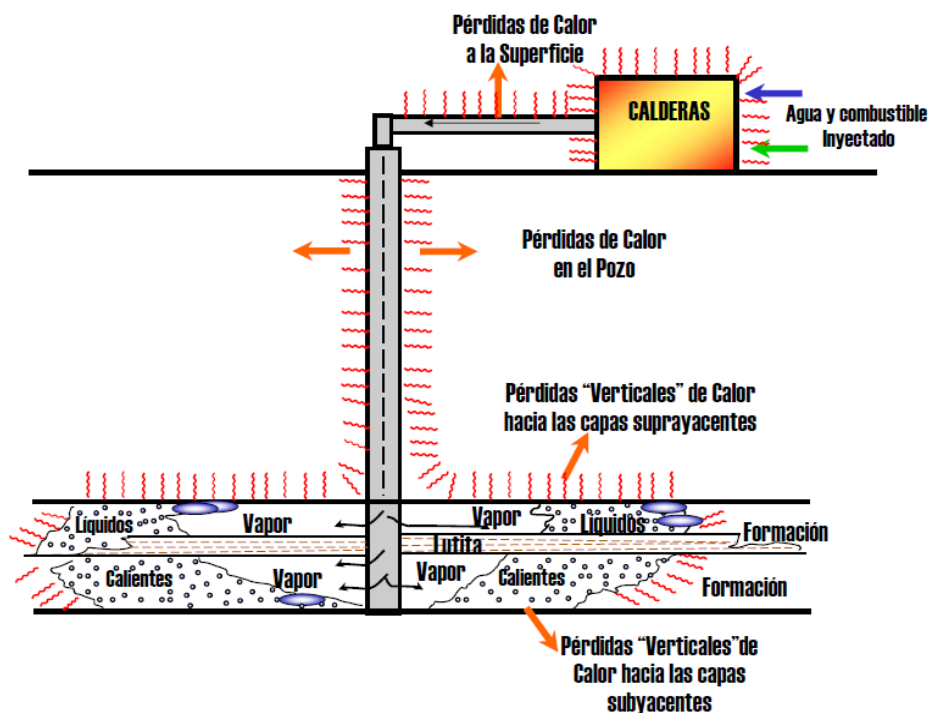


Figura 12: Diagrama de pérdidas de calor en el sistema de inyección cíclica
Fuente: (Alvarado & Banzér, 2002)

3.8.1. Mecanismos de Transferencia de Calor

Existen tres mecanismos de transmisión de calor; conducción, radiación y convección, descritos a continuación:

3.8.1.1. Conducción

Se lo define como el calor transferido de un lado de un cuerpo de mayor temperatura hacia otro lado de un cuerpo de menor temperatura o a su vez de un cuerpo a alta temperatura a un cuerpo de menor temperatura,

cuando estos se tocan. Se puede calcular la tasa de flujo por conducción mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{Q_c}{A} = -K_H \frac{\partial T}{\partial x} \quad (3.36)$$

Donde:

Q_c = tasa de flujo del calor por conducción, $\frac{BTU}{h}$

A = área por donde por donde pasa el flujo, pie^2

$\frac{\partial T}{\partial x}$ = gradiente de la temperatura, $\frac{F}{pie}$

K_H = conductividad térmica del material, $\frac{BTU}{h \cdot pie \cdot F}$

Mediante la integración de la ecuación anterior se obtiene la siguiente ecuación:

$$Q_c = \frac{K_H A \Delta T}{\Delta x} \quad (3.37)$$

En donde para un tubo cilíndrico de radio interno r_{ti} y externo r_{to} se tiene la siguiente ecuación:

$$Q_c = \frac{2\pi K_H L \Delta T}{\ln \frac{r_{to}}{r_{ti}}} \quad (3.38)$$

3.8.1.2. Radiación

En la radiación la transferencia de calor se produce por ondas electromagnéticas.

La ecuación que describe este proceso es la siguiente:

$$\frac{Q_r}{A} = \sigma \varepsilon (T_1^{*4} - T_2^{*4}); \quad T_1^* > T_2^* \quad (3.39)$$

Donde:

Q_r = tasa de flujo de calor mediante radiación, $\frac{\text{BTU}}{\text{h}}$

A = área por la que sucede el flujo, pie^2

σ = constante de Stefan, (1879) $\sigma = 0,1713 \times 10^{-8} \frac{\text{BTU}}{\text{h pie}^2 \text{F}^4}$

ε = emisividad de la superficie, fracción

T_1^* = temperatura absoluta del cuerpo de mayor temperatura, °R

T_2^* = temperatura absoluta del cuerpo de menor temperatura, °R

3.8.1.3. Convección

Consiste en la transferencia de energía entre una superficie o parte de ella y un fluido cuando este se encuentra en movimiento.

La transferencia de calor se la calcula de la siguiente manera:

$$\frac{Q_c}{A} = h_c |T_f - T_s| \quad (3.40)$$

Donde:

Q_c = tasa de flujo de calor mediante convección, $\frac{\text{BTU}}{\text{h}}$

A = área por la que sucede el flujo, pie^2

h_c = coeficiente de transferencia de calor mediante convección, $\frac{\text{BTU}}{\text{h pie}^2 \text{ F}}$

T_f = temperatura de flujo, °F

T_s = temperatura de superficie, °F

3.8.2. Pérdidas de calor en el pozo

Las pérdidas de calor en el pozo vienen dadas principalmente por factores como: la tasa de inyección, el tiempo de inyección, la profundidad del pozo, presión de inyección y temperatura de inyección para vapor sobrecalentando, presión de inyección cuando se tenga vapor saturado.

3.8.2.1. Cálculo de pérdidas de calor en el pozo

Las pérdidas de calor en un pozo de tipo inyector se lo calcula bajo las siguientes asunciones:

1. La temperatura, presión, caudal y calidad del vapor inyectado por la tubería son constantes. Además, el espacio anular es considerado lleno de aire y con una baja presión.
2. La transferencia del flujo en el pozo es considerada de tipo continuo y en la formación de conducción radial no continua.

No existe variación de presión del vapor por efectos hidrostáticos i pérdidas por fricción.

3.8.2.2. Método de Willhite

Willhite (1967), consideró un método que considera el espacio anular, las tuberías (inyección y revestimiento), el cemento y en caso de existir, el aislante. Para ello involucra un coeficiente de calor total para el sistema de la figura 13.

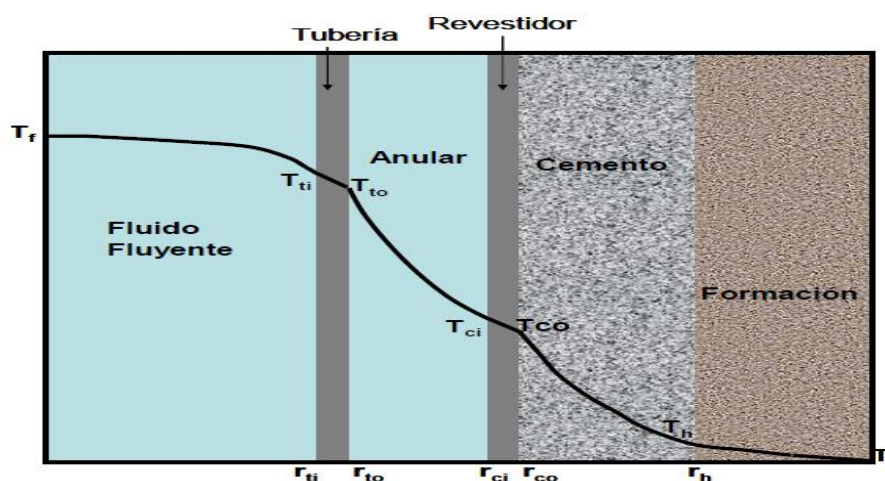


Figura 13: Distribución de la temperatura en un pozo.

Fuente: (Alvarado & Banzér, 2002)

La siguiente expresión fue desarrollada por Willhite, para estimar el coeficiente de transferencia de calor:

$$U_{to} = \left[\frac{r_{to}}{r_{ti} h_f} + \frac{r_{to} \ln \left(\frac{r_{to}}{r_{ti}} \right)}{K_{hs}} + \frac{1}{(h_c + h_r)} + \frac{r_{to} \ln \left(\frac{r_{co}}{r_{ci}} \right)}{K_{hs}} + \frac{r_{to} \ln \left(\frac{r_h}{r_{co}} \right)}{K_{hcem}} \right]^{-1} \quad (3.41)$$

Si se tiene una tubería aislada de espesor Δr_{ins} , pulgadas y de una conductividad térmica K_{hins} , $\frac{BTU}{h \text{ pie } F}$

$$U_{to} = \left[\frac{r_{to}}{r_{ti} h_f} + \frac{r_{to} \ln \left(\frac{r_{to}}{r_{ti}} \right)}{K_{hs}} + \frac{r_{to} \ln \left(\frac{r_{ins}}{r_{to}} \right)}{K_{hins}} + \frac{r_{to}}{r_{ins} (h_c' + h_r')} + \frac{r_{to} \ln \left(\frac{r_{co}}{r_{ci}} \right)}{K_{hs}} + \frac{r_{to} \ln \left(\frac{r_h}{r_{co}} \right)}{K_{hcem}} \right]^{-1} \quad (3.42)$$

Donde:

U_{to} = coeficiente de transferencia de calor, adimensional

r_{to} = radio externo de la tubería de inyección de vapor, pies

r_{ti} = radio interno de la tubería de inyección de vapor, pies

h_f = coeficiente de condensación entre el flujo fluyendo y la superficie interna,

$$\frac{BTU}{h \text{ pie}^2 F}$$

K_{hs} = conductividad térmica del material que está diseñada la línea, $\frac{\text{BTU}}{\text{h pie F}}$

$K_{h\text{cem}}$ = conductividad térmica del cemento, $\frac{\text{BTU}}{\text{h pie F}}$

r_{ins} = radio hasta la superficie externa del aislante, pies

h_r = coeficiente de transferencia de calor por radiación entre la superficie externa de la tubería de inyección, y la interna de revestimiento, $\frac{\text{BTU}}{\text{h pie}^2 \text{ F}}$

h_c = coeficiente de transferencia de calor por convección natural entre la superficie externa de la tubería de inyección y la interna de revestimiento, $\frac{\text{BTU}}{\text{h pie}^2 \text{ F}}$

h_r' = coeficiente de transferencia de calor por radiación entre la superficie externa del aislante y la interna del revestimiento, $\frac{\text{BTU}}{\text{h pie}^2 \text{ F}}$

h_c' = coeficiente de transferencia de calor por convección natural entre la superficie externa del aislante y la interna de revestimiento, $\frac{\text{BTU}}{\text{h pie}^2 \text{ F}}$

r_{co} = radio externo del revestidor, pies

r_{ci} = radio interno del revestidor, pies

r_h = radio del pozo, pies

K_{hcem} = conductividad térmica del aislante, $\frac{\text{BTU}}{\text{h pie } ^\circ\text{F}}$

3.8.2.3. Propiedades del aire

Las ecuaciones que describen las propiedades del aire fueron desarrolladas en base a un ajuste de mínimos cuadrados y son las siguientes:

$$K_{ha} = 0,01328 + 2,471 \times 10^{-5} T - 4,247 \times 10^{-9} T^2 \quad (3.43)$$

$$\mu_a = 0,04 + 6,155 \times 10^{-5} T - 1,22 \times 10^{-8} T^2 \quad (3.44)$$

$$c_{pa} = 0,2382 + 1,39 \times 10^{-5} T + 1,027 \times 10^{-8} T^2 \quad (3.45)$$

$$\rho_a = 8,55865 \times 10^{-2} - 1,5531 \times 10^{-4} T + 1,65602 \times 10^{-7} T^2 - 6,92225 \times 10^{-11} T^3 \quad (3.46)$$

$$\beta_a = 0,0024 - 0,757 \times 10^{-5} T + 0,169 \times 10^{-7} T^2 - 0,148 \times 10^{-10} T^3 \quad (3.47)$$

Si se supone que $T_s \cong T_{ti}$ y que $T_{ci} \cong T_{co}$ se pueden despreciar los términos h_f y K_{hs} .

Para obtener los coeficientes h_r y h_r' se lo realiza mediante la siguiente ecuación:

$$h_r = \sigma \varepsilon (T_{to}^{*2} + T_{ci}^{*2}) (T_{to}^* + T_{ci}^*) \quad (3.48)$$

Donde:

ε = factor de forma

$$\varepsilon = \left[\frac{1}{\varepsilon_{to}} + \frac{r_{to}}{r_{ci}} \left(\frac{1}{\varepsilon_{ci}} - 1 \right) \right]^{-1} \quad (3.49)$$

Donde:

ε_{ci} = emisividad de la superficie interna de revestimiento, adimensional

ε_{to} = emisividad de la superficie externa de la tubería de inyección, adimensional

En el caso de que la tubería de inyección estuviese recubierta de aislante:

$$h_r = \sigma \varepsilon (T_{ins}^{*2} + T_{ci}^2) (T_{ins}^* + T_{ci}^*) \quad (3.50)$$

La emisividad se la calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\varepsilon = \left[\frac{1}{\varepsilon_{ins}} + \frac{r_{ins}}{r_{ci}} \left(\frac{1}{\varepsilon_{ci}} - 1 \right) \right]^{-1} \quad (3.51)$$

Donde:

ϵ_{ins} = emisibilidad de la superficie externa del aislante, adimensional

La emisibilidad para superficies reflectantes es igual a cero, mientras que la emisibilidad para superficies oscuras es igual a uno. Si el espacio anular contiene algún líquido la emisibilidad sería igual a cero.

Las ecuaciones que nos permiten calcular h_c y h'_c son las siguientes:

$$h_c = \frac{0,049K_{han}(G_r P_r)^{0,333}(P_r)^{0,074}}{r_{to} \ln\left(\frac{r_{ci}}{r_{to}}\right)} \quad (3. 52)$$

$$G_r = \left(\frac{(r_{ci} - r_{to})^3 g \rho_{an}^2 \beta_{an} (T_{to} - T_{ci})}{\mu_{an}^2} \right) \quad (3. 53)$$

$$P_r = \frac{c_{pan} \mu_{an}}{K_{han}} \quad (3. 54)$$

Si se tiene aislante:

$$h_c' = \frac{0,049K_{han}(G_r P_r)^{0,333}(P_r)^{0,074}}{r_{ins} \ln\left(\frac{r_{ci}}{r_{ins}}\right)} \quad (3. 55)$$

$$G_r = \left(\frac{(r_{ci} - r_{ins})^3 g \rho_{an}^2 \beta_{an} (T_{ins} - T_{ci})}{\mu_{an}^2} \right) \quad (3. 56)$$

$$P_r = \frac{C_{pan} \mu_{an}}{K_{han}} \quad (3. 57)$$

Donde.

K_{han} = conductividad térmica del fluido en el espacio anular a la temperatura y presión media del fluido en el anular, $\frac{BTU}{h \text{ pie } F}$

μ_{an} = viscosidad del fluido en el espacio anular, a la temperatura y presión media del fluido en el anular, $\frac{lb}{pie \text{ h}}$

β_{an} = coeficiente de expansión térmica del fluido del espacio anular a la temperatura y presión media del fluido, F^{-1}

ρ_{an} = densidad del fluido en el espacio anular, a la temperatura y presión

media del fluido en el anular, $\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3}$

c_{pan} = calor específico del fluido en el espacio anular, a la temperatura y

presión media del fluido en el anular, $\frac{\text{BTU}}{\text{lb F}}$

g = aceleración gravitacional, $4,17 \times 10^8 \frac{\text{pie}^2}{\text{h}}$

Previamente obtenido el coeficiente de transferencia de calor total U_{to} , procedemos a definir la ecuación que describe la tasa de transferencia de calor desde el interior de la tubería de inyección hasta la región entre el cemento y la formación.

$$Q = 2\pi r_{to} U_{to} (T_s - T_h) \Delta L \quad (3.58)$$

Mediante las soluciones de conducción de calor radial de un cilindro de longitud infinita, se puede obtener la función $f(t)$.

A partir de la convergencia hacia una misma línea que presentan para un cilindro que pierde calor a temperatura constante, se ha desarrollado la siguiente ecuación:

$$f(t) = \ln \frac{2\sqrt{\alpha t}}{r_h} - 0,29 \quad (3. 59)$$

Donde:

α = Difusividad térmica de la tierra, $\frac{\text{pie}^3}{\text{h}}$

t = tiempo de inyección, horas

r_h = radio del pozo, pies

En el anexo A se pueden obtener valores de la función $f(t)$ para tiempos menores de una semana.

Cabe recalcar que debido a la cantidad de variables que presenta la ecuación que nos permite calcular U_{t_0} , se lo realiza mediante un proceso de ensayo y error.

3.8.3. Tuberías de Inyección sin aislante

La temperatura en la cara de la arena es calculada relacionando temperaturas estimadas y las conocidas mediante la siguiente ecuación:

$$T_h = \frac{T_s f(t) + \frac{K_{he} T_e}{r_{to} U_{to}}}{f(t) + \frac{K_{he}}{r_{to} U_{to}}} \quad (3. 60)$$

Mediante la relación existente entre la temperatura en la cara de arena y la temperatura externa del *casing*, la transferencia de calor a través del cemento viene por:

$$Q = \frac{2\pi K_{hcem} (T_{co} - T_h) \Delta L}{\ln \left(\frac{r_h}{r_{co}} \right)} \quad (3. 61)$$

Obteniendo:

$$T_{co} = T_h + \frac{r_{to} U_{to} \ln\left(\frac{r_h}{r_{co}}\right)}{K_{cem}} (T_s - T_h) \quad (3.62)$$

3.8.4. Tubería de Inyección con aislante

En este diseño se supone que no existe efecto de h_f y K_{hs} , además de que la conductividad del cemento y tierra son iguales ($K_{hcem} = K_{he}$), obteniendo:

$$U_{to} = \left[\frac{r_{to} \ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)}{K_{hins}} + \frac{r_{to}}{r_{ins}(h_c' + h_r')} \right]^{-1} \quad (3.63)$$

Por lo tanto:

$$Q = 2\pi r_{to} U_{to} (T_s - T_{co}) \Delta L \quad (3.64)$$

Considerando la transferencia de calor a través del aislante:

$$Q = \frac{2\pi K_{he}(T_{to} - T_{ins})\Delta L}{\ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)} \quad (3.65)$$

Igualando las ecuaciones 3.64 y 3.65, tenemos:

$$T_{ins} = T_s - \frac{r_{to} U_{to} \ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)}{K_{ins}} \left(T_s - \frac{K_{he} T_e + r_{to} U_{to} f(t) T_s}{K_{he} + r_{to} U_{to} f(t)} \right) \quad (3.66)$$

$$T_{co} = T_e + \frac{K_{hins} f(t)}{K_{he} \ln\left(\frac{r_{ins}}{r_{to}}\right)} (T_s - T_{ins}) \quad (3.67)$$

3.9. Calidad de vapor en el pozo

El siguiente balance de calor nos ayuda a determinar la calidad de vapor en el pozo.

Cantidad de calor de vapor en el cabezal del pozo = cantidad de vapor en el fondo del pozo + pérdidas de calor en el pozo.

Se lo expresa mediante la siguiente ecuación:

$$w(H_w + X_{st,wh}L_v) = w(H_w + X_{st}L_v) + QZ \quad (3.68)$$

Donde:

$$X_{st} = X_{st,wh} - \frac{qZ}{wL_v} \quad (3.69)$$

En donde:

Z= profundidad a la cual se desea calcular la calidad, pies

3.10. Caídas de Presión en el Pozo

Ya sean ganancias o pérdidas de presión en un pozo de inyección, se las calcula de la siguiente manera:

$$p_2 = p_1 + 1,687 \times 10^{-12} (v_{ws1} - v_{ws2}) \frac{w^2}{r_{ti}^4} + 6,944 \times 10^{-3} \frac{\Delta Z}{v_{ws1}} - \Delta pf \quad (3.70)$$

Donde:

p_1 = presión de vapor en la cabeza del pozo, psi

p_2 = presión de vapor en el fondo del pozo, psi

w = tasa de flujo del vapor, lb/h

r_{ti} = radio interno de la tubería, pies

ΔZ = profundidad del intervalo deseado, pies

f = factor de fricción, adimensional

v_{ws1} = volumen específico del vapor húmedo en el cabezal del pozo, $\frac{\text{pies}^3}{\text{lb}}$

v_{ws2} = volumen específico del vapor húmedo en el fondo del pozo, $\frac{\text{pies}^3}{\text{lb}}$

Δp_f = caída de presión debido a la fricción, psi

La caída de presión debido a la fricción se la calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta p_f = 1,68391 \times 10^{-12} \frac{w^2 v_T \Delta Z f}{r_{ti}^5} \quad (3.71)$$

Donde:

v_T = volumen específico total del fluido, $\frac{\text{pies}^3}{\text{lb}}$

El factor de fricción f , se lo determina por la ecuación 3.73:

$$R_e = \left(\frac{0,2632w}{r_{ti}} \right) \left(\frac{1}{\mu_w^{H_l} \mu_s^{(1-H_l)}} \right) \quad (3.72)$$

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -4 \log \left\{ \frac{\epsilon}{3,7065} - \frac{5,0452}{R_e} \log \left[\frac{\epsilon^{1,1098}}{2,8257} + \left(\frac{7,149}{R_e} \right)^{0,8981} \right] \right\} \quad (3.73)$$

En donde:

H_l = factor *holdup* del líquido, adimensional

μ_w = viscosidad del agua saturada, cp

μ_s = viscosidad del vapor seco y saturado, cp

Hagerdon & Brown (1968) considero el factor H_l para considerar el efecto *holdup* del líquido en la tubería. H_l puede ser calculado mediante la siguiente ecuación:

$$H_l = \frac{(1-X_{st})V_{wst}}{V_T} \quad (3.74)$$

3.11. Calentamiento de la formación debido a la inyección de fluidos calientes

3.11.1. Tasa de Inyección de Calor

La cantidad de calor inyectada a la formación viene dada por la siguiente ecuación:

$$Q = \left(\frac{350}{24}\right) i_{st} \{c_w(T_s - T_r) + X_{st}L_v\} \quad (3.75)$$

En donde:

Q = tasa de inyección de calor, $\frac{\text{BTU}}{\text{hr}}$

i_{st} = tasa de inyección de vapor, $\frac{\text{bbl}}{\text{d}}$

c_w = calor específico promedio del agua, $\frac{\text{BTU}}{\text{lb F}}$

T_s = temperatura del vapor, °F

T_r = temperatura de la formación, °F

X_{st} = calidad del vapor, fracción

L_v = calor latente de vaporización, $\frac{\text{BTU}}{\text{lb}}$

3.11.2. Área calentada por el vapor

Se la obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$A(s) = \frac{Q_i M_s h_t F_1}{4K_{hob} M_{ob} (T_s - T_r)} \quad (3.76)$$

Donde:

$A(s)$ = área de la zona de vapor calentada a un tiempo t , pie^2

Q_i = tasa de inyección de calor, $\frac{\text{BTU}}{\text{h}}$

M_s = capacidad de calorífica de formación, $\frac{\text{BTU}}{\text{pie}^3 \text{ } ^\circ\text{F}}$

h_t = espesor de la formación, pie

F_1 = función del tiempo, adimensional

K_{hob} = conductividad térmica de las capas supra y subyacentes, $\frac{BTU}{h-pie}$

M_{ob} = capacidad de calorífica de las capas supra y subyacentes, $\frac{BTU}{pie^3 \text{ } ^\circ F}$

T_s = temperatura del vapor, $^\circ F$

T_r = temperatura del yacimiento, $^\circ F$

Para encontrar el valor de F_1 , Van Lookeren (1977) mediante aproximaciones desarrolló la siguiente ecuación:

$$F_1 = \frac{t_D}{1 + 0,85\sqrt{t_D}} \quad (3.77)$$

El tiempo adimensional viene dado por:

$$t_D = \frac{4K_{\text{hob}}M_{\text{obt}}}{M_s^2 h_t^2} \quad (3.78)$$

Diferencia porcentual:

$$X = \left| \frac{\text{Valor nuevo} - \text{Valor antiguo}}{\text{Valor antiguo}} \right| * 100 \quad (3.79)$$

CAPÍTULO 4

4. DESARROLLO

4.1. Selección del Método de Inyección Térmica (*Screnning*)

Mediante los parámetros técnicos que posee cada método térmico (capítulo 3), se procedió a la comparación con los datos detallados en la tabla II pertenecientes al pozo IP 015 del Campo Pungarayacu, para determinar el método térmico que nos permita poner en producción este campo de crudo extra-pesado.

Tabla II: Datos del Campo Pungarayacu

CRITERIOS TÉCNICOS	
PARÁMETROS TÉCNICOS DE LA ARENISCA BITUMINOSA DE LA FORMACIÓN HOLLÍN INFERIOR DEL POZO IP 015 DEL CAMPO PUNGARAYACU	
PROPIEDADES DEL PETRÓLEO	
GRAVEDAD API	8
VISCOSIDAD (CP)	490.058
PARÁMETROS DEL YACIMIENTO	
ESPESOR (Pies)	60
PROFUNDIDAD (Pies)	1200
SATURACIÓN DEL PETRÓLEO (%)	38.4
PERMEABILIDAD PROMEDIO (mD)	4689
PRESIÓN DEL YACIMIENTO (Psia)	250
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO (F)	150

Fuente: Secretaría de Hidrocarburos.
Elaborado por: Nereida Medina y Freddy Carrión

Tabla III: Comparación de los parámetros de los métodos térmicos con los del Campo Pungarayacu.

	Campo Pungarayacu Pozo IP 015	Inyección de agua caliente		Inyección continua de vapor		Inyección Cíclica de vapor		Combustión in Situ		SAGD	
GRAVEDAD API	8	10 a 35	X	8 a 20	CUMPLE	8 a 35	CUMPLE	<40	CUMPLE	7 a 12	CUMPLE
VISCOSIDAD (cp)	490.058	1000 – 10000	X	1000 – 10000	X	1000 - 1000,000	CUMPLE	<1000	X	4000 - 1000,000	CUMPLE
PROFUNDIDAD (Pie)	1343	<3000	CUMPLE	400 – 4500	CUMPLE	400 – 3000	CUMPLE	<500	X	250 - 3000	CUMPLE
ESPESOR (Pie)	60	>20	CUMPLE	15 – 150	CUMPLE	>20 – 150	CUMPLE	>10	CUMPLE	50 - 100	CUMPLE
PERMEABILIDAD PROMEDIO (mD)	4689	>35	X	>250	CUMPLE	>250	CUMPLE	>100	X	>5000	Se aproxima
SATURACIÓN DEL PETRÓLEO (%)	38,4	>50	X	>40	X	>50	X	40 – 50	X	>50	X
PRESIÓN DEL YACIMIENTO (psia)	250	>2000	X	<1500	CUMPLE	400 – 1500	X	NO CRÍTICA	X	ALTA	X

Elaborado por: Nereida Medina y Freddy Carrión

Como se pudo observar en la tabla III, el método térmico que resulta más idóneo en base a las características del Pozo IP 015 del Campo Pungarayacu es el de inyección cíclica de vapor, sin embargo, los métodos de inyección continua de vapor y SAGD también podrían ser utilizados en caso de que se presente algún inconveniente que limite el desarrollo de inyección cíclica de vapor en el pozo.

4.2. Pérdidas de calor y calidad de vapor en el pozo IP 015

Durante el proceso de inyección cíclica de vapor, las pérdidas de calor que se producen en el pozo provocan la disminución de la calidad con la que el vapor llega al yacimiento. Con la finalidad de entender el comportamiento de las pérdidas de calor y calidad de vapor que se tendrían durante la inyección cíclica en el pozo IP 015 consideramos tres distintos escenarios en los cuales se varió la presión de inyección de vapor con los valores de 400 – 600 – y 800 psi, el caudal de inyección de vapor con valores de 350 – 400 y 500 bpd y el tiempo de inyección con los valores de 8, 12 y 15 días. Todo con el objetivo de definir la mejor combinación de los parámetros de presión, caudal de inyección de vapor y tiempo de inyección, para que la calidad del vapor inyectado en la cabeza del pozo disminuya lo menos posible durante

su recorrido hacia la formación productora y conservar la mayor cantidad de calor que sea posible.

Como se lo puede apreciar en el capítulo 3, existen dos maneras de inyectar vapor a la formación, se lo puede realizar utilizando tubería de inyección sin aislante (Opción 1) o con aislante (Opción 2). Es por ello que a continuación se consideran las dos opciones para determinar según los resultados, cual es la alternativa más eficiente para este pozo.

La tabla IV contiene todos los datos necesarios sobre el pozo IP 015 del Campo Pungarayacu para proceder a realizar los cálculos de pérdidas de calor en el pozo, calidad de vapor, presión de vapor y temperatura en la cara de la arena. Los valores de la conductividad térmica y difusividad de la tierra fueron tomados de la tabla I de este documento. Además se consideró una calidad de vapor constante en la cabeza del pozo del 75% para todos los casos. Para realizar estos cálculos primero hay que determinar el coeficiente de transferencia de calor de cada opción U_{to} (Ec. 3.41 y 3.63) los cuales son mostrado para un caso en específico en las tablas V y IX.

Tabla IV: Datos del IP 015 del Campo Pungarayacu

DATOS DEL POZO	
Presión de Inyección (psi)	400-600-800
Caudal de Inyección (bpd)	350-400-500
Profundidad (pie)	1200
Temperatura Yacimiento(F)	150
Radio Externo Casing (pie)	0.58
Radio Interno Casing (pie)	0.52
Radio Tubing (rto) (pie)	0.24
Radio del pozo (rh) (pie)	0.82
$k_{he} \left(\frac{BTU}{hr \cdot pie \cdot ^\circ F} \right)$	1.59
$\epsilon_{to} = \epsilon_{ci}$	0.9
$k_{hcem} \left(\frac{BTU}{hr \cdot pie \cdot ^\circ F} \right)$	0.2
$\alpha \left(\frac{pie^2}{hr} \right)$	0.044
Tiempo Inyección (días)	8, 12, 15
$\sigma \left(\frac{BTU}{hpie^2 \cdot ^\circ F^4} \right)$	1.71E-09
$X_{st,wh}$	0.75
$c_w \left(\frac{BTU}{lb \cdot ^\circ F} \right)$	1
Espesor (pie)	60
Permeabilidad (D)	4.7
Presión Yacimiento (Psia)	250
$^{\circ}API$	8

Fuente: Secretaría de Hidrocarburos.
Elaborado por: Nereida Medina y Freddy Carrión

4.2.1. Opción 1: Tubería sin Aislante

Mediante la técnica de ensayo y error y utilizando el método de Willhite se procedió a calcular el coeficiente de transferencia de calor U_{to} (Ec. 3.41), para lo cual se asumió que la temperatura interior T_{ci} del casing es una media entre la temperatura de la formación y la del vapor en la cara de la

arena, y con ello poder determinar la temperatura promedio del aire mediante una nueva media entre la temperatura del vapor con T_{ci} y finalmente establecer con esta última temperatura las propiedades del aire K_{ha} , μ_a , c_{pa} , ρ_a , y β_a (Ec. 3.43 - 3.47).

Posteriormente, con las propiedades del aire se calculan los coeficientes de transferencia de calor por convección h_c y radiación h_r (Ec. 3.52 y 3.48 respectivamente), para finalmente calcular con las mismas el coeficiente U_{to} . Posteriormente se calculan las temperaturas en la cara de la arena T_h (Ec. 3.60) y la de la parte exterior del casing T_{co} (Ec. 3.62), la cual será la nueva T_{ci} para realizar el método de ensayo y error hasta que converjan ambas temperaturas. La tabla V muestra el ejemplo de lo realizado para obtener el valor de U_{to} a una presión de 400 psi, caudal de inyección de 350 bpd y tiempo de 8 días.

Mediante el valor de U_{to} se puede calcular las pérdidas de calor en el pozo Q , (Ec. 3.58) y la calidad de vapor en el pozo X_{st} (Ec. 3.69). Además se calculó la presión y temperatura del vapor en fondo del pozo (Ec. 3.70 y 3.28 respectivamente). En las tablas VI, VII y VIII se pueden apreciar todos estos resultados para los diversos valores de presión, caudal de inyección y tiempo de inyección de vapor.

Tabla V: Determinación del coeficiente de transferencia de calor a 400 psi, 350 bpd y 8 días de inyección para una tubería sin aislante

Iteración	T_{ci} (F)	$h_r \left(\frac{\text{BTU}}{\text{h-pie}^2\text{-}^\circ\text{F}} \right)$	$h_c \left(\frac{\text{BTU}}{\text{h-pie}^2\text{-}^\circ\text{F}} \right)$	T_h (°F)	T_{co} (°F)	$U_{to} \left(\frac{\text{BTU}}{\text{h-pie}^2\text{-}^\circ\text{F}} \right)$
1	296.568912	3.395018742	0.419178924	229.4231739	360.460328	1.475557782
2	360.460328	3.781642865	0.32397661	231.045689	364.759766	1.517220252
3	364.759766	3.809087843	0.316725806	231.1518922	365.04119	1.519969546
4	365.04119	3.810890688	0.316245679	231.1588219	365.059553	1.520149032
5	365.059553	3.811008351	0.316214327	231.159274	365.060751	1.520160742
6	365.060751	3.811016026	0.316212281	231.1593035	365.060829	1.520161505

Elaborado por: Nereida Medina y Freddy Carrión

Tabla VI: Evaluación de pérdidas de calor y calidad de vapor a una presión de 400 psi en una tubería sin aislante.

Resultados Tiempo (días)	Pérdida de calor en el pozo Q (BTU/hr)	Calor Latente Lv (BTU/lbm)	Flujo Másisco w(lb/hr)	Calidad de Vapor en el Pozo Xst(%)	Temperatura del Vapor en el Pozo Ts(F)	Presión del Vapor en el Pozo P2(psia)	Caída de presión del Vapor hasta el Pozo ΔP(psia)
P=400 psia y Q= 350 bpd							
8	583114.640	779.131	5104.167	0.603	441.898	395.048	4.952
12	564585.817	779.131	5104.167	0.608	441.885	395.000	5.000
15	554868.986	779.131	5104.167	0.610	441.879	394.975	5.025
P=400 psia y Q= 400 bpd							
8	583114.640	779.131	5833.333	0.622	440.736	390.452	9.548
12	564585.817	779.131	5833.333	0.626	440.722	390.397	9.603
15	554868.986	779.131	5833.333	0.628	440.714	390.368	9.632
P=400 psia y Q= 500 bpd							
8	583114.640	779.131	7291.667	0.647	437.883	379.347	20.653
12	564585.817	779.131	7291.667	0.651	437.866	379.278	20.722
15	554868.986	779.131	7291.667	0.652	437.856	379.242	20.758

Elaborado por: Nereida Medina y Freddy Carrión

Tabla VII: Determinación de pérdidas de calor y calidad de vapor a una presión de 600 psi en una tubería sin aislante

Resultados Tiempo (días)	Pérdida de calor en el pozo Q (BTU/hr)	Calor Latente Lv (BTU/lbm)	Flujo Másisco w(lb/hr)	Calidad de Vapor en el Pozo Xst(%)	Temperatura del Vapor en el Pozo Ts(F)	Presión del Vapor en el Pozo P2(psia)
P=600 psia y Q= 350 bpd						
8	688392	751.901	5104.167	0.571	486.200	604.037
12	665841	751.901	5104.167	0.577	486.192	603.995
15	654032	751.901	5104.167	0.580	486.188	603.974
P=600 psia y Q= 400 bpd						
8	688392	751.901	5833.333	0.593	485.633	600.916
12	665841	751.901	5833.333	0.598	485.625	600.869
15	654032	751.901	5833.333	0.601	485.620	600.844
P=600 psia y Q= 500 bpd						
8	688392	751.901	7291.667	0.624	484.253	593.363
12	665841	751.901	7291.667	0.629	484.242	593.304
15	654032	751.901	7291.667	0.631	484.237	593.274

Elaborado por: Nereida Medina y Freddy Carrión

Tabla VIII: Evaluación de pérdidas de calor y calidad de vapor a una presión de 800 psi en una tubería sin aislante

Resultados Tiempo (días)	Pérdida de calor en el pozo Q (BTU/hr)	Calor Latente Lv (BTU/lbm)	Flujo Másico w(lb/hr)	Calidad de Vapor en el Pozo Xst(%)	Temperatura del Vapor en el Pozo Ts(F)	Presión del Vapor en el Pozo P2(psia)	Caída de presión del Vapor hasta el Pozo ΔP(psia)
P=800 psia y Q= 350 bpd							
8	771481.668	733.159	5104.167	0.544	519.453	810.516	-10.516
12	745654.331	733.159	5104.167	0.551	519.448	810.479	-10.479
15	732146.463	733.159	5104.167	0.554	519.445	810.460	-10.460
P=800 psia y Q= 400 bpd							
8	771481.668	733.159	5833.333	0.570	519.110	808.138	-8.138
12	745654.331	733.159	5833.333	0.576	519.104	808.096	-8.096
15	732146.463	733.159	5833.333	0.579	519.101	808.074	-8.074
P=800 psia y Q= 500 bpd							
8	771481.668	733.159	7291.667	0.606	518.275	802.377	-2.377
12	745654.331	733.159	7291.667	0.611	518.268	802.324	-2.324
15	732146.463	733.159	7291.667	0.613	518.264	802.297	-2.297

Elaborado por: Nereida Medina y Freddy Carrión

Realizando una observación a las tablas VI, VII y VIII, se tiene que la tabla VI muestra el valor más alto en lo que respecta a la calidad de vapor y el menor valor de pérdidas de calor, los cuales son los resultados más óptimos. Además se puede observar la tendencia que siguen los resultados; en donde, mientras mayor sea el valor del caudal de inyección de vapor y tiempo de inyección, tendremos una mejor calidad de vapor y menores pérdidas de calor (figuras 15, 16 y 19), sin embargo el aumento de presión de inyección de vapor genera una disminución de la calidad de vapor y aumento de las pérdidas de calor (figuras 14 y 17). Al variar el caudal de inyección de vapor, las pérdidas de calor son constantes (figura 18). En base a estos resultados la mejor combinación de parámetros de operación son 400 psi de presión de inyección (menor valor), caudal de inyección 500 bpd (valor más alto) y el mayor tiempo de inyección que es el de 15 días.

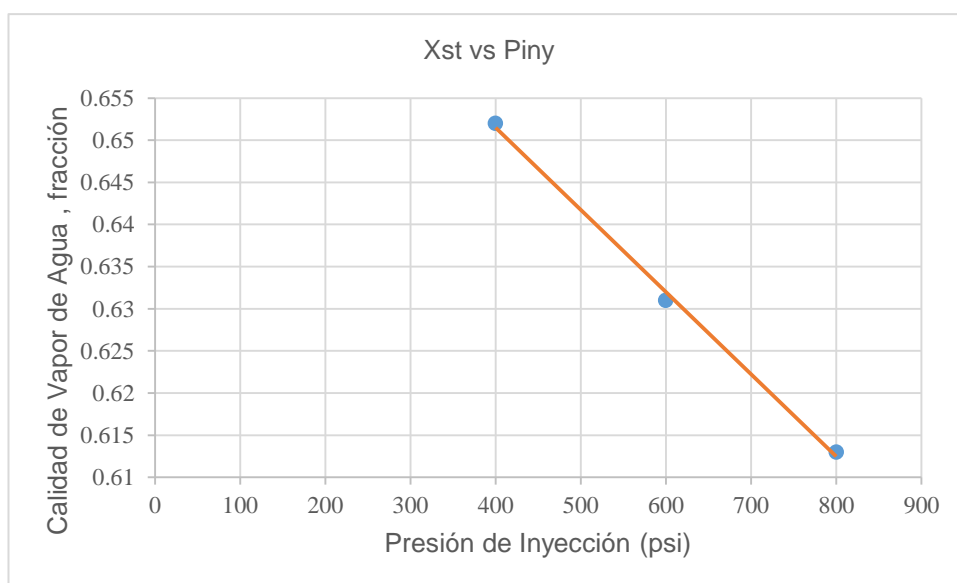


Figura 14: Calidad de vapor en el pozo Versus Presión de inyección de vapor a un $Q_{iny} = 500$ bpd y t_{iny} de 15 días

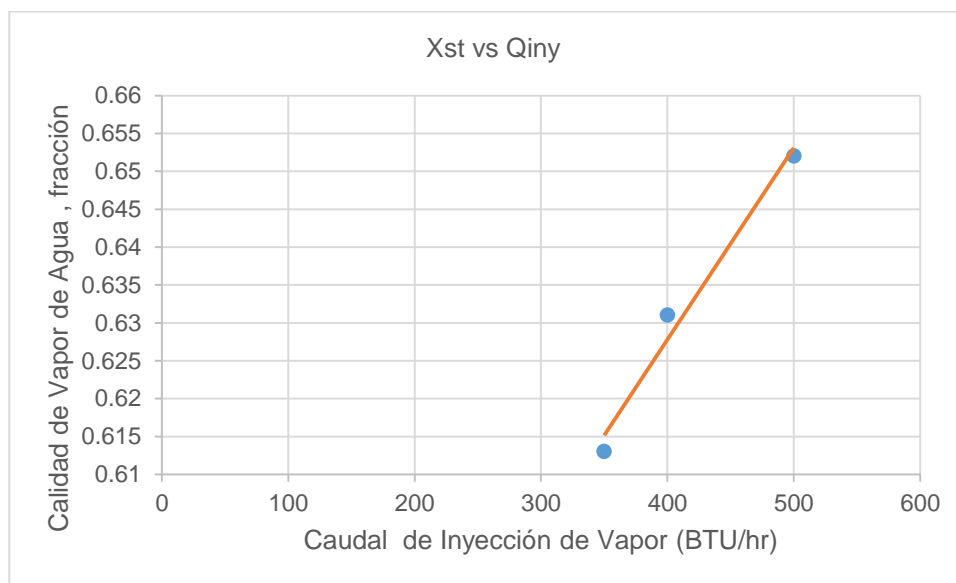


Figura 15: Calidad de vapor en el pozo Versus caudal de inyección de vapor a un $P_{iny} = 400$ psi y t_{iny} de 15 días

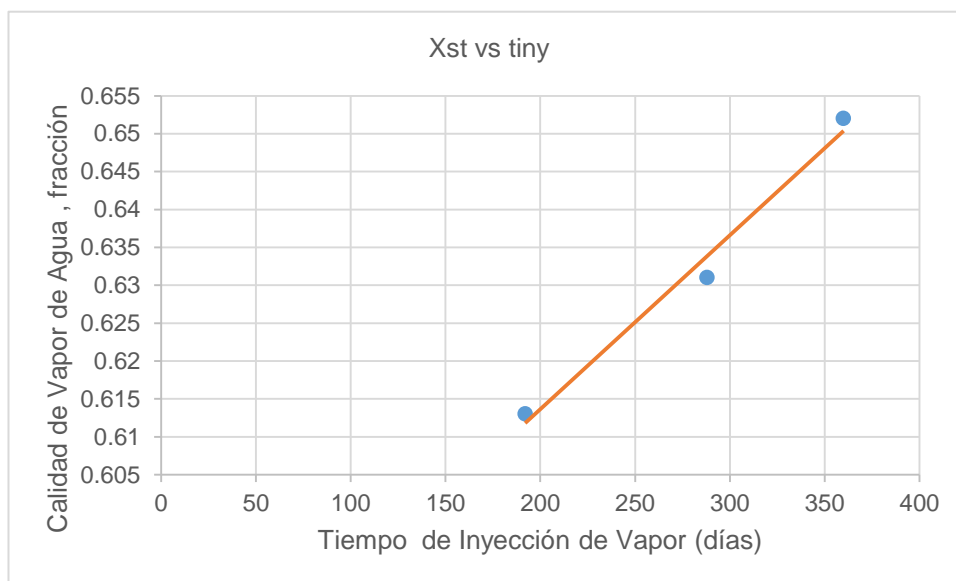


Figura 16: Calidad de vapor en el pozo Versus tiempo de inyección de vapor a un $Q_{iny} = 500$ bpd y P_{iny} de 400 psi.

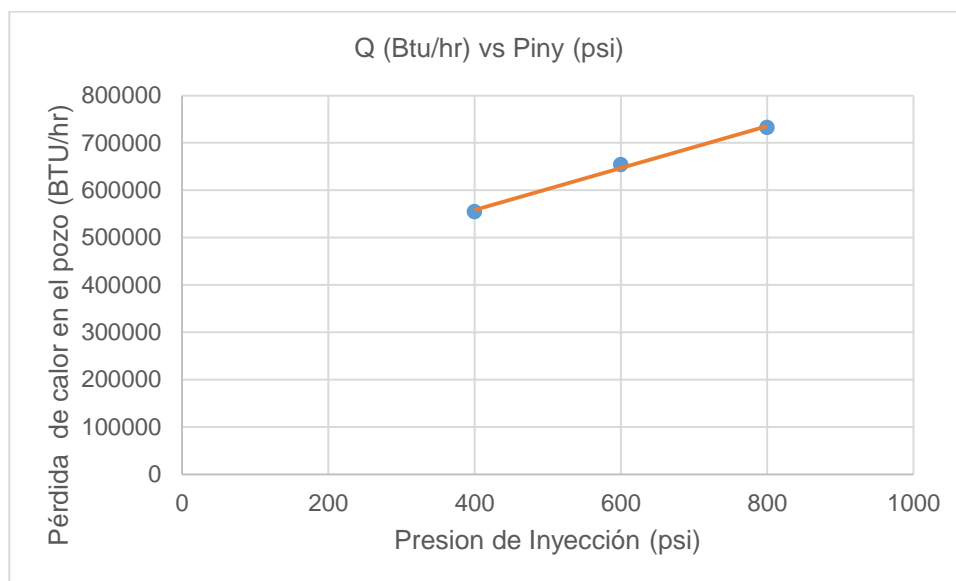


Figura 17: Pérdidas de calor Versus Presión de inyección de vapor a un $Q_{iny} = 500$ bpd y t_{iny} de 15 días

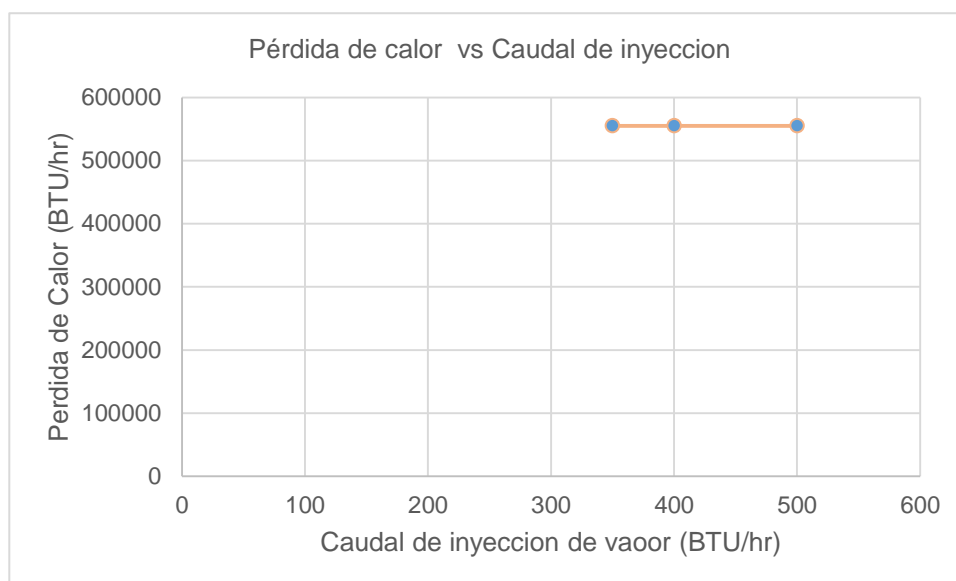


Figura 18: Pérdidas de calor Versus Caudal de inyección de vapor a un $P_{iny} = 400$ psi y t_{iny} de 15 días

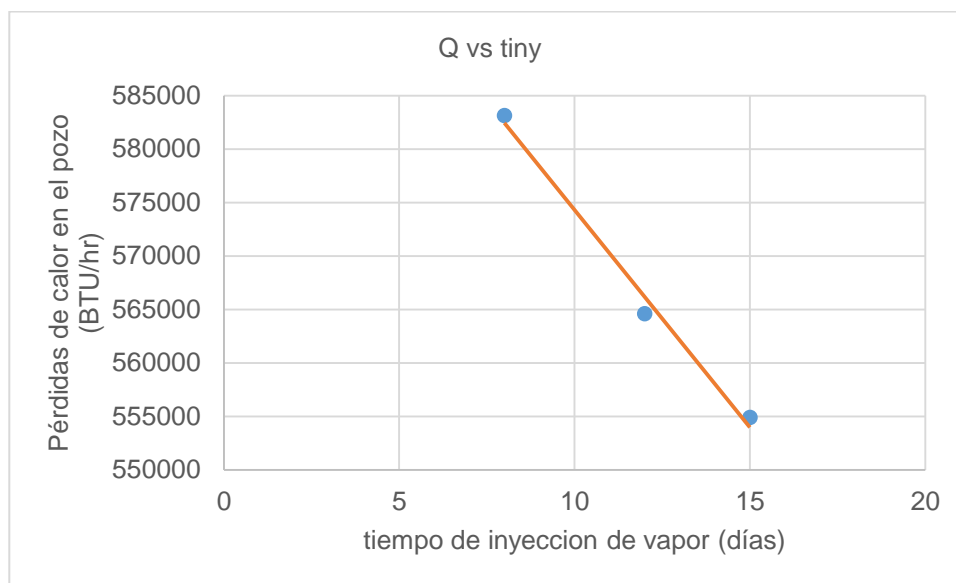


Figura 19: Pérdidas de calor Versus tiempo de inyección de vapor a un $Q_{iny} = 500$ bpd y P_{iny} de 400 psi.

4.2.2. Opción 2: Tubería con Aislante

En este caso al igual que el de tubería sin aislante se determinó el coeficiente de transferencia de calor U_{to} (Ec. 3.63) mediante ensayo y error, a diferencia de la otra opción que en este caso se utiliza un aislante térmico en la tubería de inyección (Fibra de vidrio orgánica con resina) que fue escogido por ser el más usado en la industria petrolero y cuya conductividad térmica es $k_{hins}=0,02$ ($\frac{BTU}{hr-pie-^{\circ}F}$) y su espesor es de una pulgada. Primero se determinó la temperatura en el aislante T_{ins} que es una media entre la temperatura del vapor en la cabeza del pozo y la temperatura de la formación, luego se calculó la temperatura exterior del *casing* T_{co} (Ec. 3.67), la cual se la promedio con la T_{ins} inicial para determinar la T_{avg} (temperatura

promedio del aire), temperatura con la cual se determinan todas las propiedades físicas del aire K_{ha} , μ_a , c_{pa} , ρ_a , y β_a (Ec. 3.43 - 3.47). Posteriormente con estas propiedades se calcularon los coeficientes de transferencia de calor por radiación y convección h_r' y h_c' (Ec. 3.50 y Ec. 3.55 respectivamente) los cuales se usa para determinar el valor de U_{to} . Finalmente se calculó la temperatura del aislante T_{ins} (Ec. 3.66) la cual será el nuevo T_{ins} , con los que se repitieron los cálculos por ensayo y error hasta que converjan estas dos temperaturas.

La tabla IX muestra el ejemplo de lo realizado para obtener el valor de U_{to} a una presión de 400 psi, caudal de inyección de 350 bpd y tiempo de 8 días y posteriormente en las tablas X, XI y XII están los resultados de las pérdidas de calor y calidades de vapor en el pozo usando tubería de inyección con aislante térmico bajo los escenarios previamente descritos.

Tabla IX: Determinación del coeficiente de transferencia de calor a 400 psi, 350 bpd y 8 días de inyección para una tubería con aislante

Iteración	T_{ins} (°F)	T_{Co} (°F)	T_{avg} (°F)	h_r ($\frac{BTU}{h-pie^2-^{\circ}F}$)	h_c ($\frac{BTU}{h-pie^2-^{\circ}F}$)	U_{to} ($\frac{BTU}{h-pie^2-^{\circ}F}$)	T_{ins} (°F)
1	296.569	162.463	229.516	1.921	0.432	0.257	193.280
2	193.280	171.246	182.263	1.539	0.252	0.251	199.044
3	199.044	170.756	184.900	1.558	0.273	0.251	198.525
4	198.525	170.800	184.662	1.556	0.271	0.251	198.569
5	198.569	170.797	184.683	1.556	0.272	0.251	198.565

Elaborado por: Nereida Medina y Freddy Carrión

Tabla X: Determinación de las pérdidas de calor y calidad de vapor a una presión de 400 psi en una tubería con aislante.

Resultados	Pérdida de calor en el pozo Q (BTU/hr)	Calor Latente Lv (BTU/lbm)	Flujo Másisco w(lb/hr)	Calidad de Vapor en el Pozo Xst(%)	Temperatura del Vapor en el Pozo Ts(F)	Presión del Vapor en el Pozo P2(psia)	Caída de presión del Vapor hasta el Pozo ΔP (psia)
Tiempo (días)							
P=400 psia y Q= 350 bpd							
8	123742.321	779.131	5104.167	0.719	441.898	393.856	6.144
12	122934.815	779.131	5104.167	0.719	441.597	393.854	6.146
15	122494.376	779.131	5104.167	0.719	441.596	393.853	6.147
P=400 psia y Q= 400 bpd							
8	123742.321	779.131	5833.333	0.723	440.389	389.091	10.909
12	122934.815	779.131	5833.333	0.723	440.389	389.089	10.911
15	122494.376	779.131	5833.333	0.723	440.389	389.088	10.912
P=400 psia y Q= 500 bpd							
8	123742.321	779.131	7291.667	0.728	437.442	377.649	22.351
12	122934.815	779.131	7291.667	0.728	437.441	377.646	22.354
15	122494.376	779.131	7291.667	0.728	437.441	377.644	22.356

Elaborado por: Nereida y Freddy Carrión

Tabla XI: Determinación de las pérdidas de calor y calidad de vapor a una presión de 600 psi en una tubería con aislante.

Resultados Tiempo (días)	Pérdida de calor en el pozo Q (BTU/hr)	Calor Latente Lv (BTU/lbm)	Flujo Másico w(lb/hr)	Calidad de Vapor en el Pozo Xst(%)	Temperatura del Vapor en el Pozo Ts(F)	Presión del Vapor en el Pozo P2(psia)	Caida de presión del Vapor hasta el Pozo ΔP(psia)
P=600 psia y Q= 350 bpd							
8	141922.371	751.901	5104.167	0.713	486.019	603.040	-3.040
12	141003.105	751.901	5104.167	0.713	486.019	603.039	-3.039
15	140501.578	751.901	5104.167	0.713	486.019	603.038	-3.038
P=600 psia y Q= 400 bpd							
8	141922.371	751.901	5833.333	0.718	485.426	599.779	0.221
12	141003.105	751.901	5833.333	0.718	485.426	599.777	0.223
15	140501.578	751.901	5833.333	0.718	485.426	599.776	0.224
P=600 psia y Q= 500 bpd							
8	141922.371	751.901	7291.667	0.724	483.992	591.944	8.056
12	141003.105	751.901	7291.667	0.724	483.992	591.941	8.059
15	140501.578	751.901	7291.667	0.724	483.992	591.940	8.060

Elaborado por: Nereida Medina y Freddy Carrión

Tabla XII: Determinación de las pérdidas de calor y calidad de vapor a una presión de 800 psi en una tubería con aislante.

Resultados Tiempo (días)	Pérdida de calor en el pozo Q (BTU/hr)	Calor Latente Lv (BTU/lbm)	Flujo Másico w(lb/hr)	Calidad de Vapor en el Pozo Xst(%)	Temperatura del Vapor en el Pozo Ts(F)	Presión del Vapor en el Pozo P2(psia)	Caida de presión del Vapor hasta el Pozo ΔP(psia)
P=800 psia y Q= 350 bpd							
8	155903.501	733.159	5104.167	0.708	519.327	809.642	-9.642
12	154899.236	733.159	5104.167	0.709	519.327	809.640	-9.640
15	154351.226	733.159	5104.167	0.709	519.327	809.640	-9.640
P=800 psia y Q= 400 bpd							
8	155903.501	733.159	5833.333	0.714	518.966	807.141	-7.141
12	154899.236	733.159	5833.333	0.714	518.966	807.139	-7.139
15	154351.226	733.159	5833.333	0.714	518.966	807.138	-7.138
P=800 psia y Q= 500 bpd							
8	155903.501	733.159	7291.667	0.721	518.094	801.132	-1.132
12	154899.236	733.159	7291.667	0.721	518.094	801.130	-1.130
15	154351.226	733.159	7291.667	0.721	518.094	801.129	-1.129

Elaborado por: Nereida Medina y Freddy Carrión

En base a la ecuación 3.95 la diferencia porcentual de pérdidas de calor entre el diseño de tuberías con aislante y diseño sin aislante es del $X = 77\%$, por lo que se puede pensar que un diseño de tuberías con aislante es más eficiente en conservar la calidad del vapor desde la cabeza del pozo hasta la formación, así como también presenta menores pérdidas de calor en comparación con una tubería sin aislante.

Como se puede apreciar en las tablas X, XI y XII, los resultados demuestran similitud a los de las tablas VI, VII y VIII es decir; la presión de inyección que nos brinda una menor pérdida de calor y mayor calidad de vapor en el pozo es la de 400 psi, además, mientras más altos sean los valores de caudal de inyección y tiempo de inyección de vapor, se tiene una mejor calidad de vapor y menor pérdida de calor.

4.3. Inyección Cíclica de Vapor en el pozo IP 015

La tabla XIII muestra datos adicionales del yacimiento en donde se encuentra el pozo IP 015, en donde los valores K_{hob} , α_{ob} y M_{ob} fueron tomados de la tabla I, los demás datos fueron tomados de la información proporcionada por la Secretaría de Hidrocarburos, que sirven para calcular el caudal estimulado de petróleo. La tabla XIV contiene parámetros necesarios para realizar el cálculo requerido, los cuales son; Q_i (Ec. 3.89), t_D

(Ec.3.92), F_1 (Ec. 3.91) y A_s (Ec. 3.90), este último nos permitió calcular el radio calentado por el vapor (r_h).

Mediante la técnica de ensayo y error y usando el modelo matemático de Boberg y Lantz se calculó el caudal estimulado de petróleo q_{oh} (Ec. 3.2) (obtenido con el proceso de inyección cíclica de vapor) a partir de una temperatura promedio entre la temperatura del vapor en la cara de arena con la temperatura de la formación. Mediante la ecuación de Andrade (Ec. 3.17) se calculó la viscosidad estimulada del petróleo evaluada en la temperatura promedio. Posteriormente, se calcularon los valores de $H_{o,g}$ (Ec. 3.11), $H_{w,s}$ (Ec. 3.12), H_f (Ec. 10) los cuales sirven para determinar el valor de δ (Ec. 3.9). Finalmente, es necesario obtener los valores de \bar{h} (Ec. 3.8), x (Ec. 3.5), y (Ec. 3.7), v_z (3-6), v_r (Ec. 3.4), para determinar una T_{avg} (Ec. 3.3) que converja con la temperatura promedio asumida al inicio. En el caso de no tener convergencia se continúa iterando. Todo este proceso esta esquematizado en la tabla XV.

Tabla XIII: Parámetros necesarios para desarrollar una inyección de vapor

DATOS	
$k_{hob} \left(\frac{BTU}{h-pie-^{\circ}F} \right)$	0.975
$\alpha_{ob} \left(\frac{pie^2}{hr} \right)$	0.0307
$M_{ob} \left(\frac{BTU}{pie^3-^{\circ}F} \right)$	31.7589577
$M_s \left(\frac{BTU}{pie^3-^{\circ}F} \right)$	36.1363636
$\mu_{@140^{\circ}F} \text{ (cp)}$	490058
$\mu_{@302^{\circ}F} \text{ (cp)}$	216.2
$\mu_{oc} \text{ (cp)}$	271058.9
$P_{wf@2días} \text{ (psia)}$	50
$P_{wf@9días} \text{ (psia)}$	35
$P_{wf@30días} \text{ (psia)}$	25
S.G.oil	1.01433692
$\rho_w \left(\frac{lb}{pie^3} \right)$	62.4
$\rho_o \left(\frac{lb}{pie^3} \right)$	63.2946237
GOR (SCF/bbl)	2
WOR (bbl/bbl)	4
$C_o \left(\frac{BTU}{lb-^{\circ}F} \right)$	0.5
$C_g \left(\frac{BTU}{pie^3-^{\circ}F} \right)$	0.01
$r_e \text{ (pies)}$	50
Tiempo (días)	30

Fuente: Archivo del Campo Pungarayacu, Secretaría de Hidrocarburos
Elaborado por: Nereida Medina y Freddy Carrión

Tabla XIV: Coeficientes necesarios para calcular el caudal estimulado en el pozo

PARÁMETROS CALCULABLES	
$L_v \left(\frac{\text{BTU}}{\text{lb} \cdot ^\circ\text{F}} \right)$	733.06848
$Q_i \left(\frac{\text{BTU}}{\text{hr}} \right)$	6538653.49
t_D	0.0094851
F_1	0.00875993
$A_s \text{ (pie}^2\text{)}$	2723.92584
$r_h \text{ (pies)}$	29.4457556
$H_r \left(\frac{\text{BTU}}{\text{lb}} \right)$	118

Elaborado por: Nereida Medina y Freddy Carrión

Tabla XV: Calculo de caudal estimulado para una tubería de inyeccion sin aislante

ITERACIÓN	T_{avg}^* (°F)	μ_{oh} (cp)	q_{oh} (bpd)	$H_{o,g}$ ($\frac{BTU}{bls}$)	$H_{w,s}$ ($\frac{BTU}{bls}$)	H_f ($\frac{BTU}{día}$)	δ	T_{avg} (°F)
1	293.72	296.62	3.41	25541.92	1483321.10	5146203.94	0.0023	420.83
2	420.83	4.56	3.44	48132.49	1493743.51	5307549.34	0.0024	420.79
3	420.79	4.56	3.44	48125.37	1493728.72	5307473.02	0.0024	420.79

Elaborado por: Nereida Medina y Freddy Carrión

4.3.1. Caudales Estimulados de Petróleo

Se procedió a calcular el caudal estimulado de petróleo q_{oh} y el petróleo producido N_p , para la presión de inyección de 400 psi, un caudal de inyección de vapor de 500 bpd y un tiempo de inyección de 15 días (por ser los parámetros con los que se obtuvieron mejores calidades de vapor y menores pérdidas de calor en el pozo), para el caso de tubería de inyección sin aislante y con aislante y para los tiempos de producción (después del tiempo de remojo de 10 días) de 2, 9 y 30 días. Esto se puede evidenciar en las tablas XVI y XVII.

Tabla XVI: Caudal de petróleo estimulado y petróleo acumulado producido a diversos tiempos de producción con una tubería sin aislante

t.prod (días)	q_{oh} (bpd)	N_p (bls)
2	3.171	6.342
9	3.409	30.678
30	3.565	106.954

Elaborado por: Nereida y Freddy Carrión

Tabla XVII: Caudal de petróleo estimulado y petróleo acumulado producido a diversos tiempos de producción con una tubería con aislante

t.prod (días)	q_{oh} (bpd)	N_p (bls)
2	3.442	6.885
9	3.700	33.300
30	3.870	116.091

Elaborado por: Nereida Medina y Freddy Carrión

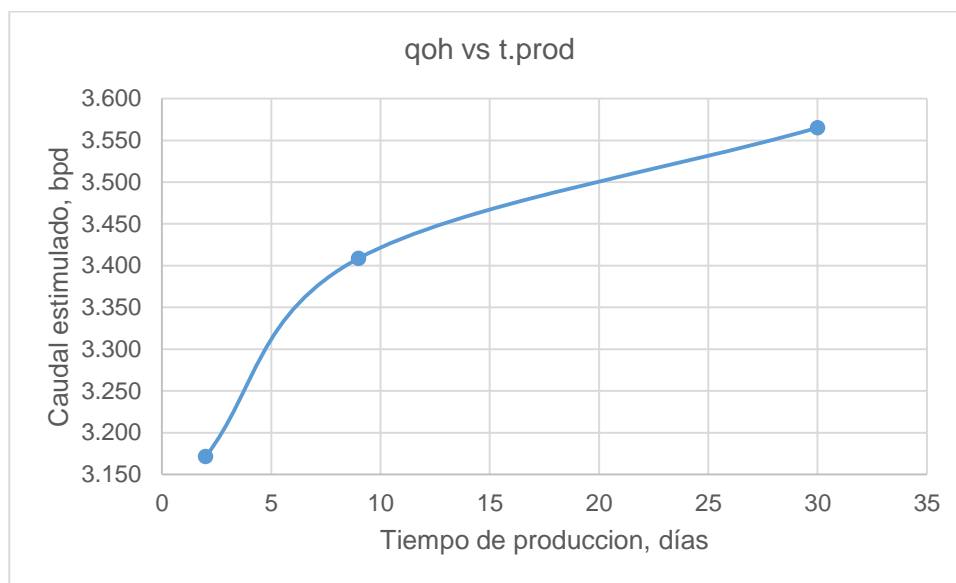


Figura 20: Caudal de petróleo producido vs Tiempo de producción en una tubería sin aislante



Figura 21: Caudal de petróleo producido vs Tiempo de producción en una tubería con aislante

Se puede observar que los caudales estimulados de petróleo de las figuras 20 y 21 (tubería de inyección sin aislante y con aislante respectivamente) aumentan conforme aumenta el tiempo de producción (2-30 días),

4.4. Tabla de Resultados

Tabla XVIII: Comparacion de resultados entre una tubería sin aislante y otra con aislante

	Tubería de inyección sin aislante	Tubería de inyección con aislante	Diferencia porcentual (%)
P_{iny} (psi)	400	400	—————
Q_{iny} (bpd)	500	500	—————
t_{iny} (días)	15	15	—————
$Q \left(\frac{BTU}{hr} \right)$	554868.986	122494.376	78%
X_{st} (fracción)	0.652	0.728	12%
$t_{prod.}$ (días)	30	30	—————
q_{oh} (bpd)	3.565	3.87	9%
N_p (bls)	106.954	116.091	9%

Elaborado por: Nereida Medina y Freddy Carrión

4.4.1. Análisis de Resultados

Como se observa en la tabla XVIII, desde un punto de vista técnico la mejor opción de trabajo es utilizando una tubería de inyección con aislante, debido a que con esta se tiene un menor margen de pérdidas de calor,

permitiendo una mínima reducción de la calidad de vapor desde la cabeza del pozo hasta la formación, así como un mayor valor de caudal estimulado de petróleo y una mayor producción del mismo

CAPÍTULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

- 1 El método de recuperación térmico más adecuado para la explotación del pozo IP 015 del Campo Pungarayacu mediante el *screnning* realizado es el de Inyección Cíclica de Vapor.
- 2 A medida que aumenta la presión de inyección de vapor en el pozo, se tienen mayores pérdidas de calor y una mayor disminución de la calidad de vapor (tablas VI y IX), por lo que en el rango dado por las facilidades de superficie de 400 a 800 psi, la presión de inyección de

400 psi brinda mejores resultados en el proceso de inyección de vapor en este pozo

- 3 Los valores de caudal de inyección de 500 bpd y tiempo de inyección de 15 días (valores máximos permitidos por las facilidades de superficie del pozo), brindan la más alta calidad de vapor en el fondo del pozo así como las menores pérdidas de calor en comparación con los demás valores de caudales y tiempos de inyección probados.

- 4 Las pérdidas de calor que se obtienen al utilizar una tubería con aislante son menores en comparación con las que se obtienen al utilizar una tubería sin aislante.

- 5 La tasa de petróleo a los 30 días de producción mediante el método de inyección cíclica de vapor utilizando una tubería de inyección con aislante es de 3,869 bpd, mientras que el caudal de producción sin aislante es de 3,565 bpd, esto demuestra que la producción de petróleo entre estos dos tipos de completación no varían considerablemente, es decir, a pesar de que la diferencia de las pérdidas de calor entre estas completaciones son significativas, los resultados de la estimulación en el yacimiento son similares. Por lo

tanto el uso de una tubería de inyección con aislante o sin aislante no repercute en la operación en este pozo.

- 6 El TVD de este pozo equivale aproximadamente a la séptima parte del TVD medio de los pozos de la cuenca Oriente, esta profundidad impide que la calidad de vapor varíe considerablemente en el fondo del pozo por lo que una tubería de inyección con aislante simplemente generaría un mayor esfuerzo operativo sin representar mayores influencias en la variación del caudal estimula

5.2. Recomendaciones

- 1 Es recomendable que se realicen pruebas a la tubería para evitar fugas del vapor inyectado.
- 2 En vista que ya existe una tasa de producción se puede implementar un método de levantamiento artificial en el pozo para aumentar la tasa de producción. Debido a las características del crudo, se recomienda estudiar la posibilidad de implementar bombeo mecánico (balancín - rotaflex) o de cavidades progresivas.
- 3 El agua utilizada para generar el vapor debe ser debidamente tratada.

ANEXOS

APÉNDICE A

Valores de la Funcion f(t) para tiempos menores a una semana

$\frac{r_w U_w}{k_a}$ $\frac{\alpha t}{r_A^2}$	0,01	0,02	0,05	0,1	0,2	0,5	1,0	2,0	5,0	10	20	50	100	∞
0,1	0,313	0,313	0,314	0,316	0,318	0,323	0,330	0,345	0,373	0,396	0,417	0,433	0,438	0,445
0,2	0,423	0,423	0,424	0,427	0,430	0,439	0,452	0,473	0,511	0,538	0,568	0,572	0,578	0,588
0,5	0,616	0,617	0,619	0,623	0,629	0,644	0,666	0,698	0,745	0,772	0,790	0,802	0,806	0,811
1,0	0,802	0,803	0,806	0,811	0,820	0,842	0,872	0,910	0,958	0,984	1,00	1,01	1,01	1,02
2,0	1,02	1,02	1,03	1,04	1,05	1,08	1,11	1,15	1,20	1,22	1,24	1,24	1,25	1,25
5,0	1,36	1,37	1,37	1,38	1,40	1,44	1,48	1,52	1,56	1,57	1,58	1,59	1,59	1,59
10,0	1,65	1,66	1,66	1,67	1,69	1,73	1,77	1,81	1,84	1,86	1,86	1,87	1,87	1,88
20,0	1,96	1,97	1,97	1,99	2,00	2,05	2,09	2,12	2,15	2,16	2,16	2,17	2,17	2,17
50,0	2,39	2,39	2,40	2,42	2,44	2,48	2,51	2,54	2,56	2,57	2,57	2,57	2,58	2,53
100,0	2,73	2,73	2,74	2,75	2,77	2,81	2,84	2,86	2,88	2,89	2,89	2,89	2,89	2,90

BIBLIOGRAFÍA

- 1 Alvarado , D., & Banzér, C. (2002). *Recuperación Térmica de Petróleo*. Caracas: Dr. Adafel Rincón Mora.
- 2 Boberg, T. C., & Lantz, R. B. (Dec. 1.966). Calculation of the Production Rate of a Thermally Stimulated Well. *J. Pet. Tech* , 1613-1623.
- 3 Jaillard, E. (1997). *Síntesis estratigráfica* . Quito: Orstom.
- 4 Manrique, V. A. (2010). *Enhanced Oil Recovery: Field Planning and Development Strategies* . Amsterdam: Elsevier.
- 5 Marx, J. W., & Langenheim, R. H. (1959). *Reservoir Heating by Hot Fluid Injection*. Trans.: AIME 312.
- 6 Palomino , J. F. (2014). *Estudio de Recuperación de crudos pesados en el Campo Pungarayacu mediante inyección de vapor de agua utilizando tecnología actual*. Quito: UTE .

7 Satter, A. I. (2008). *Practical Enhanced Reservoir Engineering: Assisted with Simulation Software*. PennWell.

8 Willman , B. T., Valleroy, V. V., Rumberg, G. W., Comelius, A. J., & Powers, L. W. (1961). *Laboratory Studies of Oil Recovery by Steam Injection*. Trans.: AIME, 222:681.